



AVALIAÇÃO DA CONFIABILIDADE DE FAZENDAS EÓLICAS *OFFSHORE*  
COM DIFERENTES TOPOLOGIAS DE REDE COLETORA USANDO A  
FUNÇÃO GERADORA UNIVERSAL

Gustavo Queiroz Almeida

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Carmen Lucia Tancredo Borges

Rio de Janeiro  
Junho de 2024

AVALIAÇÃO DA CONFIABILIDADE DE FAZENDAS EÓLICAS *OFFSHORE*  
COM DIFERENTES TOPOLOGIAS DE REDE COLETORA USANDO A  
FUNÇÃO GERADORA UNIVERSAL

Gustavo Queiroz Almeida

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO  
ALBERTO LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE  
ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO  
PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU  
DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

Orientador: Carmen Lucia Tancredo Borges

Aprovada por:

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL  
JUNHO DE 2024

Queiroz Almeida, Gustavo

Avaliação da Confiabilidade de Fazendas Eólicas *Offshore* com Diferentes Topologias de Rede Coletora Usando a Função Geradora Universal/Gustavo Queiroz Almeida. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2024.

XIV, 73 p.: il.; 29, 7cm.

Orientador: Carmen Lucia Tancredo Borges

Dissertação (mestrado) – UFRJ/COPPE/Programa de Engenharia Elétrica, 2024.

Referências Bibliográficas: p. 69 – 73.

1. Confiabilidade. 2. Fazenda Eólica *Offshore*. 3. Função Geradora Universal. 4. Modelo multiestado de Markov. 5. Topologias de Redes Coletoras. I. Lucia Tancredo Borges, Carmen. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Elétrica. III. Título.

# Agradecimentos

A Deus, por me guiar neste processo, e por me dar forças para seguir em frente.

À minha Esposa Thayanne, à minha Mãe Elen e à minha Irmã Tatiana, pelo companheirismo diário.

Ao meu Pai Nilton (*In memoriam*), que, para mim, sempre será um exemplo de amor, dedicação e competência.

À minha Orientadora e Professora Carmen Lucia, pelo direcionamento e pelas discussões durante o desenvolvimento deste trabalho.

Às minhas Amigas Martha Carvalho e Tálita Valentini, pela ajuda e incentivo durante esta jornada.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

AVALIAÇÃO DA CONFIABILIDADE DE FAZENDAS EÓLICAS *OFFSHORE*  
COM DIFERENTES TOPOLOGIAS DE REDE COLETORA USANDO A  
FUNÇÃO GERADORA UNIVERSAL

Gustavo Queiroz Almeida

Junho/2024

Orientador: Carmen Lucia Tancredo Borges

Programa: Engenharia Elétrica

Propôs-se, nesta dissertação, uma metodologia de avaliação da confiabilidade de Fazendas Eólicas (*Offshore Wind Farm* - OWF), relativa ao cálculo da disponibilidade de fornecimento de energia no Ponto de Acoplamento Comum (*Point of Common Coupling* - PCC). Realizou-se a avaliação por meio de combinação de processos de Markov, a fim de capturar a incerteza da velocidade do vento, considerando-se a Teoria Analítica da Função Geradora Universal. Compararam-se várias topologias de redes coletoras por meio dos Índices Taxa de Disponibilidade de Geração e ENS. Utilizou-se um projeto de uma OWF de 8 MW, localizado no Nordeste do Brasil, como teste, considerando duas velocidades correlacionadas de vento e uma velocidade de vento única equivalente. Os resultados revelaram que a topologia de rede coletora *single-sided ring* é a mais confiável; enquanto a topologia radial é a menos confiável. Apresentaram-se, também, os resultados de uma análise de sensibilidade de cada topologia à indisponibilidade da rede coletora e da turbina eólica. A utilização de velocidades reais do vento, correlacionadas em substituição à equivalente, resultou em um índice ENS mais elevado e, portanto, em um sistema menos confiável. Por meio de uma análise de custos do sistema teste, observou-se que a topologia *star* possui o maior Custo Nivelado de Eletricidade (*Levelized Cost Of Electricity* - LCOE). Por fim, realizou-se uma avaliação econômica e de confiabilidade de uma OWF de 84 MW, conectada a uma plataforma de O&G existente no Brasil.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

RELIABILITY ASSESSMENT OF OFFSHORE WIND FARMS WITH  
DIFFERENT COLLECTOR NETWORK TOPOLOGIES USING UNIVERSAL  
GENERATING FUNCTION

Gustavo Queiroz Almeida

June/2024

Advisor: Carmen Lucia Tancredo Borges

Department: Electrical Engineering

This thesis proposes a methodology for evaluating the reliability of *offshore* wind farms (OWF) in order to calculate the availability of supply at the Point of Common Coupling. The evaluation is carried out by combining Markov processes to capture wind speed uncertainty with the analytical theory of the Universal Generating Function. Different collector network topologies are compared using the Generation Ratio Availability and Energy Not Supplied (ENS) indices. The design of an 8 MW OWF located in northeastern Brazil is used as a test, considering two correlated wind speeds and an equivalent single wind speed. The results show that the single-sided ring collector network topology is the most reliable, while the radial one is the least reliable. The results of a sensitivity analysis of each topology to the unavailability of the collector network and the wind turbine are also presented. The use of actual correlated wind speeds instead of the equivalent one results in higher ENS and, therefore, a less reliable system. A cost analysis of the test system shows that the star topology has the highest Levelized Cost Of Electricity (LCOE). Finally, a reliability and economic assessment of 84 MW OWF interconnected to an existing oil and gas platform in Brazil is performed.

# Sumário

<b>Lista de Figuras</b>	<b>x</b>
<b>Lista de Tabelas</b>	<b>xii</b>
<b>Lista de Símbolos</b>	<b>xiii</b>
<b>Lista de Abreviaturas</b>	<b>xiv</b>
<b>1 Introdução</b>	<b>1</b>
1.1 Fatores Ambientais, Sociais e de Governança Corporativa (ESG) . . .	3
1.2 Revisão bibliográfica . . . . .	5
1.3 Objetivos e contribuição . . . . .	7
1.4 Estrutura da dissertação . . . . .	7
1.5 Artigo submetido . . . . .	8
<b>2 Fazendas Eólicas <i>Offshore</i></b>	<b>9</b>
2.1 Geração eólica . . . . .	9
2.1.1 Modelagem do vento . . . . .	9
2.1.2 Conversão do vento em potência eólica . . . . .	10
2.2 Rede coletora e topologias . . . . .	12
2.2.1 Topologia radial . . . . .	12
2.2.2 Topologia <i>star</i> . . . . .	12
2.2.3 Topologia <i>Single-sided ring</i> . . . . .	13
2.2.4 Topologia <i>double-sided ring</i> . . . . .	14
<b>3 Metodologia Proposta para Avaliação da Confiabilidade de <i>OWF</i></b>	<b>15</b>
3.1 Função Geradora Universal . . . . .	15
3.2 Modelagem da <i>OWF</i> . . . . .	18
3.2.1 <i>UGF</i> individual do cabo da rede coletora . . . . .	19
3.2.2 <i>UGF</i> de potência de saída da <i>WTG</i> . . . . .	19
3.2.3 <i>UGF</i> da potência de saída da <i>OWF</i> . . . . .	20
3.2.4 Funções Estruturantes da <i>OWF</i> . . . . .	23

3.3	Índices de confiabilidade . . . . .	26
<b>4</b>	<b>Aplicação e resultados para o caso teste</b>	<b>28</b>
4.1	Clusterização . . . . .	30
4.2	<i>UGFs</i> . . . . .	30
4.3	Resultados de confiabilidade . . . . .	32
4.3.1	<i>GRA</i> . . . . .	32
4.3.2	ENS referente a uma velocidade equivalente do vento . . . . .	33
4.3.3	ENS relativo a ventos correlacionados . . . . .	36
4.3.4	A dependência da disponibilidade da rede coletora em função do comprimento do cabo . . . . .	38
4.4	Análise de custo-benefício . . . . .	40
<b>5</b>	<b>Aplicação e resultados para caso real</b>	<b>43</b>
5.1	Premissas do estudo . . . . .	45
5.2	Dados do gerador eólico . . . . .	46
5.3	Dados das plataformas de O&G . . . . .	46
5.4	Dados do vento . . . . .	49
5.5	Projeto para o caso real . . . . .	49
5.5.1	Determinação da quantidade turbinas eólicas . . . . .	49
5.5.2	Distância entre as turbinas eólicas . . . . .	49
5.5.3	Distância da subestação ao FPSO . . . . .	50
5.5.4	Distância da fazenda eólica <i>offshore</i> à subestação . . . . .	50
5.5.5	Resumo do projeto . . . . .	50
5.6	Análise da confiabilidade . . . . .	50
5.6.1	Disponibilidade da turbina eólica <i>offshore</i> e do cabo submarino	50
5.6.2	Topologia radial . . . . .	51
5.6.3	topologia <i>star</i> com <i>WTG</i> no centro . . . . .	51
5.6.4	Topologia <i>single-sided ring</i> . . . . .	52
5.6.5	Topologia <i>double-sided ring</i> . . . . .	52
5.6.6	Resultados de confiabilidade . . . . .	53
5.7	Análise do CAPEX das alternativas . . . . .	54
5.7.1	Custo do cabo submarino . . . . .	55
5.7.2	Custo totais . . . . .	57
5.8	Análise econômica . . . . .	57
5.8.1	Premissas da análise econômica . . . . .	57
5.8.2	<i>LCOE</i> - Custo Nivelado de Energia . . . . .	58
5.8.3	<i>VPL</i> - Valor Presente Líquido . . . . .	58
<b>6</b>	<b>Conclusões</b>	<b>66</b>



# Lista de Figuras

1.1	oferta Interna de Energia 2012-2021 . . . . .	1
2.1	criação do modelo multiestado de potência eólica com base na série cronológica de vento . . . . .	11
2.2	representação visual do agrupamento das velocidades do vento na curva de potência do <i>WTG</i> . . . . .	11
2.3	topologia radial . . . . .	12
2.4	topologia <i>star</i> . . . . .	13
2.5	topologia <i>star</i> - <i>WTG</i> no ponto central . . . . .	13
2.6	topologia <i>single-sided ring</i> . . . . .	14
2.7	topologia <i>double-sided ring</i> . . . . .	14
4.1	curva de potência do aerogerador Enercon E-82 E2 2.000 . . . . .	28
4.2	localização 1 - histograma da série de velocidade de vento . . . . .	29
4.3	localização 2 - histograma da série de velocidade de vento . . . . .	29
4.4	série de velocidade de vento nas localizações 1, 2 e vento equivalente .	30
4.5	<i>GRA</i> para diferentes topologias e valores de <i>GRc</i> . . . . .	33
4.6	<i>UGF</i> da saída de potência da <i>OWF</i> para diferentes topologias considerando um vento equivalente . . . . .	34
4.7	ENS para diferentes topologias e disponibilidade de rede coletora . . .	35
4.8	ENS para diferentes topologias considerando os cabos submarinos e as turbinas eólicas da <i>OWF</i> 100% confiáveis . . . . .	36
4.9	<i>UGF</i> da saída de potência da <i>OWF</i> para diferentes topologias - ventos correlacionados . . . . .	37
4.10	comparação do índice de ENS para diferentes topologias considerando velocidades de vento equivalentes e correlacionadas . . . . .	37
4.11	comparação do índice de <i>GRA</i> em função do comprimento dos cabos da rede coletora . . . . .	38
4.12	comparação do índice de ENS para diferentes topologias considerando um vento equivalente e o comprimento do cabo . . . . .	39

4.13	análise de sensibilidade variando a disponibilidade do longo cabo de retorno $C_{rst}$ . . . . .	40
5.1	potencial técnico . . . . .	44
5.2	mapa de localização das plataformas de O&G e fazenda eólica <i>offshore</i> em estudo. . . . .	45
5.3	curva de potência do gerador eólico de 12 MW . . . . .	47
5.4	ilustração das unidades <i>offshore</i> do tipo FPSO e TLWP do caso em estudo . . . . .	47
5.5	diagrama unifilar do sistema de geração de energia da unidade <i>offshore</i> do tipo FPSO . . . . .	48
5.6	vista geral do projeto de eletrificação - caso real . . . . .	51
5.7	topologia radial - caso real . . . . .	51
5.8	topologia <i>star</i> com <i>WTG</i> no centro - caso real . . . . .	52
5.9	Topologia <i>single-sided ring</i> - Caso real . . . . .	52
5.10	topologia <i>double-sided ring</i> - caso real . . . . .	53
5.11	ENS para as topologias - caso real . . . . .	53
5.12	<i>GRA</i> para as topologias - caso real . . . . .	54
5.13	custo estimado de investimento para o caso real para cada topologia .	57
5.14	<i>LCOE</i> para o caso real associadas às topologias . . . . .	58
5.15	curva de consumo de combustível da turbina instalada na plataforma principal do tipo FPSO . . . . .	60
5.16	valores do VPL para o caso real em função das alternativas e estratégias	61
5.17	valores de ENS para as topologias da <i>OWF</i> no caso real utilizando de baixa disponibilidade para cabos submarinos . . . . .	62
5.18	valores de <i>LCOE</i> para as topologias da <i>OWF</i> no caso real utilizando de baixa disponibilidade para cabos submarinos . . . . .	62
5.19	valores de CAPEX para as propostas de reconsideração de projeto . .	63
5.20	curva de potência do <i>WTG</i> utilizado na reconsideração do projeto . .	64
5.21	ENS para o caso real - reconsideração do projeto (proposta 1). . . . .	65

# Lista de Tabelas

4.1	probabilidade para permanência nos estados de velocidade de vento para as séries de vento da localização 1, localização 2 e o vento equivalente . . . . .	31
4.2	possibilidades de potência de saída da <i>OWF</i> . . . . .	34
4.3	CAPEX e custo de instalação [ $\$ 10^6$ ] . . . . .	41
4.4	<i>LCOE</i> para a <i>OWF</i> com diferentes topologias . . . . .	41
5.1	parâmetros do projeto - caso real . . . . .	50
5.2	custos dos cabos submarinos em função da topologia da <i>OWF</i> . . . . .	55
5.3	custos associados à instalação dos cabos submarinos adicionais e das instalações de flutuadores, pilares, fundações e sistema de ancoragem . . . . .	56
5.4	custos associados à instalação da subestação <i>offshore</i> e modificações nas plataformas de O&G existentes . . . . .	56
5.5	valores de disponibilidade dos cabos submarinos utilizados . . . . .	61

# Lista de Símbolos

$A$	Disponibilidade, p. xiii
$K$	número de estados, p. xiii
$X$	variável aleatória, p. xiii
$\Omega$	Operador Gerador Universal, p. xiii
$\gamma$	Tuplos, p. xiii
$\lambda$	taxa de falha, p. xiii
$\mu$	taxa de reparo, p. xiii
$\rho$	Densidade do ar, p. xiii
$p$	Probabilidade, p. xiii
$f^{\text{str}}$	Função estruturante, p. xiii
$u(z)$	Transformada Z, p. xiii
$v$	Performance, p. xiii

# Lista de Abreviaturas

<i>ENS</i>	Energia Não Suprida, p. xiv
<i>O&amp;M</i>	Operação e Manutenção, p. xiv
<i>GRA</i>	Taxa de Disponibilidade de Geração, p. xiv
<i>GRc</i>	Critério da Taxa de Geração, p. xiv
<i>LCOE</i>	Custo Nivelado da Energia, p. xiv
<i>MSS</i>	Sistema multiestado, p. xiv
<i>OWF</i>	Fazenda Eólica <i>Offshore</i> , p. xiv
<i>PCC</i>	Ponto Comum de Acoplamento, p. xiv
<i>UGF</i>	Função Geradora Universal, p. xiv
<i>UGO</i>	Operador Gerador Universal, p. xiv
<i>WP</i>	Saída de potência da turbina eólica, p. xiv
<i>WTG</i>	Turbina Eólica, p. xiv

# Capítulo 1

## Introdução

O crescente engajamento (inter)nacional com questões ambientais, impulsionado pela ampliação do debate nos meios de comunicação, elevou as demandas por parte da sociedade civil, governos e empresas para a erradicação de práticas nocivas ao meio ambiente, bem como implicou a adoção de modelos de negócios sustentáveis. Nesse contexto, o acesso individual à energia, considerando-se especialmente as necessidades básicas dos sujeitos, contemporaneamente, se expande à medida que a transição energética impulsiona a busca pelo desenvolvimento e a implementação de fontes de energias renováveis. Ressalta-se, também, que a população da Terra, provavelmente, aumentará em mais de dois bilhões de pessoas até 2050 [1]. Fontes de energia de gás natural e petróleo e derivados representam 47,7% de toda a Oferta de Energia Interna do Brasil (OIE) no ano base de 2021, conforme a figura 1.1[2].

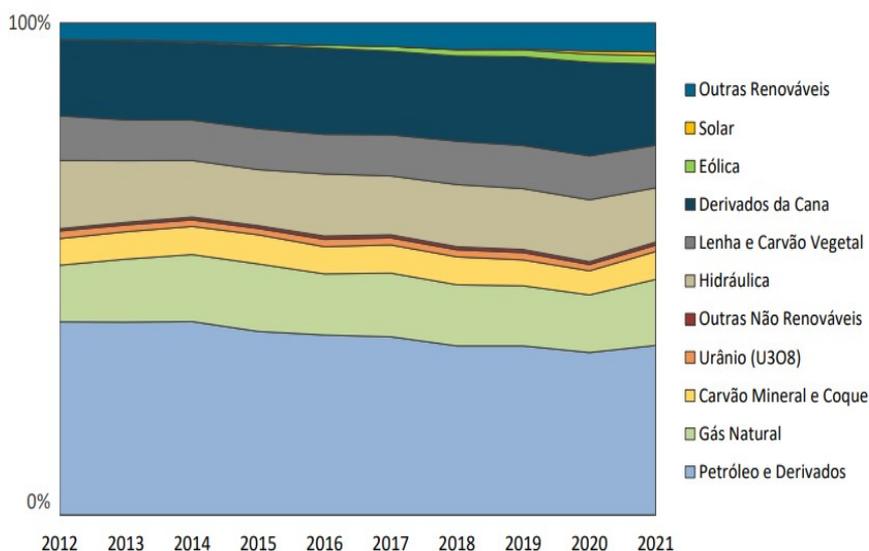


Figura 1.1: oferta Interna de Energia 2012-2021

Avanços significativos nos esforços de sustentabilidade de Petróleo e Gás (O&G)

são frequentemente noticiados, devido às emissões dos Gases de Efeito Estufa (GEE), relacionadas a essa indústria. A indústria de O&G contribui com a segunda maior quantidade de emissões de GEE no planeta, lançando 13 milhões de toneladas métricas de metano por ano, com um potencial de aquecimento global de 28 a 32 vezes maior que o dióxido de carbono [1].

A sustentabilidade é uma questão global e significativa que impacta, contemporaneamente, todas as indústrias, especialmente o setor de O&G, devido à sua dependência de hidrocarbonetos, que contribuem, substancialmente, para as mudanças climáticas. Nesse sentido, investidores e o público em geral estão, cada vez mais, preocupados e, portanto, mais interessados em compreender as ações das indústrias de O&G nessa esfera.

Para que as metas de mudanças climáticas sejam atingidas, a indústria de O&G terá de desempenhar um papel importante para a redução de suas próprias emissões de GEE [1]. As operações diretas da indústria de O&G respondem por 9% de todas as emissões de GEE geradas pelo ser humano. Os combustíveis fabricados pela indústria de O&G criam 33% adicionais das emissões globais. Portanto, direta e indiretamente, a indústria de O&G contribui com 42% das emissões globais.

As companhias petrolíferas, sejam elas nacionais ou internacionais, enfrentam pressão externa para a realização de suas atividades de forma mais sustentável, a fim de evitar o risco de acesso limitado ao investimento (que geralmente está vinculado ao desempenho de sustentabilidade) necessário para desenvolver campos de O&G.

Nesse contexto, o mercado de O&G está em fase de transição em busca de formas mais sustentáveis de produção de energia. No acordo de Paris de 2015, ratificado na 21<sup>a</sup> sessão da Conferência das Partes (COP21), essa transição ganhou ímpeto e uma nova visibilidade e escala após a Cúpula do Clima COP26, que ratificou o Pacto Climático de Glasgow, um acordo que inclui quase 200 nações a manter o aumento da temperatura média global em 2050 em 1,5 graus Celsius. Os signatários do pacto se comprometeram, publicamente, a acelerar a transição para energia sustentável com base em fontes renováveis e a diminuir as emissões de carbono, reduzindo o uso de combustíveis fósseis [1].

Ressalta-se que o acordo de Paris entrou em vigor em novembro de 2016, e o Brasil, como signatário, propôs, em sua NDCs (*Nationally Determined Contributions*), redução de 37% de suas emissões em 2025 e de 50% em 2030, tendo como base as emissões de 2005 [3].

## 1.1 Fatores Ambientais, Sociais e de Governança Corporativa (ESG)

Consideram-se Fatores Ambientais, Sociais e de Governança Corporativa (ESG) para o investimento em uma empresa. Esses critérios são críticos em relação às análises e relatos sobre como uma empresa atende a todas as partes interessadas, incluindo trabalhadores, comunidades, clientes, fornecedores, acionistas e meio ambiente.

Esses critérios são importantes para a indústria de O&G, especialmente à medida que cresce o impulso para promover a energia renovável, a sustentabilidade e a transição energética. Investidores, governos e sujeitos continuam focados em questões como mudanças climáticas, normas trabalhistas, diversidade e governança corporativa.

A maioria das empresas de O&G implementam estratégias ESG por meio de iniciativas para reduzir emissões, uso e descarte responsável da água, e pesquisa e desenvolvimento de programas de energia renovável.

Portanto, as estratégias de crescimento das empresas estão, atualmente, cada vez mais centradas na aquisição de barris de baixa intensidade de carbono, uma estratégia para apoiar as metas ESG. Nesse sentido, um futuro de energia limpa está em andamento e o processo de transição modificará quase todos os aspectos das empresas de energia. Os principais impulsionadores da descarbonização incluem:

1. redução de equipamentos, tecnologia e custos operacionais;
2. políticas e regulamentos governamentais;
3. demandas de funcionários, clientes e comunidades;
4. pressões dos investidores.

Ressalta-se que o Brasil se destaca por já possuir uma matriz energética com grande participação de fontes renováveis. No entanto, verifica-se que não há minimização de esforços para a redução das emissões de GEE não somente no setor elétrico, mas também em setores como o setor de O&G, que contribuem, significativamente, em termos econômicos, para o país.

Por fim, destaca-se que as diretrizes da estratégia nacional para a neutralidade climática incluem a promoção da mitigação das emissões de carbono nas atividades de O&G, por meio da adoção de tecnologias com maior eficiência energética nas unidades produtivas (como a eletrificação de plataformas *offshore*), além de uma maior inserção de fontes renováveis nos sistemas produtivos e no portfólio de negócios de Exploração e Produção (E&P) e de refino. Entre essas fontes renováveis, destacam-se a bioenergia, bioquerosene, eólica *offshore*, solar, ondas, hidrogênio, entre outras [4].

Nesse contexto, a produção de O&G existente em plataformas *offshore*, cuja operação contempla uma variedade de emissões que contribuem para os GEE, pode ser limitada por meio da instalação de uma *OWF* que gera parte da energia necessária para essa instalação flutuante, reduzindo a pegada de carbono para esse tipo de operação. Esse tipo de aplicação de energia renovável é isolada do sistema de energia do continente e consiste em uma aplicação exclusiva para as plataformas de produção de petróleo.

As operações, equipamentos e processos associadas às instalações flutuantes de produção produzem uma variedade de emissões que contribuem para os GEE e outras emissões. Gases como metano,  $CO_2$ ,  $NO_x$ ,  $SO_x$ , compostos orgânicos voláteis (VOCs) e particulados são liberados dessas unidades. A seguir, descrevem-se alguns fatores que contribuem para as emissões de GEE [5]:

1. armazenamento da produção (ventilação);
2. turbina a gás (geração de energia e compressão);
3. motores de combustão interna;
4. boiler e aquecedores de água;
5. flare;
6. processos químicos;
7. emissões fugitivas (vazamentos).

Emissões produzidas durante as operações de O&G estão geralmente sob o controle das empresas. Estas buscam diminuir a intensidade de carbono dessas operações considerando as seguintes estratégias de mitigação [5]:

1. redução da rotina de *flairing*;
2. operações de eletrificação com incorporação de energia renovável;
3. uso de combustíveis de baixa ou nenhuma emissão (hidrogênio, biocombustíveis, amônia e combustíveis sintéticos);
4. mitigação e captura de metano (emissões fugitivas, ventilação);
5. implementação de programas de eficiência energética;
6. otimização da produção e gestão de reservatórios usando ferramentas digitais como a Internet das Coisas (IoT), sensores e realidade virtual para rastrear emissões e uso de energia, monitorar operações, modelar cenários e manter equipamentos de forma proativa;

7. por meio de princípios de uma economia compartilhada para melhorar a logística para um consumo de combustível mais eficiente (por exemplo, compartilhando caminhões, embarcações marítimas e helicópteros);
8. aumento da Captura, Utilização e Armazenamento de Carbono (*Carbon Capture, Utilisation and Storage* - CCUS).

As turbinas a gás são convenientes para a utilização em instalações de produção flutuantes. O uso de gás natural proveniente de reservatório também contribui para essa conveniência. Turbinas a gás, no entanto, apresentam altas emissões devido à sua baixa eficiência de conversão de energia, que varia entre 20-35% [5]. Portanto, uma alternativa às turbinas a gás deve ser considerada para reduzir essas emissões.

Uma forma de reduzir as emissões é operar a fazenda eólica *offshore* em conjunto com um ou mais plataformas *offshore* de O&G em um sistema isolado. Nenhum sistema como este está em operação atualmente no Brasil, mas realizaram-se vários estudos investigando tanto os aspectos econômicos quanto a possível economia de combustível e a redução de emissões, bem como a confiabilidade e estabilidade dinâmica desse tipo de sistema de energia.

Em particular, a implantação de fazendas eólicas *offshore* pode ser explicada por vários motivos, como velocidades de vento mais elevadas no mar em comparação com regiões continentais, menor turbulência devido à ausência de barreiras físicas e maior espaço disponível no mar, permitindo a instalação de maiores turbinas eólicas e fazendas eólicas [6]. Segundo Dados do Conselho Global de Energia Eólica (GWEC), ao final de 2022, a capacidade total instalada de projetos eólicos *offshore* no mundo foi de 64,3 GW, com crescimento anual de 16%, representando 7,1% de toda a capacidade eólica instalada [7].

Apesar da configuração de fazendas eólicas *offshore* integradas a plataformas de petróleo ser relativamente recente e em desenvolvimento, mais pesquisas precisam ser realizadas para abordar as possibilidades e desafios desses sistemas de integração de energia.

## 1.2 Revisão bibliográfica

Na literatura, a disponibilidade da *OWF* é classicamente abordada por meio de métodos de simulação cronológica ou métodos analíticos utilizando diagramas de blocos de confiabilidade e modelos de cadeia de Markov. Outra abordagem, conhecida como Função Geradora Universal (*Universal Generating Function* - UGF), originalmente proposta por [8], ganhou uso generalizado na análise de confiabilidade de um Sistema de Múltiplos Estados (*Multi-State System* - MSS) [9], [10], [11]. A técnica *UGF* permite a determinação de toda a distribuição de desempenho do *MSS*

com base em distribuições de performance de seus elementos, utilizando métodos algébricos. A eficiência computacional torna-se crucial, particularmente ao resolver análises de confiabilidade de *MSS*, em que as medidas de desempenho devem ser avaliadas para uma infinidade de potenciais soluções. Essa complexidade torna os métodos tradicionais desafiadores para análise e otimização de confiabilidade *MSS*. Em contraste, na sua aplicação a tais problemas, a técnica *UGF* é suficientemente rápida e demonstra alta eficácia. Além disso, a *UGF* também é uma ferramenta computacionalmente eficiente para lidar com variáveis aleatórias discretas [12].

Devido à sua vantagem em computação, a *UGF* é amplamente usado na avaliação de confiabilidade do *MSS*. Uma simulação probabilística, fundamentada em *UGF* para a produção de energia eólica, constitui a base do algoritmo para simulação probabilística de produção de vento sistema de potência integrado [12]. Além disso, nos estudos de [13], propôs-se um método baseado sobre *UGF* para a realização da avaliação de adequação de uma microrrede autônoma. Assim, estabeleceu-se um modelo multiestado de um sistema de energia fotovoltaica e um sistema de geração eólica, considerando-se a incerteza da velocidade do vento, a intensidade da radiação solar e as características de falha aleatória dos componentes. Os resultados revelaram a importância de incluir as falhas mecânicas e estrutura de topologia na avaliação de adequação.

Há diversas contribuições contemporâneas, na literatura, a respeito da aplicação da técnica *UGF* para fazendas eólicas, por exemplo: a avaliação de confiabilidade proposta por [14], a qual se fundamenta na técnica *UGF*. Por meio desta, calculou-se o desempenho de uma *OWF*, utilizando dados de velocidade do vento e taxas de falhas e reparos da Turbina Eólica (*Wind Turbine Generator* - WTG). O modelo proposto permitiu avaliar o desempenho da fazenda eólica por algoritmos flexíveis, compactos e rápidos com carga computacional reduzida.

No estudo de [15], investigou-se a confiabilidade da rede elétrica sob os aspectos de regime permanente e de estabilidade dinâmica de um sistema *offshore* isolado que integra uma *OWF* de 100 MW com topologia radial a cinco plataformas dispostas em diferentes topologias. O estudo revelou que a capacidade máxima de uma fazenda eólica a ser integrada a um sistema interconectado a plataformas *offshore* é de 100 MW, mas informa que este número depende da escolha da topologia escolhida e pode ser aumentada com uma aprimorada estratégia de controle. Investigaram-se, no estudo de [16], os possíveis benefícios de conexão de turbinas eólicas flutuantes em um sistema com quatro plataformas de O&G conectadas, *a priori*, a um sistema *onshore* de corrente contínua em alta tensão (*High Voltage Direct Current* - HVDC). Por meio do estudo, analisou-se a confiabilidade do arranjo do sistema, concluindo-se, por fim, que o uso de turbinas eólicas flutuantes aprimora a confiabilidade do sistema.

Propôs-se, no estudo de [17], um método de avaliação de confiabilidade analítica, por meio de uso da técnica *UGF*, em que se avaliaram quatro topologias de sistema coletor DC para uma *OWF* de 400 MW. A confiabilidade da topologia radial com um único conversor DC-DC resultou como o mais confiável, com o menor índice de ENS e a maior Disponibilidade da Taxa de Geração (*Generation Availability Rate* - GRA). Por sua vez, avaliou-se, no estudo de [18], a confiabilidade de uma *OWF* de 400 MW com 12 alimentadores em topologia radial, utilizando o método analítico baseado em *UGF* e *MSS*. Concluiu-se que não considerar a confiabilidade de rede coletora resulta em um erro de 12% no índice *GRA*, e subestima o índice ENS durante a vida útil do projeto. Já em relação aos modelos propostos por [19] e [20], replicaram-se a confiabilidade de fazendas eólicas — incluindo a confiabilidade de turbinas eólicas e a correlação (ou não) das velocidades do vento, com *UGFs* correspondentes — e os operadores especiais para estas *UGFs*, definidos para a avaliação da expansão de reservas de curto e longo prazo dos sistemas de energia com elevada penetração de energia eólica.

No entanto, ainda não houve publicação na literatura a respeito da avaliação da confiabilidade das *OWFs* isoladas em sistemas de corrente alternada com variações topológicas da rede coletora, como proposto nesta dissertação.

### 1.3 Objetivos e contribuição

Neste trabalho, buscou-se compreender as *OWFs* como fonte de energia para aplicações isoladas e obtenção de uma compreensão quantitativa de sua confiabilidade com diferentes topologias de redes coletoras. Avaliou-se a confiabilidade comparando a disponibilidade de energia gerada por meio de uma abordagem analítica, baseada em um sistema multiestado para capturar a incerteza da velocidade do vento e uma técnica analítica utilizando a *UGF* para a avaliação da disponibilidade das *OWFs* no PCC.

Por meio da metodologia proposta, buscou-se avaliar o desempenho da produção de energia incluindo o comportamento estocástico da velocidade do vento e da confiabilidade da *WTG* e dos cabos elétricos da rede coletora, considerando diferentes topologias para a rede. Os resultados da simulação podem fornecer referências significativas para o planejamento e o projeto de uma *OWF* para aplicações isoladas.

### 1.4 Estrutura da dissertação

Estruturou-se esta dissertação, além deste, em cinco capítulos.

No Capítulo 2, apresentaram-se uma visão geral da modelagem de incerteza da velocidade do vento e as principais topologias de uma *OWF*.

No Capítulo 3, expuseram-se os fundamentos da técnica *UGF* e a metodologia proposta neste trabalho.

No Capítulo 4, realizaram-se simulações para os casos teste, incluindo análise, interpretações e avaliação econômica.

No capítulo 5, efetuaram-se simulações para os casos reais na indústria brasileira, incluindo análise e interpretações e um estudo de análise econômica.

No Capítulo 6, conduziram-se as conclusões deste trabalho, bem como sugestões de trabalhos futuros.

## 1.5 Artigo submetido

Gustavo Q. Almeida, Carmen L. T. Borges, G. Chicco, "Reliability Assessment of *Offshore* Wind Farms for Floating Oil and Gas Platforms Cleaner Production", *Elsevier Journal of Cleaner Production*, Ref. JCLEPRO-D-24-11299, under review.

# Capítulo 2

## Fazendas Eólicas *Offshore*

### 2.1 Geração eólica

#### 2.1.1 Modelagem do vento

Para a implantação de uma fazenda eólica, é necessária a medição da velocidade do vento, dentre outras características locais, para avaliação da viabilidade do empreendimento. Mede-se a velocidade do vento, geralmente, próximo à superfície (terrestre ou do mar). No entanto, interessa-se, para aplicações de energia eólica, em relação às propriedades do vento, pela altura dos rotores das turbinas eólicas, que, geralmente, estão entre 70 e 140 metros, conforme a configuração do aerogerador. A velocidade do vento, medida a uma certa altura, pode ser convertida para um novo valor por meio da equação 2.1 [21]

$$v(z) = v_{\text{ref}} \frac{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_{\text{ref}}}{z_0}\right)} \quad (2.1)$$

em que  $v(z)$  representa a velocidade do vento da altura desejada  $z$  e  $v_{\text{ref}}$  constitui a velocidade do vento na altura de referência  $z_{\text{ref}}$ , e  $z_0$  refere-se ao coeficiente de rugosidade.

Um modelo multiestado pode ser criado com base em uma série cronológica de medições (ou extrapoladas) de velocidade do vento (com duração de, pelo menos, 1 ano) ou por meio da distribuição de probabilidade da velocidade do vento do local em estudo. A modelagem do vento é o aspecto mais importante a ser tratado para que se possa avaliar a confiabilidade de fazendas eólicas. O objetivo básico refere-se à caracterização do comportamento do vento como um processo estocástico que possa ser tratado como um modelo markoviano de múltiplos estados.

Para a obtenção do modelo de Markov a partir da curva cronológica de velocidade do vento, realizam-se as seguintes etapas [22]: Agrupamento das Velocidades do Vento e Cálculo da Probabilidade dos Estados.

1. Agrupamento das velocidades do Vento: nesta etapa, aplica-se uma metodologia de agrupamento de dados, gerando-se  $n$  estados que representam  $n$  níveis de velocidade do vento. A curva agrupada é reordenada de forma que os níveis de velocidade do vento sejam crescentes, resultando em uma curva final não cronológica, e, por fim, calcula-se a duração de cada estado  $d_i$ ;
2. cálculo da Probabilidade dos Estados: nessa etapa, obtém-se a probabilidade de ocorrência associada à cada nível de velocidade do vento por:

$$p_i = \frac{d_i}{T}$$

em que  $T$  é o período total da curva cronológica.

### 2.1.2 Conversão do vento em potência eólica

Expressa-se pela equação (2.2) a potência extraída pela turbina eólica de um fluxo de ar de densidade  $\rho$ , movendo-se com velocidade  $v$ , perpendicular a uma seção transversal de área  $A$  de um cilindro varrido pelas pás da turbina, com eficiência  $\eta$  [16]:

$$P = \frac{1}{2} \eta C_p \rho A v^3 \quad (2.2)$$

em que  $C_p$  é coeficiente de potência da turbina.

A curva de geração  $P(v)$  da turbina eólica representa suas características operacionais. É definida pelos parâmetros de velocidade de *cut-in*  $v_{ci}$  (entre 3 to 5 m/s), velocidade nominal  $v_r$  e velocidade de *cut-out*  $v_{co}$  (entre 20 to 25 m/s). Entre  $v_{ci}$  e  $v_r$ , a geração varia segundo a equação (2.2), e, de  $v_r$  até  $v_{co}$ , a potência gerada equivale, praticamente, à potência nominal  $P_r$ . Uma série de medição de velocidade do vento pode ser convertida em várias gerações de potência elétrica usando a curva  $P(v)$ , fornecida pelo fabricante da turbina eólica.

Na figura 2.1[16], apresenta-se o processo de criação do modelo multiestado de potência eólica com base na série cronológica de vento.

Uma forma simplificada de conversão de velocidade do vento em potência utiliza uma aproximação linear, e, para tanto, utiliza-se a equação 2.3 para a obtenção da potência gerada:

$$P_w(v_w) = \begin{cases} 0 & v_w < v_{ci} \\ P_r \cdot \frac{(v_w - v_{ci})}{(v_r - v_{ci})} & v_{ci} \leq v_w < v_r \\ P_r & v_r \leq v_w < v_{co} \\ 0 & v_{co} \leq v_w \end{cases} \quad (2.3)$$

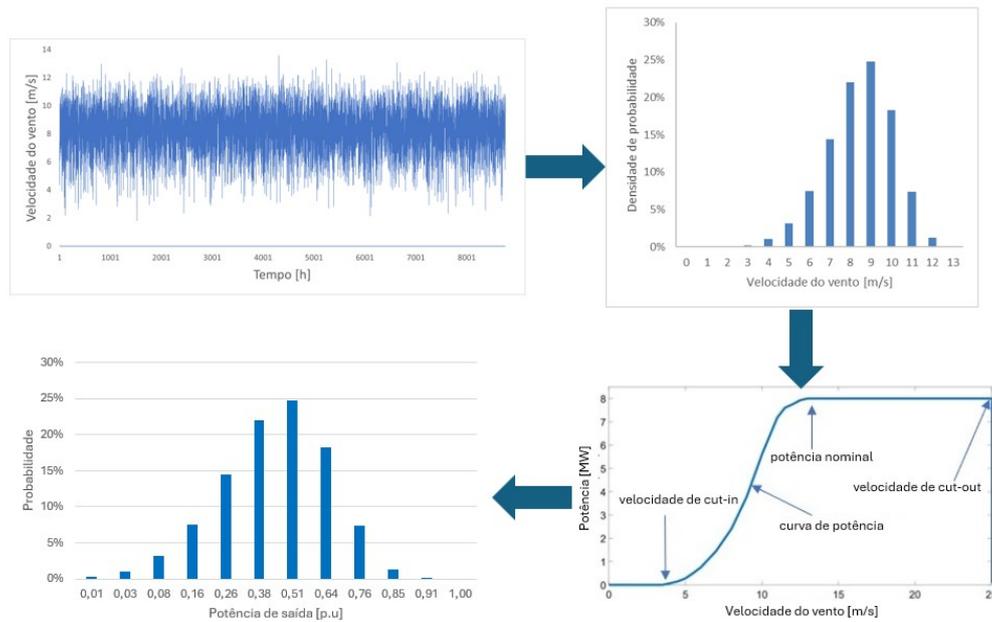


Figura 2.1: criação do modelo multiestado de potência eólica com base na série cronológica de vento

em que  $P_w(v_w)$  constitui a potência gerada na velocidade do vento  $v_w$ .

Na figura 2.2, mostra-se uma curva  $P(v)$  simplificada com representação visual do efeito do agrupamento das velocidades de vento (clusters  $CL_1 \dots CL_n$ ), considerando-se o valor de potência de saída da turbina eólica.

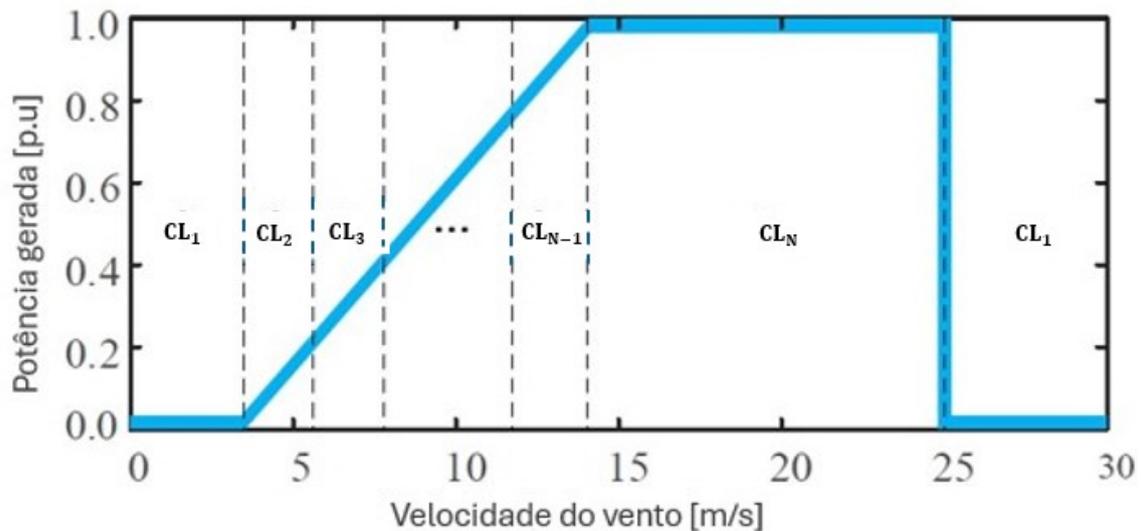


Figura 2.2: representação visual do agrupamento das velocidades do vento na curva de potência do WTG

## 2.2 Rede coletora e topologias

A função da rede coletora é conectar as turbinas eólicas, coletar a energia por elas produzidas e encaminhá-la ao PCC. As falhas nos cabos da rede coletora podem ter um grande impacto na confiabilidade da *OWF* e, portanto, suas topologias devem ser escolhidas para garantir um grau aceitável de redundância.

O objetivo de usar redundância em uma rede de coletores da *OWF* é manter o maior número possível de turbinas eólicas conectadas durante uma falha. Ao longo dos anos, as *OWF* demonstraram que os tempos de reparação necessários são mais elevados do que nos locais em terra, já que a falha em cabo submarino tem tempo de reparo estimado entre 720 e 2160 horas [23].

Neste trabalho consideram-se as topologias de redes coletoras mais utilizadas, denominadas na literatura internacional como radial, *star*, *single-sided ring* e *double-sided ring*.

### 2.2.1 Topologia radial

Neste arranjo (figura 2.3), conectam-se os aerogeradores a um cabo comum. Capta-se a potência total da fazenda eólica *offshore* pelo ramal radial, conectando-a ao PCC[24]. Nessa configuração, a *OWF* possui quatro cabos (C1-C4). A vantagem dessa configuração é seu baixo custo, justificado pelo menor comprimento de cabos necessários para o arranjo e a possibilidade de ajustar as capacidades nominais dos cabos ao longo do ramo. A desvantagem é a menor confiabilidade, já que uma falha no cabo C1, por exemplo, impedirá que a energia gerada por todas as turbinas seja entregue ao PCC[23].

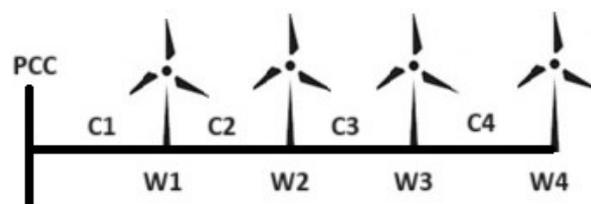


Figura 2.3: topologia radial

### 2.2.2 Topologia *star*

Nesse arranjo (figura 2.4), conectam-se os aerogeradores, individualmente, a um ponto central com cabo próprio, e um cabo principal o conecta ao PCC [24]. Esse cabo principal C5 é necessário devido ao fato de a subestação de ponto central com muitos cabos elétricos não poder se localizar na plataforma *offshore* ou no raio de *offloading* e *ring fence* (região ao redor da plataforma/campo de petróleo

onde apenas os ativos relacionados à sua exploração podem ser posicionados). Essa configuração visa à redução das capacidades nominais dos cabos e a uma boa característica de confiabilidade, uma vez que uma interrupção de cabo, nesse caso, afeta, apenas, uma turbina, exceto o cabo principal C5. No entanto, esse design também apresenta desvantagens, como o gasto adicional necessário para os cabos em diagonal e quadro elétrico mais complexo, necessário no centro da estrela[23].

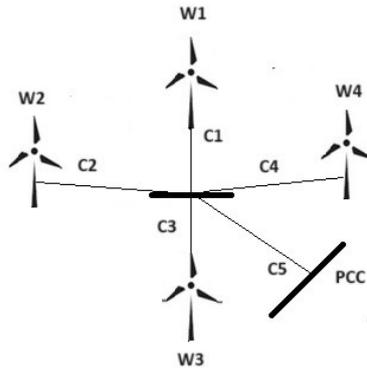


Figura 2.4: topologia *star*

Na figura 2.5, apresenta-se uma variante da topologia *star*, verificada na literatura, conforme [23] e [25], cuja formação consiste em uma turbina eólica no ponto central e possui um cabo a menos do que a topologia *star* da figura 2.4.

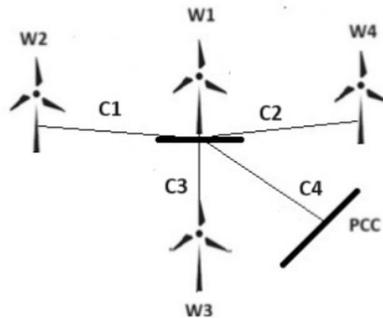


Figura 2.5: topologia *star* - *WTG* no ponto central

### 2.2.3 Topologia *Single-sided ring*

Para aumentar a confiabilidade da topologia radial, conecta-se a última turbina do ramo com um cabo de retorno longo. Portanto, essa topologia requer um cabo adicional que precisa lidar com todo o fluxo de potência do ramo. Essa segurança adicional apresenta um custo complementar devido ao novo cabo mais longo e aos requisitos de capacidade nominal do cabo mais elevado em todo o circuito[23]. Nessa topologia (figura 2.6), reconfigura-se o sistema radial com base em um caminho redundante durante condições de falta, sem a perda de produção de energia por

meio da reconfiguração dos switches [24]. Nessa configuração, a *OWF* possui cinco cabos (C1-C4 e Csrt). Na configuração *single-sided ring*, é necessário avaliar a

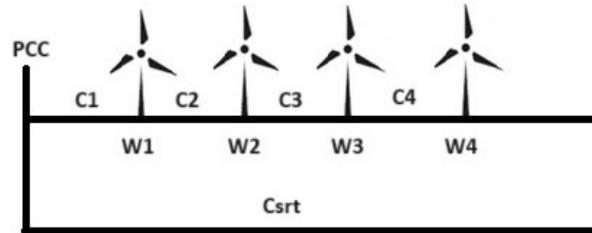


Figura 2.6: topologia *single-sided ring*

*priori* a condição topológica de cada estado, devido à possibilidade de exportação de potência por meio do cabo Csrt quando um dos cabos C1-C4 falha. Para tanto, aplica-se o seguinte algoritmo:

1. verifique se o caminho radial está operacional (variable  $U_{op}$ ). Caso contrário, verifique se o caminho redundante via Csrt está disponível (variável  $U_{it}$ ). Caso contrário, a exportação de energia para o PCC não será possível e o índice ENS será atualizado.
2. Atribua novos valores de performance aos elementos  $v_{c_1}$ ,  $v_{c_2}$ ,  $v_{c_3}$ ,  $v_{c_4}$  após a verificação feita no ponto 1.

### 2.2.4 Topologia *double-sided ring*

Para a obtenção de quase a mesma confiabilidade da topologia *single-sided ring*, considerando-se a diminuição de seu custo, conecta-se a última turbina do ramo à última turbina do outro ramo [23], conforme a figura 2.7.

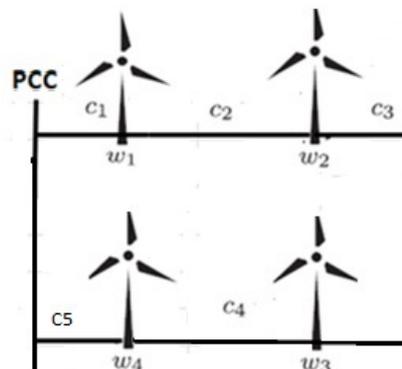


Figura 2.7: topologia *double-sided ring*

# Capítulo 3

## Metodologia Proposta para Avaliação da Confiabilidade de *OWF*

Nesta dissertação, busca-se compreender a utilização das *OWF*s de forma isolada para aplicações em conjunto com uma ou mais unidades flutuantes de produção de O&G. Nesse caso, a instalação da *OWF* está sujeita a restrições específicas, referentes à distância mínima das *WTG*s da área da plataforma, além das restrições tradicionais referentes à mútua localização das turbinas eólicas. Para a avaliação da confiabilidade da *OWF*, é necessária a consideração de diversos fatores, abrangendo a confiabilidade de cabos individuais do sistema coletor, a confiabilidade de cada *WTG* e a natureza estocástica da produção eólica distribuída, geograficamente, em toda a rede. Avaliam-se as diversas topologias de redes coletoras, apresentadas no item 2.2, neste trabalho. A metodologia fundamenta-se na combinação de modelos de Markov com a técnica analítica da Função Geradora Universal.

### 3.1 Função Geradora Universal

A técnica analítica *UGF* permite encontrar a distribuição de desempenho do *MSS* com base nas distribuições de performance de seus elementos, utilizando procedimentos algébricos.

Esse método baseia-se em procedimentos recursivos intuitivamente simples, oferecendo uma abordagem sistemática para enumerar os estados do sistema e serve como uma alternativa viável para algoritmos combinatórios complexos. O desafio computacional é especialmente crítico para a resolução de análises de confiabilidade de *MSS*, em que avaliar medidas de desempenho implica considerar um grande número de soluções potenciais. Em contraste, a técnica *UGF* demonstra a capacidade de enfrentar, rapidamente, tais desafios e provou ser altamente eficaz.

A base da técnica *UGF* está intimamente ligada à geração de funções, um con-

ceito amplamente utilizado na Teoria das Probabilidades. Define-se a função geradora da variável aleatória  $X$ , denotada por  $\psi_X(z)$ , como (3.1)[26].

$$\psi_X(z) = \sum_{k=0}^{\infty} p_k z^k \quad (3.1)$$

em que o coeficiente  $p_k$  de  $z^k$  equivale à probabilidade de que a variável aleatória  $X$  seja igual a  $k$ .

Define-se a transformada Z  $\psi_X(z)$  da variável aleatória  $X$  para todos os valores de  $z$  por (3.2).

$$\psi_X(z) = E[z^X] = \sum_x p_x z^X \quad (3.2)$$

Considerando-se uma variável aleatória  $Y = f(X_1, X_2)$ , pode-se descrever sua transformada Z como (3.3), em que  $q_j$  constitui a probabilidade de que a variável aleatória  $Y$  seja igual a  $y_j$ :

$$u_Y(z) = \sum_{j=1}^{k_1 k_2} q_j z^{y_j} = \sum_{j_1=1}^{k_1} \sum_{j_2=1}^{k_2} p_{1j_1} p_{2j_2} z^{f(x_{1j_1}, x_{2j_2})} \quad (3.3)$$

Pode-se obter a transformada Z de  $Y$ , formalmente, como um produto de transformadas  $z$  individuais das variáveis aleatórias  $X_1$  e  $X_2$ . Define-se o Operador Gerador Universal (*Universal Generating Operator* - UGO)  $\Omega_f$ , que produz a transformada  $z$  resultante  $u_Y(z)$ , como (3.4).

$$\Omega_f\{u_{X_1}(z), u_{X_2}(z)\} = u_Y(z) \quad (3.4)$$

A equação (3.4) pode ser facilmente estendida a um número arbitrário de variáveis aleatórias. Definem-se, na equação (3.5), as transformadas  $z$  individuais como a representação das distribuições de  $n$  variáveis aleatórias  $X_j$ .

$$u_{X_j}(z) = \sum_{i=1}^{k_j} p_{ji} z^{x_{ji}}, j = 1, \dots, n \quad (3.5)$$

Define-se a UGO  $\Omega_f$  que produz a transformada  $z$  para a variável aleatória  $Y = f(X_1, X_2, \dots, X_n)$  pela equação (3.6).

$$\Omega_f\{u_{X_1}(z), u_{X_2}(z), \dots, u_{X_n}(z)\} = u_Y(z) = \sum_{j_1=1}^{k_1} \sum_{j_2=1}^{k_2} \dots \sum_{j_n=1}^{k_n} p_{1j_1} p_{2j_2} \dots p_{nj_n} z^{f(x_{1j_1}, x_{2j_2}, \dots, x_{nj_n})} \quad (3.6)$$

Pode-se perceber que o uso de tal conceito é útil para a avaliação de confi-

abilidade do *MSS*, uma vez que cada elemento multiestado  $j$  no *MSS* pode ser representado por sua transformada  $z$  individual  $u_{X_j}(z)$  que caracteriza os possíveis níveis de performance do elemento  $x_{ji}$  e as probabilidades correspondentes  $p_{ji}$ , em que  $i = 1, 2, \dots, k_j$ .

Representa-se o *MSS* por sua função de estruturante  $f(X_1, X_2, \dots, X_n)$  e o operador  $\Omega_f$  produz a transformada  $Z$  resultante do desempenho de saída do *MSS* ou, em outras palavras, determina os níveis de desempenho de saída  $y_i$  e as probabilidades correspondentes  $p_i$ , em que  $i = 1, 2, \dots, K$ , e  $K = \prod_{j=1}^n k_j$ .

A técnica baseada no uso da transformada  $z$  e da utilização dos operadores de composição  $\Omega_f$  é chamada de técnica de *UGF*. Considera-se, neste trabalho, a função  $u$  da variável  $X_i$  como  $u_i(z)$ , e a da função  $f(X_1, X_2, \dots, X_n)$  como  $U(z)$ , conforme:

$$U(z) = \Omega_f (u_1(z), u_2(z), \dots, u_n(z)) \quad (3.7)$$

O cálculo direto de  $f(X_1, X_2, \dots, X_n)$  utilizando a equação (3.6) requer um esforço de recursos de cálculo. No entanto, há duas maneiras eficazes de reduzir a carga computacional: a coleta de termos semelhantes e um procedimento recursivo, o que torna a técnica muito eficiente.

O cálculo da confiabilidade do *MSS* geralmente lida com processos estocásticos, não apenas com variáveis aleatórias. Nesse sentido, qualquer processo estocástico de tempo contínuo e de estado discreto  $G(t)$  em qualquer instante de tempo  $t > 0$  tem uma transformada  $z$  associada, designada como  $u(z, t)$ . A função estrutural de todo o *MSS* pode ser representada como a composição das funções estruturais correspondentes a alguns subconjuntos de elementos do sistema *MSS*.

As funções  $u$  dos subsistemas podem ser obtidas, separadamente, e os subsistemas podem, ainda, ser tratados como elementos equivalentes únicos com a distribuição de desempenho representada por essas funções  $u$ . A função estruturante de um subsistema contendo  $n$  elementos independentes com performance  $G_1, \dots, G_n$  depende de como eles estão conectados.

### **Conectado em série**

Em um sistema multiestado, a capacidade total de um subsistema contendo  $n$  elementos independentes, conectado em série, corresponde à capacidade de um elemento com a pior performance. Portanto, a função de estrutura para tal subsistema assume a forma conforme equação (3.8) [26]:

$$f_{\text{ser}} (G_1, \dots, G_n) = \min \{G_1, \dots, G_n\} \quad (3.8)$$

### Conectado em paralelo

Nesse sistema, as performances individuais podem ser transferidas ao longo de caminhos paralelos e, portanto, a capacidade total do sistema é igual à soma individual das capacidades de performance individuais conforme a equação (3.9) [26]:

$$f_{par}(G_1, \dots, G_n) = \sum_{j=1}^n G_j \quad (3.9)$$

### Conectado em série-paralelo

As funções estruturantes de sistemas série-paralelos complexos podem ser representadas como composições das funções estruturais de subsistemas estatisticamente independentes contendo, apenas, elementos conectados em série ou em paralelo. Portanto, é preciso aplicar os operadores de composição recursivamente para obtenção das funções intermediárias em séries puras ou paralelas puras.

Para obter a função  $U(z)$  de um sistema série-paralelo, os operadores compositionais devem ser aplicados, recursivamente, com base nas funções intermediárias puramente paralelas ou em série. O algoritmo a seguir executa essa abordagem [26]:

1. identifique os subsistemas puramente seriais e paralelos no sistema multiestado.
2. Obtenha as funções  $U(z)$  desses subsistemas usando os operadores de série e paralelo correspondentes  $\Omega_{f_{ser}}$  e  $\Omega_{f_{par}}$ .
3. Substitua os subsistemas por elementos únicos com a função  $U(z)$  obtida para o subsistema fornecido.
4. Se o sistema multiestado tiver mais de um elemento, retorne ao passo 1.

A função resultante  $U(z)$  corresponde ao desempenho total de saída do sistema multiestado.

## 3.2 Modelagem da *OWF*

Para quantificar a disponibilidade energética da *OWF*, é necessário modelar o comportamento estocástico da velocidade do vento, da saída forçada da turbina eólica e dos cabos da rede coletora, para a obtenção do estado final de todo o sistema como visto do PCC.

Supõe-se que a duração dos estados da turbina eólica e do cabo coletor segue uma distribuição de probabilidade exponencial, o que caracteriza um processo Markoviano homogêneo. Esses componentes são modelados em dois estados (operativo e falho) com taxas de falha  $\lambda$  e taxas de reparo  $\mu$ .

### 3.2.1 *UGF* individual do cabo da rede coletora

O cabo coletor pode ser considerado um elemento que possui, apenas, dois estados: operativo com performance nominal  $g_n$  e falhado com performance 0. A probabilidade do estado operativo é a sua disponibilidade  $A_c$ . Sua função *UGF* individual  $u_c(z)$  pode ser representada pela equação (3.10):

$$u_c(z) = A_c z^{g_n} + (1 - A_c)z^0 \quad (3.10)$$

### 3.2.2 *UGF* de potência de saída da *WTG*

Os múltiplos estados da saída de potência da *WTG* podem ser obtidos com base nas velocidades do vento multiestado utilizando a equação (3.11). A *UGF* correspondente para representar a potência de saída da *WTG*  $l$  pode ser definido como um polinômio [19]:

$$u_l^w(z) = \sum_{j_l=1}^{K_l} p_{j_l}^w z^{wp_{l,j_l}} \quad (3.11)$$

em que  $p_{j_l}^w$  e  $wp_{l,j_l}$  são a probabilidade e potência de saída da *WTG*  $l$  para o estado de velocidade de vento  $j_l$ , respectivamente, e  $K_l$  é o número de estados de velocidade do vento da *WTG*  $l$ . O termo  $u_l^w(z)$  representa a distribuição de potência da *WTG*  $l$ , considerando a variabilidade da velocidade do vento.

A potência de saída da *WTG* depende de sua confiabilidade. Define-se a *UGF* da turbina eólica  $l$ , considerando, apenas, suas próprias falhas aleatórias (modeladas como dois estados) em um estado de velocidade do vento  $j_l$ , pela equação (3.12) [19]:

$$u_l^r(z) = A_l z^{wp_{l,j_l}} + (1 - A_l) z^0 \quad (3.12)$$

em que  $A_l$  é a disponibilidade da turbina  $l$ .

Considerando a variabilidade da velocidade do vento e a confiabilidade da turbina eólica, utiliza-se a combinação das equações (3.11) e (3.12) para obter o modelo de potência multiestado da *WTG*  $l$  por meio do operador de composição série  $\Omega_{\phi_s}$ ,

resultando na *UGF*  $U_l^w(z)$  conforme (3.13) [19]:

$$\begin{aligned}
U_l^w(z) &= \Omega_{\phi_s} \{u_l^w(z), u_l^r(z)\} \\
&= \Omega_{\phi_s} \left\{ \sum_{j_l=1}^{K_l} p_{j_l}^w z^{w_{pl,j_l}}, A_l z^{w_{pl,j_l}} + (1 - A_l) z^0 \right\} \\
&= \sum_{j_l=1}^{K_l} p_{j_l}^w \cdot A_l \cdot z^{\min(w_{pl,j_l}, w_{pl,j_l})} + \sum_{j_l=1}^{K_l} p_{j_l}^w \cdot (1 - A_l) \cdot z^{\min(w_{pl,j_l}, 0)} \\
&= \sum_{j_l=1}^{K_l} p_{j_l}^w (A_l z^{w_{pl,j_l}} + (1 - A_l) z^0)
\end{aligned} \tag{3.13}$$

### 3.2.3 *UGF* da potência de saída da *OWF*

Em uma *OWF*, instalam e conectam-se várias *WTGs* por uma rede coletora. Para compor o modelo final, apresenta-se a *UGF*, que considera a velocidade do vento. Em seguida, apresentam-se, separadamente, a confiabilidade da *WTG* e dos cabos elétricos da rede coletora, para a posterior combinação. Nessa perspectiva, o modelo de confiabilidade de uma *OWF* constitui um subsistema *MSS* típico e pode ser representado pela técnica *UGF*.

#### *UGF* relativa à variabilidade da velocidade do vento e à confiabilidade da *WTG*

A *UGF* de geração eólica depende do regime de vento e de como o vento interage com as múltiplas turbinas da *OWF*. Em sentido amplo, um único regime de vento pode ser considerado para todas as turbinas (considerando que as velocidades do vento têm um coeficiente de correlação  $\rho$  próximo de +1). Caso contrário, diferentes padrões de velocidade do vento podem ser considerados para grupos de turbinas (com  $\rho$  variando de menos de +1 até -1).

#### Velocidade de vento único

Considerando velocidades do vento perfeitamente correlacionadas, isto é, a mesma velocidade do vento para todas as *WTGs*, a potência de saída de uma *OWF* em um estado específico de velocidade do vento  $j_w$  pode ser obtida com base na soma das potências de todas as turbinas  $n_w$  conforme a equação (3.14):

$$WP_{j_w} = \sum_{l=1}^{n_w} w_{pl,j_w} \tag{3.14}$$

em que  $wP_{l,j_w}$  é a potência de saída da *WTG*  $l$  para o estado de velocidade do vento  $j_w$ . Para uma *OWF* que consiste em  $n_w$  *WTGs*, a potência de saída correspondente *UGF* da *OWF*, considerando-se, apenas, o comportamento estocástico do vento, pode ser definida como o seguinte polinômio na equação (3.15):

$$u_{OWF}^w(z) = \sum_{j_w=1}^{K_w} p_{j_w}^w z^{WP_{j_w}} \quad (3.15)$$

em que  $p_{j_w}^w$  constitui a probabilidade para o estado  $j_w$  e  $K_w$  é o número de estados de velocidade do vento da *OWF*.

### Velocidades do vento correlacionadas

Em algumas aplicações reais, o vento que atinge as diferentes turbinas de uma *OWF* não é o mesmo. Portanto, quando diferentes velocidades do vento estão presentes, é necessário representar, adequadamente, a correlação entre a potência das turbinas eólicas. Adaptando a metodologia apresentada por [19], se a potência de saída da *WTG*  $e$  estiver correlacionada com a potência da *WTG*  $l$ , a *UGF* da *WTG*  $e$  pode ser representada pela equação (3.16):

$$\begin{aligned} u_e^w(z) &= \sum_{j_e=1}^{K_e} p_{j_e}^w z^{wp_{e,j_e}} \\ &= \sum_{j_e=1}^{K_e} \sum_{j_l=1}^{K_l} (p_{(j_e|j_l)}^w p_{j_l}^w) z^{wp_{e,j_e}} \end{aligned} \quad (3.16)$$

em que  $p_{j_e}^w$  e  $wp_{e,j_e}$  são a probabilidade e a potência de saída da *WTG*  $e$  para um estado de velocidade do vento  $j_e$ , respectivamente,  $K_e$  é o número de estados de velocidade de vento da *WTG*  $e$ , e  $p_{(j_e|j_l)}^w$  corresponde à probabilidade da *WTG*  $e$  para o estado  $j_e$ , dado que a *WTG*  $l$  está no estado  $j_l$ .

Pode-se representar a potência de saída *UGF* da *OWF* com  $n_w$  turbinas eólicas, considerando-se um modelo geral de correlação da velocidade do vento pela equação (3.17):

$$\begin{aligned} u_{OWF}^w(z) &= \sum_{j_1=1}^{K_1} \dots \sum_{j_{n_w}=1}^{K_{n_w}} (p_{(j_1|j_1)}^w \dots p_{(j_{n_w}|j_1)}^w p_{j_1}^w) \\ &\quad \cdot z^{(wp_{1,j_1} + \dots + wp_{n_w,j_{n_w}})} \end{aligned} \quad (3.17)$$

As falhas das *WTG* também afetarão a produção de energia da *OWF*. Utiliza-se o operador paralelo  $\Omega_{\phi p}$  sobre as representações *UGF* de  $n_w$  *WTGs*, conforme a equação (3.18):

$$\begin{aligned}
u_{OWF}^r(z) &= \prod_{l=1}^{n_w} A_l z^{\sum_{l=1}^{n_w} w p_{l,j_w}} + \prod_{l=1}^{n_w-1} A_l (1 - A_{n_w}) \\
&\cdot z^{\sum_{l=1}^{n_w-1} w p_{l,j_w}} + \dots + \prod_{l=1}^{n_w} (1 - A_l) z^0 = \sum_{j_r=1}^{K_r} p_{j_r} z^{WP_{j_r}}
\end{aligned} \tag{3.18}$$

em que  $p_{j_r}$  e  $WP_{j_r}$  constituem as probabilidades e a potência de saída da *OWF* para o estado  $j_r$ . Há  $K_r$  estados correspondentes a falhas aleatórias da *OWF*.

### **UGF relativa a interrupções nos cabos das redes coletoras**

As interrupções nos cabos também podem afetar a produção de energia da *OWF*. Aplica-se o operador paralelo  $\Omega_{\phi_p}$  na *UGF* dos cabos coletores individuais e a *UGF* final dependerá da topologia da rede, conforme a função estruturante na Seção 3.2.4, mas, em termos gerais, este pode ser representado pela equação (3.19):

$$u_{OWF}^c(z) = \sum_{j_c=1}^{K_c} p_{j_c} z^{WP_{j_c}} \tag{3.19}$$

em que  $p_{j_c}$  e  $WP_{j_c}$  correspondem à probabilidade e à potência de saída da *OWF* para o estado  $j_c$ . Há  $K_c$  estados correspondentes a falhas aleatórias dos cabos coletores de rede.

### **UGF combinada final**

Utiliza-se a combinação das equações (3.15) ou (3.17) com (3.18) e (3.19) para a obtenção da geração de energia final da *OWF*. Aplica-se o operador série  $\Omega_{\phi_s}$  para calcular a *UGF* para a *OWF*, conforme a equação (3.20):

$$\begin{aligned}
u_{OWF}^{wrc}(z) &= \sum_{j_w=1}^{K_w} \sum_{j_r=1}^{K_r} \sum_{j_c=1}^{K_c} p_{j_c}^c p_{j_r}^r p_{j_w}^w \\
&\cdot z^{\min(WP_{j_w}, WP_{j_r}, WP_{j_c})} = \sum_{j_g=1}^{K_g} p_{j_g}^g z^{WP_{j_g}}
\end{aligned} \tag{3.20}$$

em que  $p_{j_g}^g$  e  $WP_{j_g}$  correspondem à probabilidade e à potência de saída da *OWF* for state  $j_g$ , determinada tanto pela variação estocástica do vento quanto pelas falhas aleatórias da *WTG* e dos cabos da rede coletora. O número de estados da *OWF* é  $K_g = K_w K_r K_c$ .

### 3.2.4 Funções Estruturantes da *OWF*

Para cada topologia de rede, há uma função estruturante para a *OWF* (o expoente de  $z$  na equação (3.20)) que combina a conexão lógica da geração eólica com a rede coletora. Além disso, os resultados também diferem ao considerar uma única velocidade do vento ou velocidades correlacionadas de vento.

Considerando-se as figuras 2.3, 2.4, 2.5 e 2.6, para cada topologia, formulam-se duas possibilidades de velocidade de vento: (a) considerando que todas as *WTGs* estão sujeitas à mesma velocidade do vento, e (b) considerando-se que a metade das *WTGs* está sujeita à velocidade do vento 1, e a outra metade das turbinas eólicas está sujeita à velocidade do vento 2, e as duas velocidades do vento estão correlacionadas. As funções estruturantes  $f^{\text{str}}(\gamma)$  são formuladas nas equações (3.21), (3.22), (3.23), (3.24), (3.25), (3.26), (3.27) e (3.28) a seguir.

#### Topologia radial

##### Velocidade de vento única

$$f^{\text{str}}(\gamma) = \min(v_{c_1}, \min(v_{wt_1}, v_w) + \min(v_{c_2}, \min(v_{wt_2}, v_w) + \min(v_{c_3}, \min(v_{wt_3}, v_w) + \min(v_{c_4}, \min(v_{wt_4}, v_w)))))) \quad (3.21)$$

em que  $\gamma$  são os tuplos ordenados de estados, cada um correspondendo a um elemento específico do sistema, e  $v$  é a performance associada a cada elemento do sistema. Por exemplo,  $v_{c_1}$  constitui a performance do cabo C1,  $v_{wt_1}$  é a performance da turbina eólica W1 e  $v_w$  a performance da potência de saída perfeitamente correlacionada.

##### Velocidades correlacionadas de vento

$$f^{\text{str}}(\gamma) = \min(v_{c_1}, \min(v_{wt_1}, v_{w_1}) + \min(v_{c_2}, \min(v_{wt_2}, v_{w_1}) + \min(v_{c_3}, \min(v_{wt_3}, v_{w_2}) + \min(v_{c_4}, \min(v_{wt_4}, v_{w_2})))))) \quad (3.22)$$

em que  $v_{w_1}$  e  $v_{w_2}$  são as performances das potências de saída correlacionadas da velocidade de vento 1 e da velocidade de vento 2, respectivamente.

#### Topologia *Star*

##### Velocidade de vento única

$$f^{\text{str}}(\gamma) = \min(v_{c_5}, (\min(v_{c_1}, \min(v_{wt_1}, v_w)) + \min(v_{c_2}, \min(v_{wt_2}, v_w)) + \min(v_{c_3}, \min(v_{wt_3}, v_w)) + \min(v_{c_4}, \min(v_{wt_4}, v_w)))) \quad (3.23)$$

## Velocidades correlacionadas de vento

$$\begin{aligned} f^{\text{str}}(\gamma) = & \min(v_{c_5}, (\min(v_{c_1}, \min(v_{wt_1}, v_{w_1}))+ \\ & \min(v_{c_2}, \min(v_{wt_2}, v_{w_1})) + \min(v_{c_3}, \min(v_{wt_3}, v_{w_2}))+ \\ & \min(v_{c_4}, \min(v_{wt_4}, v_{w_2}))) \end{aligned} \quad (3.24)$$

## Topologia *star* com *WTG* no ponto central

### Velocidade de vento única

$$\begin{aligned} f^{\text{str}}(\gamma) = & \min(v_{c_4}, (\min(v_{wt_1}, v_w))+ \\ & \min(v_{c_2}, \min(v_{wt_4}, v_w)) + \min(v_{c_3}, \min(v_{wt_3}, v_w))+ \\ & \min(v_{c_1}, \min(v_{wt_2}, v_w))) \end{aligned} \quad (3.25)$$

## velocidades correlacionadas de vento

$$\begin{aligned} f^{\text{str}}(\gamma) = & \min(v_{c_4}, (\min(v_{wt_1}, v_{w_1}))+ \\ & \min(v_{c_2}, \min(v_{wt_4}, v_{w_2})) + \min(v_{c_3}, \min(v_{wt_3}, v_{w_2}))+ \\ & \min(v_{c_1}, \min(v_{wt_2}, v_{w_1}))) \end{aligned} \quad (3.26)$$

## Topologia *single-sided ring*

Nesta configuração, há a dependência da utilização dos cabos de retorno quando um destes, referentes à rede coletora, entra em falha (cabo 1, 2, 3 ou 4). Nesse caso, primeiramente, o problema deverá ser tratado a fim de se tornar independente para, posteriormente, se aplicar o método da Função Geradora Universal. Considera-se a performance de cada um dos cabos com valor zero como não operativo e com valor diferente de zero como operativo. Para tratamento do cenário, aplicou-se o seguinte algoritmo:

1. cabo 1: criou-se uma variável temporária de varredura de não disponibilidade  $U_{it}$ , a fim de verificar se o caminho alternativo via cabo de retorno é possível para exportação de energia. Ilustra-se, no exemplo a seguir, a varredura realizada quando o cabo 1 está em falha:

$$U_{it} = \begin{cases} 1 & \text{se } v_{c_2}=0 \text{ ou } v_{c_3}=0 \text{ ou } v_{c_4}=0 \text{ ou } v_{c_{srt}}=0 \\ 0 & \text{senão} \end{cases}$$

2. cabo 2: criou-se uma variável temporária de varredura de não disponibilidade  $U_{it}$  a fim de verificar se o caminho alternativo via cabo de retorno é possível para a exportação de energia. O exemplo a seguir ilustra a varredura realizada quando o cabo 2 está em falha:

$$U_{it} = \begin{cases} 1 & \text{se } v_{c_3}=0 \text{ ou } v_{c_4}=0 \text{ ou } v_{c_{srt}}=0 \\ 0 & \text{senão} \end{cases}$$

No entanto, se o cabo 2 estiver operando, há de se verificar se o cabo 1 também está no estado operativo, de tal forma que não seja necessário utilizar o caminho de retorno alternativo, por meio da variável  $U_{op}$ :

$$U_{op} = \begin{cases} 1 & \text{se } v_{c_1}=0 \\ 0 & \text{senão} \end{cases}$$

Se  $U_{op}$  for igual a 0, então não há necessidade de caminho alternativo. No entanto, se  $U_{op}$  for igual a 1, avalia-se a variável temporária de não disponibilidade  $U_{it}$ , e, se valor associado a ela for igual a 0, há caminho alternativo para exportação. No entanto, se a variável estiver com seu valor em 1, a exportação de energia para o PCC não será possível.

3. Cabo 3: criou-se uma variável temporária de varredura de não disponibilidade  $U_{it}$  a fim de verificar se o caminho alternativo via cabo de retorno é possível para exportação de energia. No exemplo a seguir, ilustra-se a varredura realizada quando o cabo 3 está em falha:

$$U_{it} = \begin{cases} 1 & \text{se } v_{c_4}=0 \text{ ou } v_{c_{srt}}=0 \\ 0 & \text{senão} \end{cases}$$

No entanto, se o cabo 3 estiver operando, deve-se verificar se o cabo 1 e 2 também estão no estado operativo, de tal forma que não seja necessário utilizar o caminho de retorno alternativo, por meio da variável  $U_{op}$ :

$$U_{op} = \begin{cases} 1 & \text{se } v_{c_1}=0 \text{ ou } v_{c_2}=0 \\ 0 & \text{senão} \end{cases}$$

Se  $U_{op}$  for igual a 0, então não há necessidade de caminho alternativo. No entanto, se  $U_{op}$  for igual a 1, avalia-se a variável temporária de não disponibilidade  $U_{it}$ , e, se valor associado a ela for igual a 0, há caminho alternativo para exportação. No entanto, se a variável estiver com seu valor em 1, a exportação de energia para o PCC não será possível.

4. Cabo 4: criou-se uma variável temporária de varredura de não disponibilidade  $U_{it}$ , a fim de verificar se o caminho alternativo via cabo de retorno é possível para exportação de energia. No exemplo a seguir, ilustra-se a varredura realizada quando o cabo 4 está em falha:

$$U_{it} = \begin{cases} 1 & \text{se } v_{c_{srt}}=0 \\ 0 & \text{senão} \end{cases}$$

No entanto, se o cabo 4 estiver em operação, deve-se verificar se o cabo 1, 2 e 3 também estão no estado operativo, de tal forma que não seja necessário utilizar o caminho de retorno alternativo, por meio da variável  $U_{op}$ :

$$U_{op} = \begin{cases} 1 & \text{se } v_{c_1}=0 \text{ ou } v_{c_2}=0 \text{ ou } v_{c_3}=0 \\ 0 & \text{senão} \end{cases}$$

Se  $U_{op}$  for igual a 0, então, não há necessidade de caminho alternativo. No entanto, se  $U_{op}$  for igual a 1, avalia-se a variável temporária de não disponibilidade  $U_{it}$ , e, se valor associado a ela for igual a 0, há caminho alternativo para exportação. No entanto, se a variável estiver com seu valor em 1, a exportação de energia para o PCC não será possível.

**Velocidade de vento única** Após a aplicação do algoritmo supramencionado, aplica-se o método *UGF*, de forma que a função estruturante da *OWF* vista do PCC é dada por:

$$f^{\text{str}}(\gamma) = \min(v_{c_1}, \min(v_{wt_1}, v_w)) + \min(v_{c_2}, \min(v_{wt_2}, v_w)) + \min(v_{c_3}, \min(v_{wt_3}, v_w)) + \min(v_{c_4}, \min(v_{wt_4}, v_w)) \quad (3.27)$$

**Velocidades correlacionadas de vento**

$$f^{\text{str}}(\gamma) = \min(v_{c_1}, \min(v_{wt_1}, v_{w_1})) + \min(v_{c_2}, \min(v_{wt_2}, v_{w_1})) + \min(v_{c_3}, \min(v_{wt_3}, v_{w_2})) + \min(v_{c_4}, \min(v_{wt_4}, v_{w_2})) \quad (3.28)$$

### 3.3 Índices de confiabilidade

Calculam-se dois índices para a avaliação do impacto da disponibilidade dos cabos da rede coletora, turbina eólica e da disponibilidade do vento.

#### ***GRA(GRc)***

Define-se o índice de taxa de Disponibilidade de Geração (*GRA*) como a probabilidade de que, pelo menos, um determinado percentual de energia (definido como critério de disponibilidade de Geração (*Generation Rate Criterion - GRc*)) seja transferido para o PCC. Esse índice considera, apenas, a confiabilidade dos componentes da rede coletora e não a variabilidade da velocidade do vento. Para um determinado *GRc*, pode-se determinar o índice de *GRA* utilizando a *UGF*  $\omega^{\text{ntw}}$  conforme as equações (3.29) e (3.30) [18]:

$$\text{GRA}(\text{GRc}) = \sum_{i \in \mathcal{I}: \text{cnd}_i} \omega^{\text{ntw}} p_i \quad (3.29)$$

$$\text{cnd}_i = \omega^{\text{ntw}} v_i \geq \text{GRc} \max(\omega^{\text{ntw}} v) \quad (3.30)$$

em que  $\mathcal{I}$  fornece o conjunto de todos os elementos da  $UGF$  da rede coletora  $\omega^{\text{ntw}}$  visto do PCC da  $OWF$ . A condição  $\text{cnd}_i$  avalia se o valor correspondente à performance  $v_i$  da  $UGF$   $\omega^{\text{ntw}}$  é superior ou equivalente ao  $GRc$ . A variável  $p_i$  constitui a probabilidade associada à performance  $v_i$  da  $UGF$   $\omega^{\text{ntw}}$ .

## ENS

O ENS fornece o valor esperado da energia não entregue ao PCC em um ano, considerando as falhas de turbinas eólicas e cabos, e a variabilidade da velocidade do vento. Assim, em contraste com a  $GRA$ , o ENS capta o impacto da variabilidade da velocidade do vento. O ENS pode ser calculado conforme equação (3.31) [18]:

$$\text{ENS} = 8760 \sum_{i \in \mathcal{I}} \omega^{\text{PCC}} p_i (\max(\omega^{\text{PCC}} v) - \omega^{\text{PCC}} v_i) \quad (3.31)$$

Em que  $\omega^{\text{PCC}}$  constitui a  $UGF$  da  $OWF$  vista do PCC e  $p_i$ , a probabilidade associada à performance  $v_i$  da  $UGF$   $\omega^{\text{PCC}}$ .

## Capítulo 4

# Aplicação e resultados para o caso teste

Aplica-se a metodologia proposta a um caso teste, que corresponde ao projeto de uma *OWF* com quatro turbinas de 2 MW e diferentes topologias de rede coletoras. Utiliza-se o aerogerador Enercon E-82 E2 de 2 MW [27], cuja curva de potência fornecida pelo fabricante apresenta-se na figura 4.1.

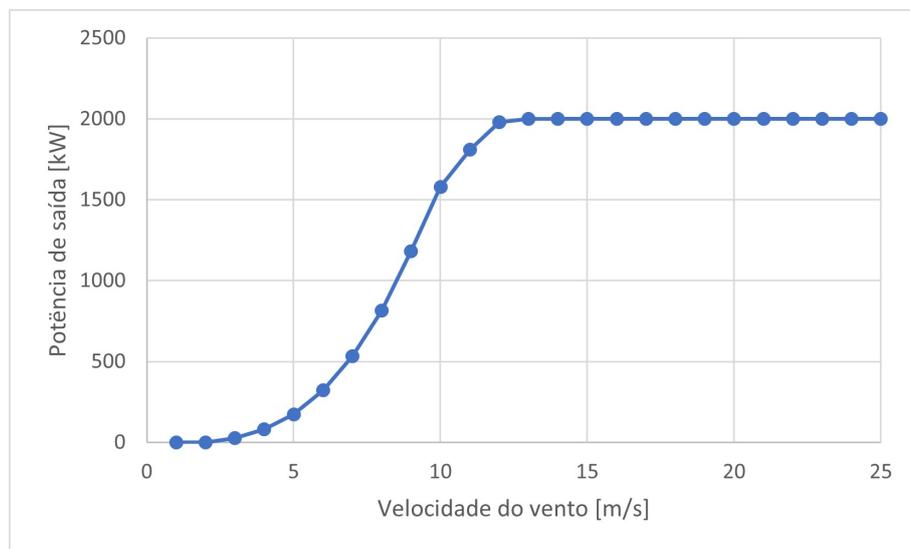


Figura 4.1: curva de potência do aerogerador Enercon E-82 E2 2.000

A posição geográfica do projeto fictício está no litoral do Rio Grande do Norte, Brasil, para o qual medições de velocidade do vento estão disponíveis para dois locais diferentes. As figuras 4.2 e 4.3 revelam o histograma das velocidades de vento para as localizações 1 e 2, respectivamente.

As duas séries medidas de velocidade do vento estão positivamente correlacionadas com coeficiente de correlação  $\rho = +0,72$ . Criou-se uma série equivalente de velocidades do vento de tal forma que a potência extraída da turbina eólica definida

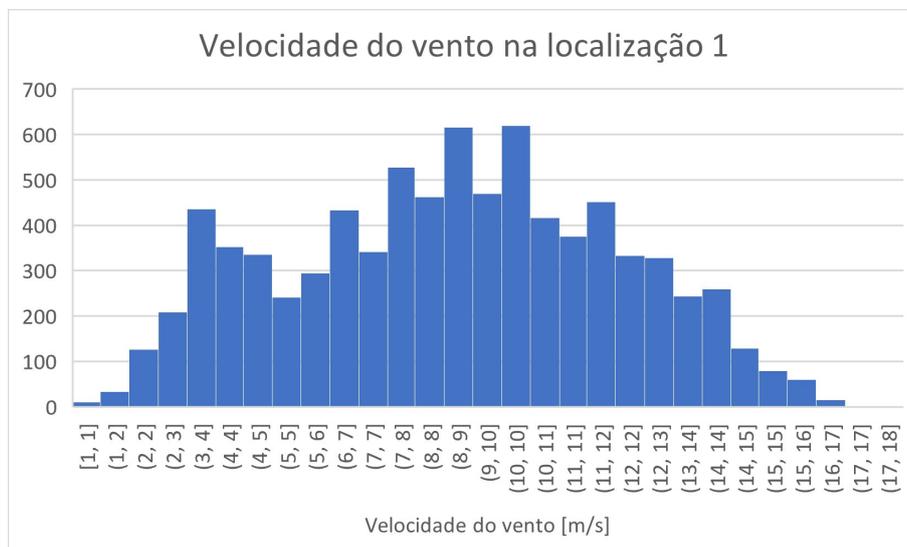


Figura 4.2: localização 1 - histograma da série de velocidade de vento

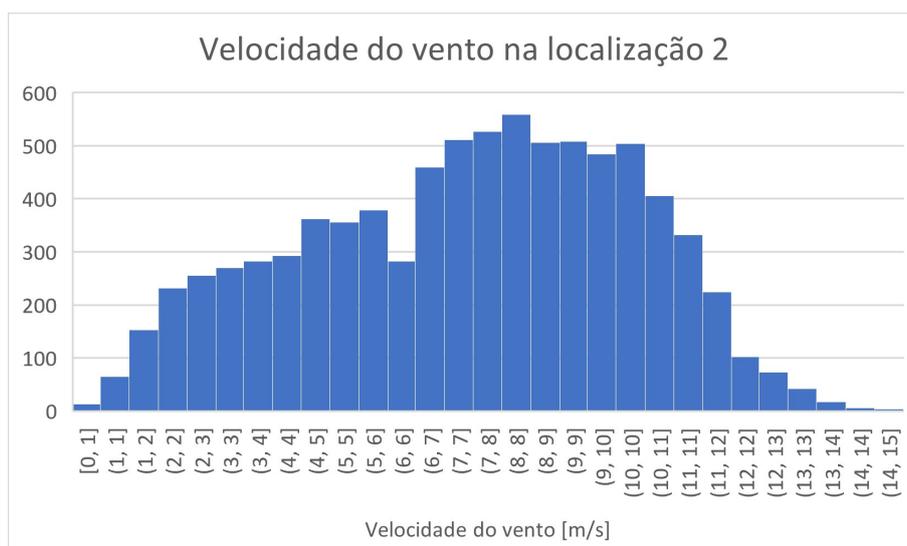


Figura 4.3: localização 2 - histograma da série de velocidade de vento

pela equação (2.2) de cada ponto na série equivalente de velocidades do vento corresponde, exatamente, à média da potência de cada ponto determinado com base nas duas séries medidas de velocidades do vento. Portanto, a energia total produzida, considerando a série de velocidades do vento equivalente no período de análise, é a média da energia produzida, considerando as duas séries correlacionadas de velocidade do vento individualmente. Na figura 4.4, mostram-se a série correlacionada de velocidades do vento dos locais 1 e 2, e a série equivalente de velocidades do vento.

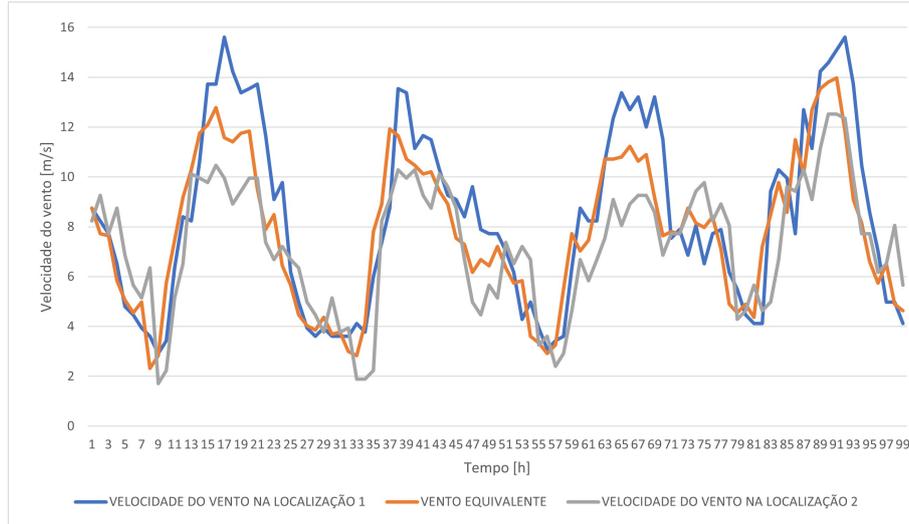


Figura 4.4: série de velocidade de vento nas localizações 1, 2 e vento equivalente

## 4.1 Clusterização

Agruparam-se as séries de velocidade do vento em 12 estados de velocidade do vento com intervalos de 1 m/s[28]. Apresentam-se estes estados e os correspondentes níveis de potência da *WTG* associados às faixas de velocidade do vento na tabela 4.1, em que os grupos “*cut-in*” para velocidade do vento inferior a 2 m/s e “*cut-out*” para velocidade do vento superior a 25 m/s estão, então, agrupados em uma mesma categoria já que ambos possuem 0 MW de potência de saída.

## 4.2 *UGFs*

A disponibilidade de turbinas eólicas e cabos submarinos é considerada 90% e 99%, respectivamente. A *UGF* da turbina eólica  $u_l^r(z)$  e a *UGF*  $u_c(z)$  dos cabos da rede coletora, considerando-se suas próprias faltas, são, respectivamente, definidas pelas equações (4.1) e (4.2):

$$u_l^r(z) = 0,1z^{0\text{MW}} + 0,9z^{2\text{MW}} \quad (4.1)$$

Tabela 4.1: probabilidade para permanência nos estados de velocidade de vento para as séries de vento da localização 1, localização 2 e o vento equivalente

Velocidade do vento [m/s]	Cluster	Local 1	Equivalente	Local 2	Potência de saída[MW]
$x \leq 2$	cluster <i>cut-in</i>	0,76%	0,65%	4,64%	0
$2 < x \leq 3$	cluster 2	3,87%	3,79%	6,42%	0,1
$3 < x \leq 4$	cluster 3	8,29%	7,77%	6,90%	0,2
$4 < x \leq 5$	cluster 4	6,36%	6,73%	8,25%	0,3
$5 < x \leq 6$	cluster 5	5,58%	6,93%	7,58%	0,4
$6 < x \leq 7$	cluster 6	8,02%	8,89%	11,82%	0,5
$7 < x \leq 8$	cluster 7	9,93%	11,73%	12,94%	0,8
$8 < x \leq 9$	cluster 8	11,06%	13,06%	12,66%	1,2
$9 < x \leq 10$	cluster 9	11,03%	13,03%	12,04%	1,6
$10 < x \leq 11$	cluster 10	10,17%	10,81%	9,58%	1,7
$11 < x \leq 12$	cluster 11	7,24%	8,35%	4,90%	1,9
$12 < x \leq 25$	cluster <i>sustain</i>	17,69%	8,26%	2,28%	2
$x > 25$	cluster <i>cut-out</i>	0,00%	0,00%	0,00%	0

$$u_c(z) = 0,01z^{0MW} + 0,99z^{PMW} \quad (4.2)$$

Em que  $PMW$  corresponde à performance mínima (em MW) que o cabo deve ser capaz de entregar, considerando sua posição na topologia da  $OWF$ .

Descreve-se a  $UGF$  de potência de saída  $u_l^{w_{eq}}(z)$  para qualquer  $WTG$   $l$  sujeita à velocidade de vento equivalente  $w_{eq}$  pela equação (4.3). A  $UGF$  de potência de saída  $u_{l_1, l_2}^{w_1 | w_2}$  das  $WTGs$   $l_1$  e  $l_2$  está sujeita a velocidades correlacionadas de vento  $w_1$  e  $w_2$ , respectivamente, ambas, na mesma  $OWF$ , descritas pela equação (4.4):

$$\begin{aligned} u_l^{w_{eq}}(z) = & 0,0065z^{0MW} + 0,0379z^{0,1MW} + 0,0777z^{0,2MW} + \\ & 0,0673z^{0,3MW} + 0,0693z^{0,4MW} + 0,0889z^{0,5MW} + \\ & 0,1173z^{0,8MW} + 0,1306z^{1,2MW} + 0,1303z^{1,6MW} + \\ & 0,1081z^{1,7MW} + 0,0835z^{1,9MW} + 0,0826z^{2MW} \end{aligned} \quad (4.3)$$

$$\begin{aligned}
u_{l_1, l_2}^{w_1 | w_2}(z) = & 0,0030z^{0\text{MW}} + 0,0132z^{0,1\text{MW}} + 0,0268z^{0,2\text{MW}} \\
& 0,0368z^{0,3\text{MW}} + 0,0396z^{0,4\text{MW}} + 0,0353z^{0,5\text{MW}} + \\
& 0,0342z^{0,6\text{MW}} + 0,0283z^{0,7\text{MW}} + 0,0275z^{0,8\text{MW}} + \\
& 0,0251z^{0,9\text{MW}} + 0,0211z^{1\text{MW}} + 0,0149z^{1,1\text{MW}} + \\
& 0,0169z^{1,2\text{MW}} + 0,0307z^{1,3\text{MW}} + 0,0043z^{1,4\text{MW}} + \\
& 0,0111z^{1,5\text{MW}} + 0,0303z^{1,6\text{MW}} + 0,0288z^{1,7\text{MW}} + \\
& 0,0039z^{1,8\text{MW}} + 0,0087z^{1,9\text{MW}} + 0,0523z^{2\text{MW}} + \\
& 0,0288z^{2,1\text{MW}} + 0,0157z^{2,2\text{MW}} + 0,0035z^{2,3\text{MW}} + \\
& 0,0613z^{2,4\text{MW}} + 0,0334z^{2,5\text{MW}} + 0,0143z^{2,7\text{MW}} + \\
& 0,0489z^{2,8\text{MW}} + 0,0263z^{2,9\text{MW}} + 0,0156z^{3,1\text{MW}} + \\
& 0,0451z^{3,2\text{MW}} + 0,0258z^{3,3\text{MW}} + 0,0134z^{3,4\text{MW}} + \\
& 0,0172z^{3,5\text{MW}} + 0,0602z^{3,6\text{MW}} + 0,0483z^{3,7\text{MW}} + \\
& 0,0061z^{3,8\text{MW}} + 0,0303z^{3,9\text{MW}} + 0,0132z^{4\text{MW}}
\end{aligned} \tag{4.4}$$

### 4.3 Resultados de confiabilidade

Nesta seção, realizou-se a avaliação da confiabilidade para o caso teste para as topologias radial, *star* (sem e com turbina no centro) e *single-sided ring*. A topologia *double-sided ring* não foi considerada nesta seção, pois possui uma confiabilidade próxima à topologia *single-sided ring* quando, entre elas, não há diferenças significativas no comprimento dos cabos que compõem a rede coletora. Considerou-se uma avaliação mais detalhada da topologia *double-sided ring* no capítulo 5.

#### 4.3.1 GRA

Na figura 4.5, apresentam-se os índices de *GRA* para um *GRc* de 1,0 e 0,75, ou seja, a probabilidade de 100% e 75% da energia ser entregue ao PCC para todas as topologias avaliadas, considerando-se, apenas, a confiabilidade da rede coletora.

Os resultados revelam que a topologia *star* apresenta o pior índice para um *GRc* de 1,0, pois essa topologia apresenta mais cabos que a topologia radial e, nesse caso, todos devem estar disponíveis para garantir 100% de exportação para o PCC.

Para um *GRc* de 0,75, a topologia radial apresenta o desempenho inferior, pois apenas o cabo C4 pode falhar para garantir esse percentual de exportação. Por outro lado, a topologia *star* permite que qualquer um dos cabos advindos do ponto central falhem para atingir a mesma percentagem, demonstrando a flexibilidade dessa topologia. Adicionalmente, a adição da turbina no ponto central incrementa o índice devido à não dependência da confiabilidade de um dos cabos para exportação

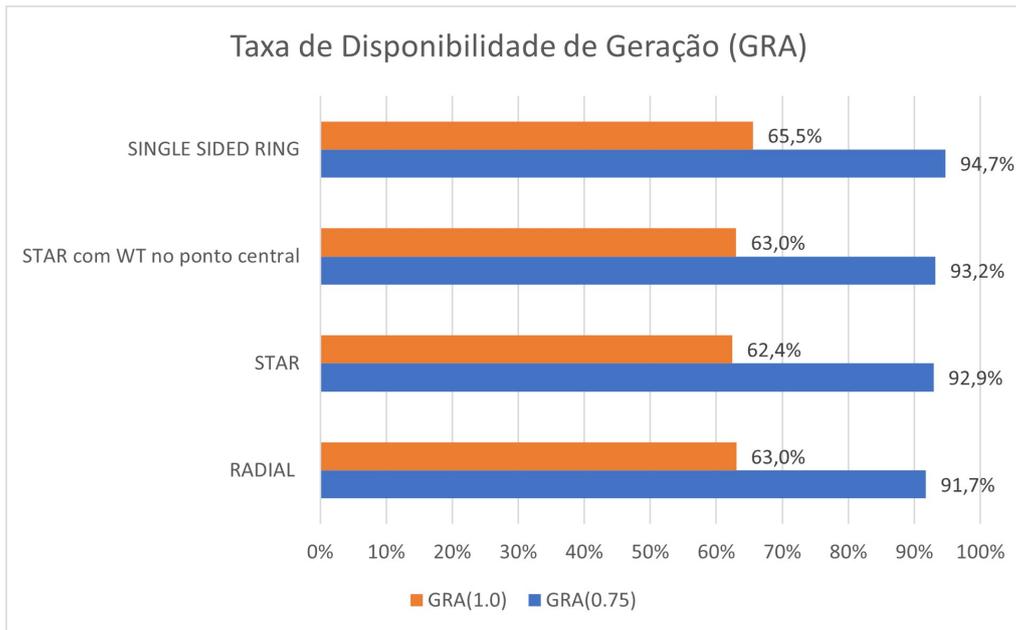


Figura 4.5:  $GRA$  para diferentes topologias e valores de  $GRc$ .

de energia ao PCC.

A topologia *single-sided ring* é a que apresenta melhor  $GRA$  para ambos os percentuais de  $GRc$ , pois possui o caminho redundante como alternativa para exportação para o PCC. Toda a energia gerada chegará ao PCC mesmo que algum dos cabos da topologia esteja com defeito, desde que o cabo redundante esteja operacional. Além disso, mesmo com as combinações dos cabos 1 e 2, cabos 2 e 3, cabos 3 e 4 ou cabos 4 e o cabo redundante falhando ao mesmo tempo, pelo menos 75% da energia será exportada para o PCC.

### 4.3.2 ENS referente a uma velocidade equivalente do vento

Quando a  $OWF$  está sujeita à velocidade equivalente do vento, todas as turbinas são afetadas pelo mesmo vento e, portanto, a produção de energia é a mesma para cada  $WTG$  que está no estado operativo. Considerando-se os possíveis estados de potência de saída da  $WTG$  mostrados na tabela 4.1, apresentam-se, também, na tabela 4.2, as possibilidades de saída de potência da  $OWF$  considerando-se a disponibilidade de cada  $WTG$ . Nem todos os valores sequenciais de saída de potência da  $OWF$  estão presentes na tabela. Apresentam-se, por outro lado, alguns valores nulos de saída de energia. Os valores de potência de saída relatados na primeira coluna referem-se aos níveis de potência de saída resultantes dos grupos relatados na tabela 4.1. Utilizaram-se os níveis de potência de saída na tabela 4.2 para formar a lista de valores de potência de saída que dependem do número de  $WTGs$  disponíveis em cada nível de potência de saída.

Na figura 4.6, apresentam-se a  $UGF$  da equação (4.3) e a potência de saída  $MSS$

Tabela 4.2: possibilidades de potência de saída da *OWF*

Nível de potência de saída da <i>WTG</i> [MW]	no. de <i>WTG</i> operativas				
	0	1	2	3	4
0	0				
0,1	0	0,1	0,2	0,3	0,4
0,2	0	0,2	0,4	0,6	0,8
0,3	0	0,3	0,6	0,9	1,2
0,4	0	0,4	0,8	1,2	1,6
0,5	0	0,5	1,0	1,5	2,0
0,8	0	0,8	1,6	2,4	3,2
1,2	0	1,2	2,4	3,6	4,8
1,6	0	1,6	3,2	4,8	6,4
1,7	0	1,7	3,4	5,1	6,8
1,9	0	1,9	3,8	5,7	7,6
2,0	0	2,0	4,0	6,0	8,0

da *OWF*, considerando a velocidade do vento equivalente para todas as configurações de topologia da rede. A potência de saída dos valores informados na figura 4.6 refere-se aos valores apresentados na tabela 4.2, considerando os níveis de potência e os números de *WTG* disponíveis.

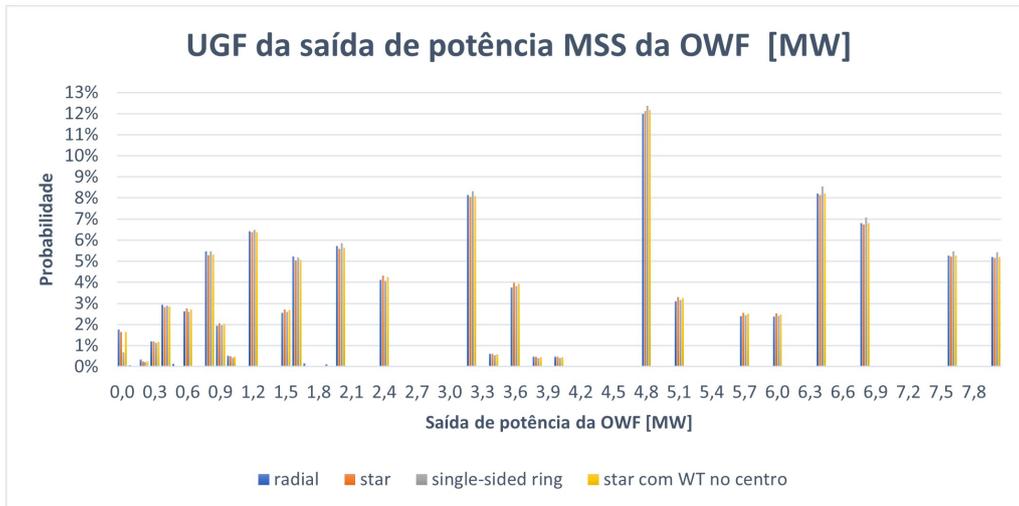


Figura 4.6: *UGF* da saída de potência da *OWF* para diferentes topologias considerando um vento equivalente

Na figura 4.7, apresentam-se os índices ENS para todas as configurações topológicas avaliadas, considerando não apenas a variabilidade da velocidade do vento, mas também outros dois valores para a disponibilidade dos cabos da rede coletora: 100% (totalmente confiável) e 95% (baixa confiabilidade).

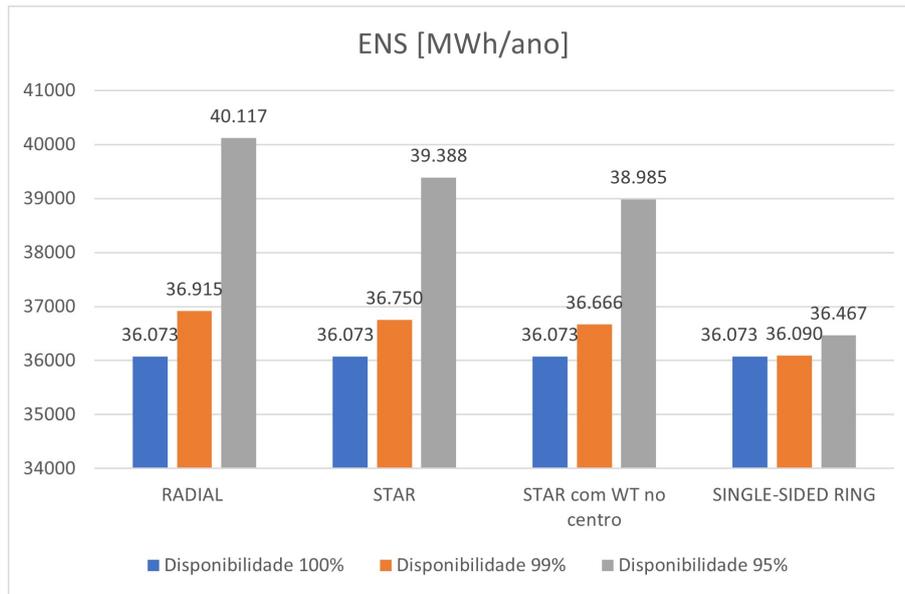


Figura 4.7: ENS para diferentes topologias e disponibilidade de rede coletora

Considerando a figura 4.7, a topologia em *single-sided ring* é a mais confiável, com o menor ENS, seguida pela topologia em *star* com turbina no centro, *star*, e, por último, a menos confiável, a topologia radial. Percebe-se que, ao desprezar a confiabilidade do cabo submarino, os ENS das topologias são iguais, pois as topologias possuem o mesmo número de turbinas, em relação ao mesmo comportamento do vento. Porém, não considerar a confiabilidade da rede coletora pode resultar na subestimação do índice ENS em 10,1%, 8,4%, 7,5% e 1,1% para as topologias radial, *star*, *star* com turbina no centro e *single-sided ring*, respectivamente.

Ao reduzir a confiabilidade da rede coletora de 99% para 95%, a diferença na disponibilidade de geração de energia entre as topologias *single-sided ring* e radial passa de 825 MWh/ano para 3,65 GWh/ano (um aumento de 442%) devido à sensibilidade significativa do desempenho de saída da topologia radial à confiabilidade da rede coletora. Portanto, uma diminuição de 4% na disponibilidade de cabos submarinos resulta no aumento do índice ENS para a topologia radial em 8,7%, para a topologia *star*, em 7,2%; e, para a topologia *star* com turbina no centro, em 6,3%, enquanto a topologia *single-sided ring* é pouca impactada com um aumento de, apenas, 1% no ENS.

Em uma análise de sensibilidade, o caso que desconsidera falhas nos cabos da rede coletora ("disponibilidade 100%" na figura 4.7) é comparado com um caso que desconsidera falhas nas turbinas eólicas (considerando-as 100% confiável), mas utiliza o pior caso para a confiabilidade da rede coletora (95%). Na figura 4.8, apresentam-se os índices de ENS obtidos para esse último caso para as topologias radial, *star*, *star* com WT no centro e *single-sided ring* de 36.788 MWh/ano, 35.979 MWh/ano, 35.530 MWh/ano e 32.733 MWh/ano, respectivamente.

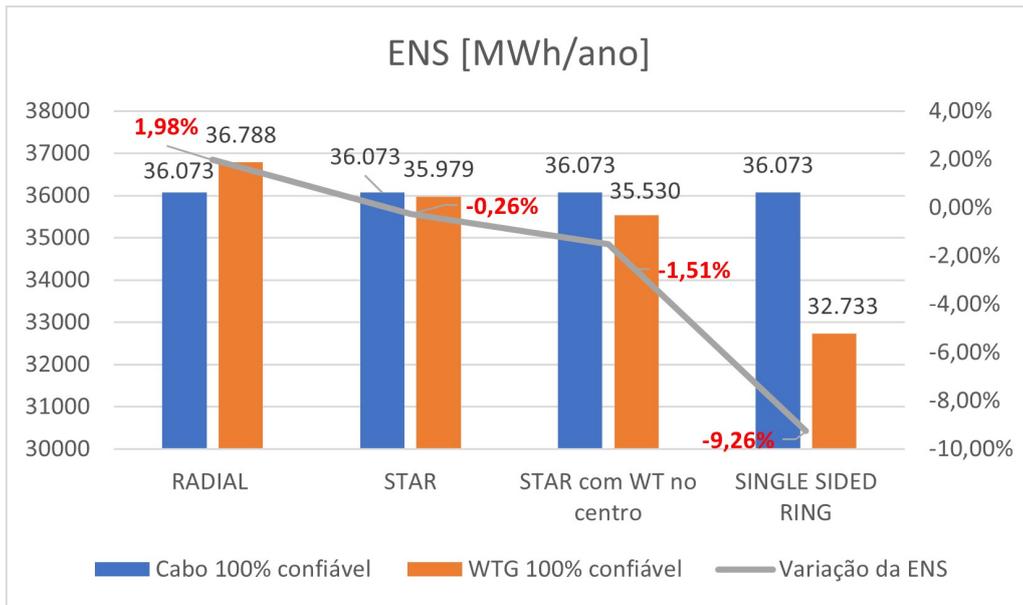


Figura 4.8: ENS para diferentes topologias considerando os cabos submarinos e as turbinas eólicas da *OWF* 100% confiáveis

Para a topologia radial, desconsiderar falhas das turbinas eólicas gera um índice 1,9% maior do que desconsiderar falhas na rede. Embora a disponibilidade dos cabos submarinos (95%) seja superior à das turbinas eólicas (90%), no caso da rede totalmente confiável, o aumento do ENS revela que as falhas na rede coletora têm maior impacto na confiabilidade desta topologia do que falhas nas turbinas eólicas. Para a topologia em *star* (com e sem turbina no centro), os índices de ENS são semelhantes, mostrando que ambos os componentes têm impacto semelhante na confiabilidade desta topologia. Por outro lado, para a topologia *single-sided ring*, desconsiderar as falhas das turbinas eólicas gera um índice de ENS 9,3% inferior ao caso da rede coletora totalmente confiável, o que evidencia uma maior influência da indisponibilidade devido à geração eólica e a uma menor sensibilidade a falhas nos cabos a respeito da confiabilidade dessa topologia.

### 4.3.3 ENS relativo a ventos correlacionados

O principal objetivo desta seção é comparar os valores de ENS calculados, utilizando séries de velocidades de vento equivalentes com aqueles obtidos utilizando séries de velocidades correlacionadas de vento.

Apresenta-se, na figura 4.9, a *UGF* da potência de saída *MSS* da *OWF*, considerando as velocidades do vento correlacionadas para todas as configurações de topologia de rede, conforme *UGF* apresentada na equação (4.4).

Em uma análise comparativa da figura 4.6 e figura 4.9, considerar velocidades de vento distintas e correlacionadas ao invés da velocidade do vento equivalente gera

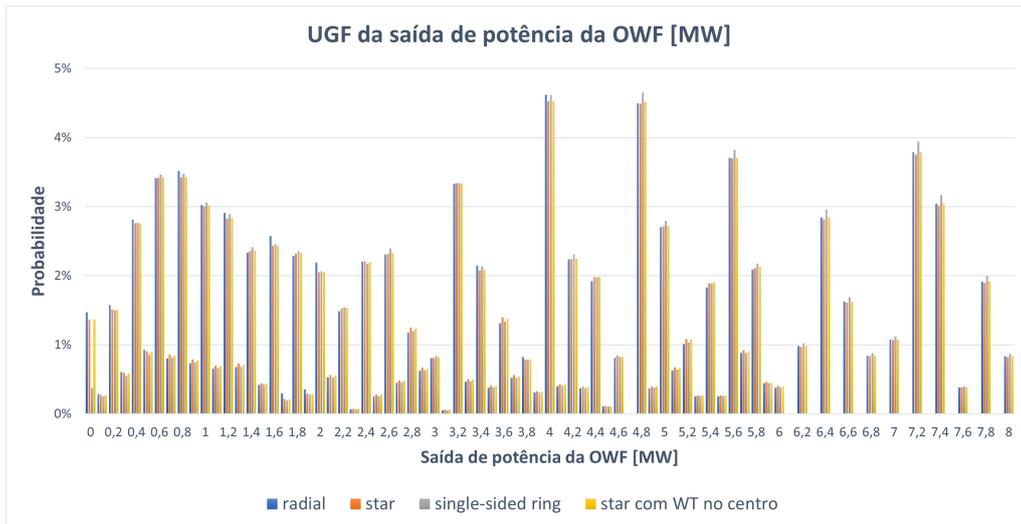


Figura 4.9: *UGF* da saída de potência da *OWF* para diferentes topologias - ventos correlacionados

um maior número de estados e uma diferença na distribuição de probabilidade do desempenho da *UGF* de saída de potência *MSS* da *OWF*.

Na figura 4.10, expõe-se o índice de ENS, considerando as séries de vento correlacionadas para todas as configurações em comparação com o índice de ENS incluindo-se a confiabilidade média dos cabos da rede coletora demonstrada na figura 4.7 para fins de comparação.

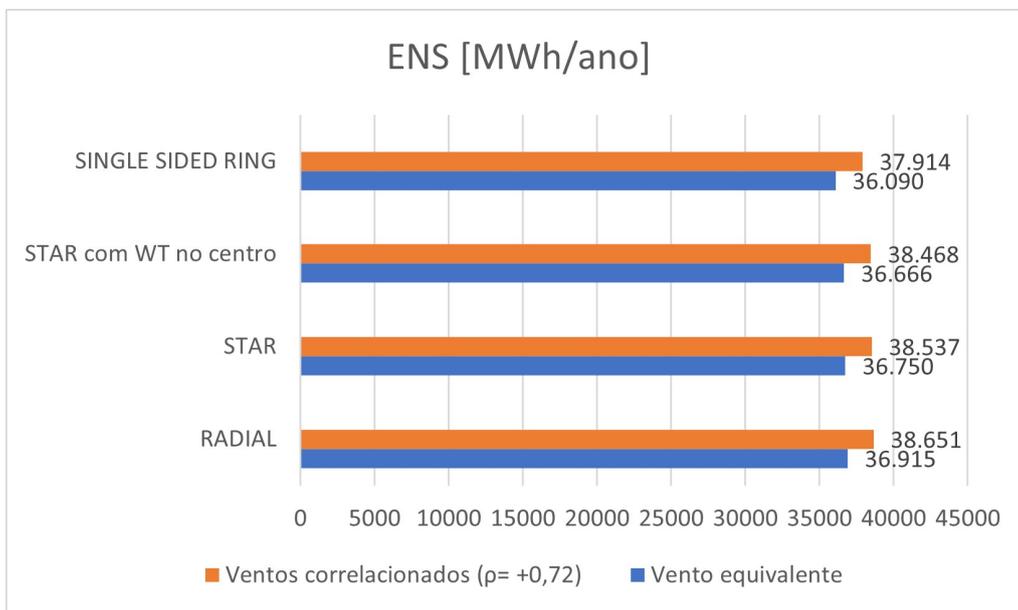


Figura 4.10: comparação do índice de ENS para diferentes topologias considerando velocidades de vento equivalentes e correlacionadas

O índice de confiabilidade de ENS aumenta em 4,7%, 4,86%, 4,91% e 5,0% para as topologias radial, *star*, *star* com turbina no centro e *single-sided ring*, respectiva-

mente quando se utilizam duas velocidades correlacionadas de vento. Isso significa que, se for utilizada uma velocidade de vento equivalente, nesse caso, subestima-se o risco de fornecimento.

#### 4.3.4 A dependência da disponibilidade da rede coletora em função do comprimento do cabo

Com base no fato de que a disponibilidade do cabo é função do comprimento deste, e considerando-se que o comprimento dos cabos varia em cada topologia, a  $u_c$  de cada cabo é diferente daquela apresentada na equação (4.2). Para avaliar como a dependência da disponibilidade de cabos varia em função de seu comprimento do cabo, e impacta os resultados finais, considera-se a posição geográfica real das diferentes *WTGs* em relação ao PCC em cada topologia. Os cabos que ligam o PCC (cabo  $C_1$  para a topologia radial e *single-sided ring* e cabo  $C_5$  para a topologia *star*) têm disponibilidade de 95% (menor disponibilidade usada na análise de sensibilidade), e o cabo de retorno longo  $C_{srt}$  da topologia *single-sided ring* tem disponibilidade de 94% (menor, pois tende a ser mais longo). Os demais cabos não citados mantêm a disponibilidade de 99%.

A seguir, apresenta-se a avaliação dos efeitos relativos ao GRA e do índice de ENS.

#### GRA

Na figura 4.11, expõem-se os índices GRA para um  $GRc$  of 1,0 and 0,75 para todas as topologias, considerando os diferentes valores de disponibilidade dos cabos.

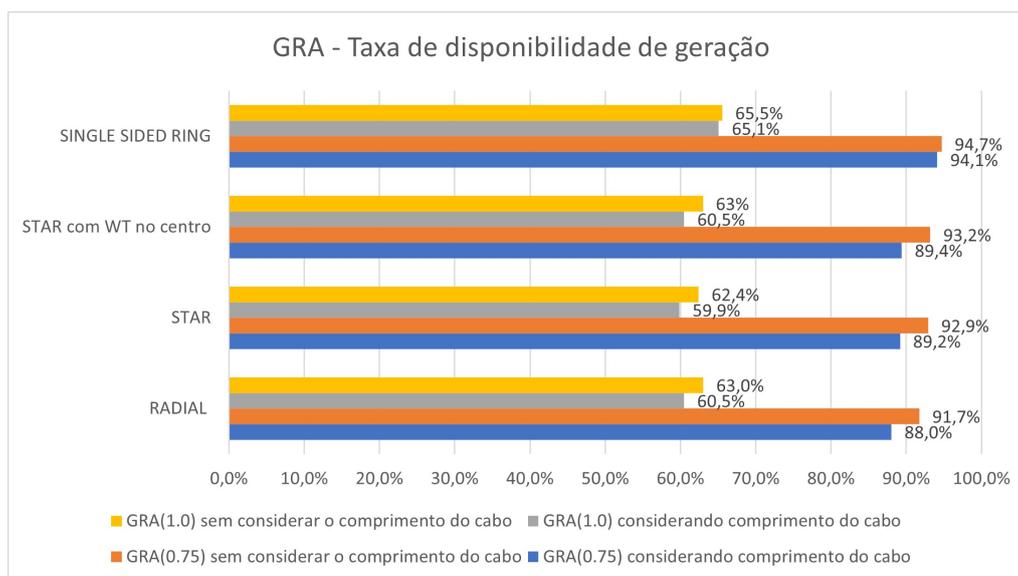


Figura 4.11: comparação do índice de  $GRA$  em função do comprimento dos cabos da rede coletora

Comparando os resultados com os obtidos na seção 4.3.1, pode-se observar que as topologias radial e *star* (com e sem turbina no centro) são impactadas, de forma semelhante, para ambos os índices de 0,75 e 1,0, já que possuem igual disponibilidade para o cabo principal (cabo de *tie-back*) e para os cabos de interconexão entre as *WTGs*. O índice GRa para a topologia *single-sided ring* revela que essa configuração é pouco impactada quando se considera a dependência da disponibilidade do comprimento do cabo, uma vez que essa topologia sempre tem a opção de exportar energia para o PCC em caso de falha de um dos cabos.

## ENS

Na figura 4.12, apresenta-se a comparação dos índices ENS para todas as configurações topológicas.

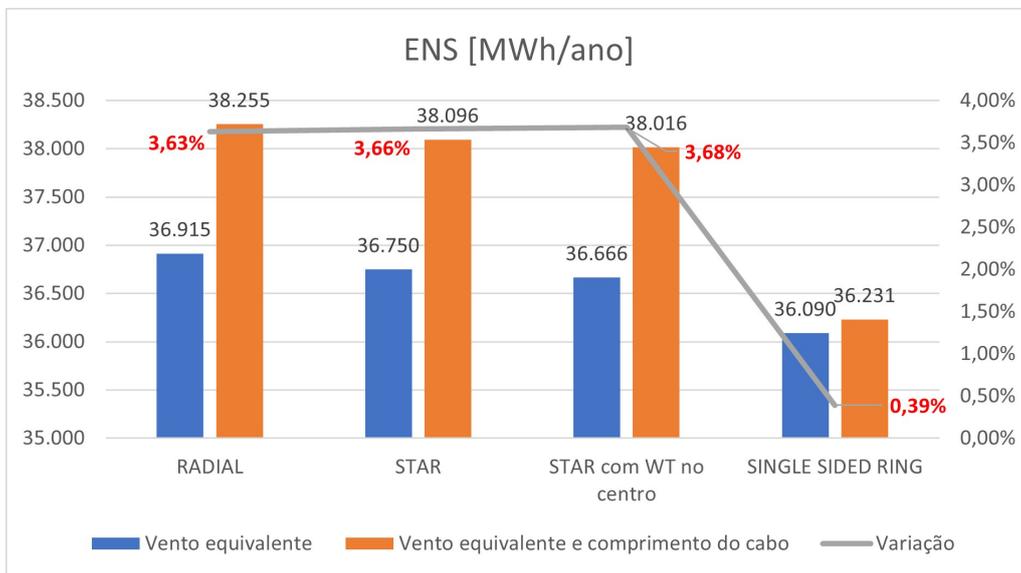


Figura 4.12: comparação do índice de ENS para diferentes topologias considerando um vento equivalente e o comprimento do cabo

Comparando-se os resultados com os obtidos na Seção 4.3.2, verifica-se que, mesmo considerando a menor disponibilidade de cabos, a topologia *single-sided ring* ainda é a mais confiável, seguida pela topologia *star* com turbina no centro, *star* e, por último, (a menos confiável) a topologia radial. O mesmo aumento de 3,6%, referente ao índice de ENS, ocorre para as topologias radial e *star* (com e sem turbina no centro), uma vez que ambas são altamente impactadas pela falha do cabo *tieback*, o que leva à perda total da energia produzida.

Por outro lado, a topologia *single-sided ring* apresenta um pequeno aumento do índice de ENS de 0,39% mesmo com uma menor disponibilidade para o cabo de retorno longo.

Realizou-se uma análise de sensibilidade na disponibilidade do cabo de retorno

reduzindo sua disponibilidade em passos de 20%. Apresenta-se, na figura 4.13, em cada etapa, a elevação do índice ENS apenas entre 1,15% e 1,19%, o que demonstra que a topologia *single-sided ring* é pouco sensível a falhas de cabos.

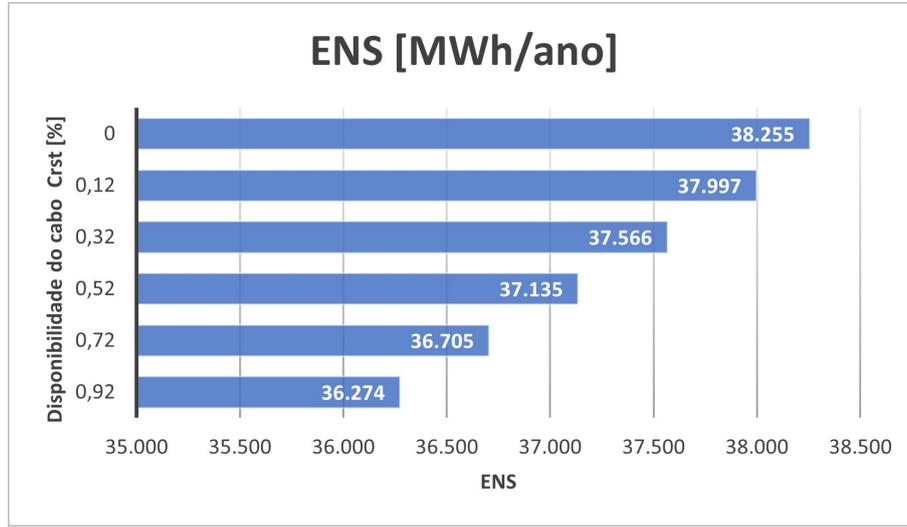


Figura 4.13: análise de sensibilidade variando a disponibilidade do longo cabo de retorno  $C_{rst}$

## 4.4 Análise de custo-benefício

Para a estimativa do custo de cada topologia de rede, considera-se que a distância do PCC ao arranjo da *OWF* é de 20 km em lâmina d'água de 75 metros, o que requer a instalação de um cabo dinâmico submarino. Um cabo dinâmico é aquele projetado para suportar exposição a maiores tensões mecânicas, visto que está sujeito às correntes marítimas, à ação das ondas e à movimentação da turbina eólica quando utilizado em *OWF* flutuantes. A distância entre duas turbinas eólicas é de 914 metros com base no diâmetro do rotor da *WTG*, e as *WTGs* são conectados por cabos dinâmicos. O nível de tensão do sistema da rede coletora é de 12 kV.

Define-se a função custo de cabos submarinos estáticos  $C_{cable}$  por unidade de distância pela equação 4.5 [29]:

$$C_{cable} = c_1 + c_2 \exp(c_3 S) \quad (4.5)$$

em que  $S$  é a potência nominal do cabo e  $c_{1-3}$  são coeficientes de custo. Um cabo dinâmico é, em média, 40% mais caro que o cabo estático de potência nominal equivalente [29].

A estimativa do custo total da implementação da *OWF* é baseada em [30] e considera o custo e instalação dos cabos submarinos e turbina eólica, fundação flutuante, amarração e pilares conforme a tabela 4.3.

Tabela 4.3: CAPEX e custo de instalação [\\$ 10<sup>6</sup>]

	Radial	<i>Star</i>	<i>Star</i> com <i>WTG</i> no centro	<i>single-sided ring</i>
Cabos submarinos	3,48	3,44	3,16	6,96
Turbina, amarração, pilares e fundações	29,53	29,53	30,8	29,53
Subestação do ponto central	-	1,3	-	-
Custo total	33,01	34,27	33,93	36,49

Considerando-se o investimento inicial e custo de instalação na tabela 4.3, custo de operação e manutenção de 86 USD/kW/ano com uma taxa de crescimento do custo de O&M de -1% [31], e a produção anual de eletricidade para cada topologia da *OWF* com base no índice de ENS calculado na Seção 4.3.4 (considerando o comprimento dos cabos) e uma taxa de desconto de 10%, o *LCOE* (*Levelized Cost of Electricity*) pode ser calculado para 25 anos de vida útil da *OWF* conforme a equação (4.6).

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (4.6)$$

em que  $I_t$  é o custo de investimento,  $M_t$  é a despesa de Operação e Manutenção e  $E_t$  é a energia gerada, para cada ano  $t$ ,  $r$  é a taxa de desconto e  $n$  é a esperada vida útil da *OWF*.

Na tabela 4.4, expõem-se os valores de *LCOE* para cada topologia.

Tabela 4.4: *LCOE* para a *OWF* com diferentes topologias

	Radial	<i>star</i>	<i>star</i> com <i>WTG</i> no centro	<i>Single-sided ring</i>
<i>LCOE</i> [USD/MWh]	146,8	151,0	149,3	150,7

O resultado revelou que, embora a topologia *single-sided ring* seja a mais confiável, ela possui um *LCOE* elevado, principalmente devido ao alto custo de investimento inicial, formado pelo caro cabo de retorno submarino. A topologia radial, embora seja a topologia menos confiável, possui o menor investimento inicial devido à sua simplicidade e o menor *LCOE*. A topologia *star* tem um custo de investimento ligeiramente superior ao da topologia radial, justificado pelo elevado custo e complexidade dos requisitos do quadro elétrico de ponto central. Embora tenha uma confiabilidade semelhante à topologia radial, seu *LCOE* é ainda maior que o *single-sided ring* e, portanto, é a topologia menos interessante. No entanto, ao se instalar uma turbina no centro da estrela, reduz-se o custo de investimento devido a não instalação de um dos cabos submarinos e ao fato de a própria subestação

estar instalada no local da turbina eólica central. Adicionalmente, a energia gerada para essa topologia é maior que a *star* convencional já que não há dependência da confiabilidade de um dos cabos. Por fim, em comparação com esse arranjo, devido aos motivos supracitados, a topologia *single-sided ring* é a menos interessante.

## Capítulo 5

# Aplicação e resultados para caso real

Em busca da descarbonização e diversificação rentável, as empresas do ramo de O&G atuam em pesquisas de desenvolvimento para investimentos de soluções de baixo carbono a respeito da descarbonização das operações. Uma das soluções dessas tecnologias são as eólicas *offshore* que são temas de análise multicritério em busca do aprofundamento de estudos de novos negócios.

No trabalho realizado por [21], utiliza-se uma metodologia dos critérios de alocação de fazendas eólicas *offshore* em três níveis: teórico, técnico e ambiental e social. A primeira esfera de avaliação teórica considera todo o recurso de vento *offshore*, desde que a respeito da área marítima sob jurisdição do país. Ou seja, ignoram-se os aspectos tecnológicos, ambientais e sociais que influenciam a viabilidade de um projeto. O seguinte nível da análise é a avaliação do potencial técnico, na qual são impostas, ao potencial teórico, exclusões técnicas, inerentes à tecnologia atual de aproveitamento do recurso de vento. Essas limitações dizem respeito à profundidade máxima em que se pode instalar turbinas eólicas *offshore*, e à velocidade mínima do vento a partir da qual a geração é viável, considerando as turbinas comerciais. Obtém-se o último nível de análise, o potencial ambiental e social, por meio da aplicação, sobre a área do potencial técnico, de exclusões que visam à manutenção das atividades humanas no meio marítimo e a preservação da natureza, em especial dos grupos mais afetados por projetos eólicos *offshore*.

A aplicação do critério técnico considera a velocidade do vento, profundidade, distância da costa e distância de portos. Para que o projeto seja atrativo, excluam-se aéreas com velocidade do vento menores que 7 m/s para a altura do *hub* da turbina de 100 metros. Adicionalmente, o estudo considera que quanto maior a profundidade menos atrativo é o investimento. Portanto, excluam-se profundidades maiores que 1000 metros do estudo. Por fim, considera-se no estudo, apenas, áreas com distâncias não superiores a 200 km da costa e 500 km de portos [21].

Neste trabalho, utilizou-se a metodologia descrita por [21] para a busca de localizações viáveis. No entanto, não considerou a análise do critério social e ambiental,

uma vez que essa análise possui um aspecto de subjetivo, dado que os impactos dependem da sensibilidade de indivíduos ou espécies e da região em que o projeto será alocado.

Na figura 5.1, apresenta-se o potencial técnico após a aplicação dos filtros acima:

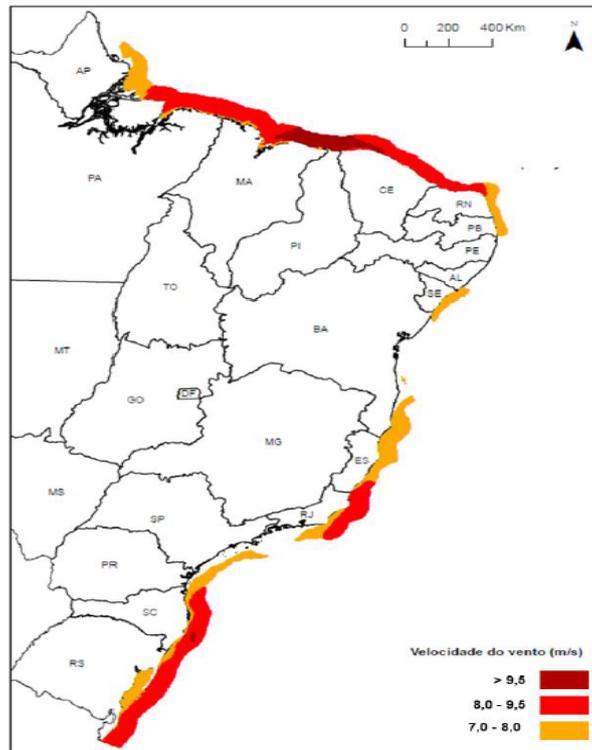


Figura 5.1: potencial técnico

Observa-se uma área atrativa desde o estado do Pará até o estado do Rio Grande do Norte e, ainda, outra área nobre que se estende do estado do Rio de Janeiro até o Espírito Santo. Por fim, na figura 5.1, destaca-se uma área atrativa que se alonga da costa do Rio Grande do Sul ao estado de São Paulo.

No presente trabalho, buscou-se identificar plataformas em operação reais nessas áreas, a fim de que se reproduza um caso real. No entanto, não é o objetivo desta dissertação identificar uma alocação ótima e viável economicamente.

Para o presente estudo, com base nas áreas nobres supramencionadas, definiram-se duas plataformas *offshore* localizadas no campo Papa-Terra nas coordenadas  $23^{\circ}30'47,1''S$   $41^{\circ}03'50,5''W$  e  $23^{\circ}28'00,0''S$   $41^{\circ}06'20,0''W$ , a uma distância de, aproximadamente, 5 km uma da outra a uma profundidade de, aproximadamente, 1.200 metros e a uma distância da costa de aproximadamente 100 km. No entanto, a fazenda eólica *offshore* localiza-se a 8 km de distância das plataformas já no campo de Maromba e a uma lâmina d'água com profundidade de 300 metros.

Utilizou-se o documento [32], para ilustração do mapa batimétrico com a localização das áreas das plataformas e fazenda eólica *offshore*, conforme figura 5.2:

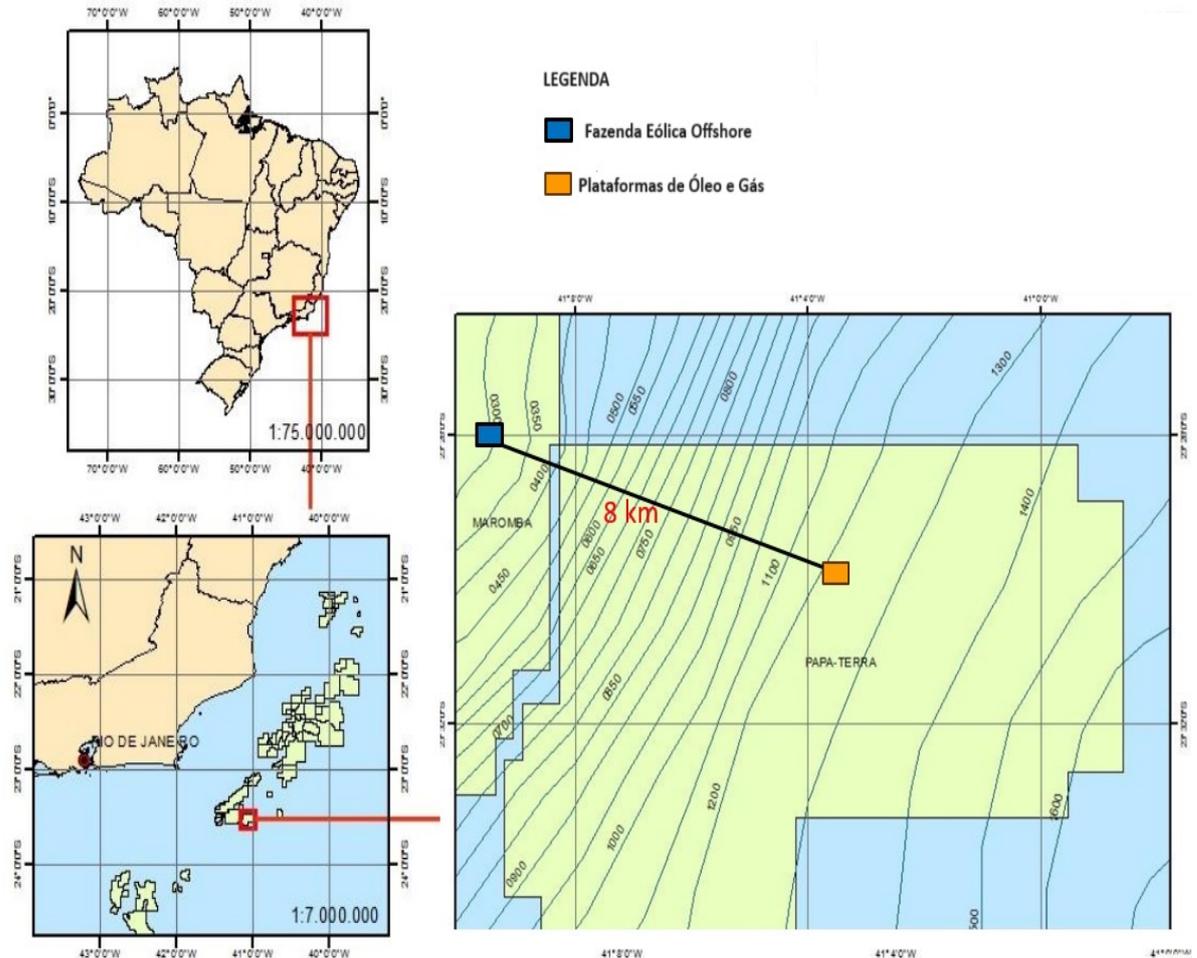


Figura 5.2: mapa de localização das plataformas de O&G e fazenda eólica *offshore* em estudo.

## 5.1 Premissas do estudo

Para o presente estudo, consideraram-se as seguintes premissas:

1. a energia da fazenda eólica *offshore* é conectada à plataforma do tipo Unidade Flutuante de Armazenamento e Transferência (*Floating Production Storage and Offloading* - FPSO) que, por sua vez, está conectada, eletricamente, à plataforma do tipo TLWP (*Tension Leg Wellhead Platform*);
2. a fazenda eólica *offshore* é projetada para fornecer, em média, 45 por cento da demanda de energia anual das plataformas;
3. as plataformas de O&G já estão construídas e em operação (projeto do tipo *brownfield*);
4. são necessárias modificações de arranjo para acomodar novos cabos elétricos no *deck* de processo e transmitir a energia ao quadro elétrico principal da plataforma;

5. o quadro elétrico principal da plataforma do tipo FPSO deverá ser modificado para suportar a energia adicional advinda da fazenda eólica;
6. o layout da plataforma deverá ser modificado devido a painéis elétricos adicionais, guincho para os cabos submarinos, calhas elétricas;
7. são necessárias modificações do *turret mooring*;
8. assume-se que seja necessária uma pequena subestação separada do FPSO (devido à indisponibilidade de espaço e capacidade), porém próxima a ele para transformar, alimentar, filtrar, armazenar e realizar compensação de potência reativa de tal forma que a energia gerada possa ser incorporada, adequadamente, à rede existente do FPSO;
9. Subestação deverá ser localizada próxima ao FPSO devido à necessidade da redução da tensão;
10. o cabeamento da rede coletora é considerado um cabo trifásico dinâmico de 66kV em uma configuração em forma de W entre turbinas para proteger os cabos das forças envolvidas nessa profundidade extrema da água;
11. ressalta-se que o presente estudo não contempla aspectos elétricos de regime dinâmico e de regime permanente.

## 5.2 Dados do gerador eólico

Considera-se, para esta dissertação, um gerador eólico Haliade-X de 12 MW. Devido à falta de dados do fabricante, coletaram-se a curva de potência e os dados do gerador eólico em [33] na base de arquivos de referência da *National Renewable Energy Laboratory (NREL)*. Na figura 5.3, apresenta-se a curva de potência do gerador eólico considerado no estudo.

## 5.3 Dados das plataformas de O&G

Assume-se que as plataformas de produção de O&G do tipo FPSO e TLWP possuam ambas uma demanda máxima contínua de 86,5 MW e são eletricamente conectadas uma a outra por meio de quatro cabos submarinos. Demonstram-se a disposição das plataformas e o diagrama unifilar do sistema de geração principal da plataforma principal, constituído por 6 geradores de 13,8 kV a gás natural de 17,5 MW cada um, nas figuras 5.4 e 5.5, respectivamente.

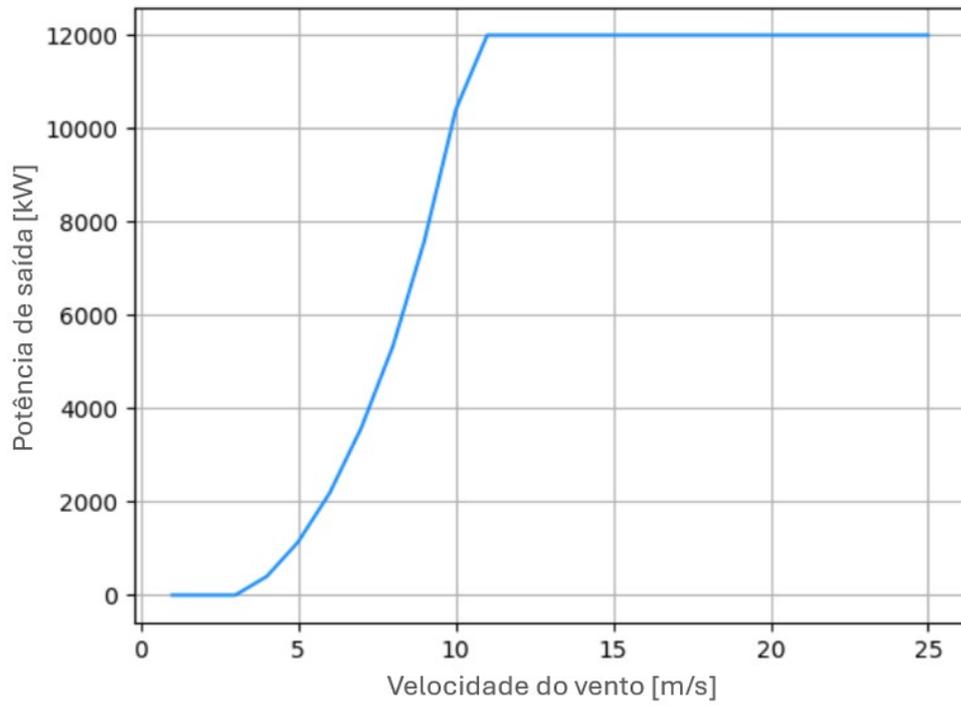


Figura 5.3: curva de potência do gerador eólico de 12 MW



Figura 5.4: ilustração das unidades *offshore* do tipo FPSO e TLWP do caso em estudo

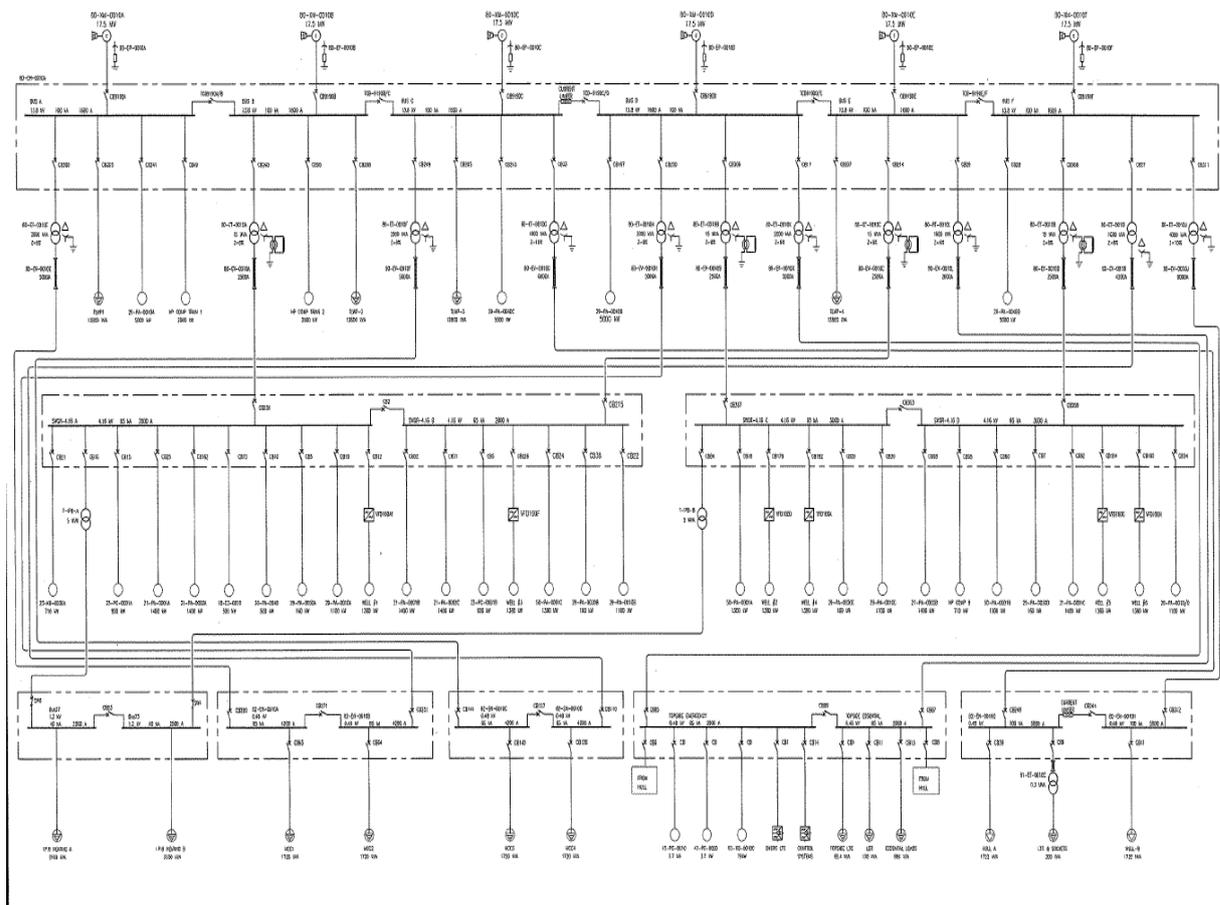


Figura 5.5: diagrama unifilar do sistema de geração de energia da unidade *offshore* do tipo FPSO

## 5.4 Dados do vento

Para avaliação do potencial eólico na área de localização das plataformas de O&G, utilizou-se o programa *Prediction of Worldwide Energy Resources Data Access Viewer*, desenvolvido pela NASA em [34] para velocidades de 10 metros e 50 metros de altura na latitude e longitude, em que as plataformas em estudo estão localizadas. Coletaram-se 52.584 pontos horários compreendidos entre os anos de 2016 e 2022. A velocidade foi convertida para uma altura do *hub* do gerador eólico de 136 metros. Calculou-se a velocidade média para a localidade na altura do *hub* em 8,12 m/s.

## 5.5 Projeto para o caso real

A metodologia para o projeto do caso real foi baseada na metodologia proposta por [30].

### 5.5.1 Determinação da quantidade turbinas eólicas

Fixou-se a demanda máxima contínua das plataformas de O&G juntas em 86,5 MW. Nesse sentido, espera-se substituir em 45 por cento a demanda anual de energia das plataformas por energia eólica. Portanto, define-se a potência total requerida por:

$$86,5MW \times 0,45 = 38,93MW$$

Considerando-se um fator de capacidade média anual de 47,4 por cento, baseado na velocidade do vento em relação à localidade das plataformas e do gerador eólico utilizado, a fazenda eólica deverá possuir, no mínimo:

$$38,93MW / 0,474 = 82,13MW$$

Nesta dissertação, considerou-se a turbina eólica de 12 MW. Portanto, o total de turbinas eólicas requeridas é:

$$82,13MW / 12 = 7$$

### 5.5.2 Distância entre as turbinas eólicas

Devem-se instalar as turbinas a uma distância uma da outra de, ao menos, sete vezes o diâmetro do rotor de cada turbina. O diâmetro do rotor da turbina considerada no estudo é de 220 metros. No presente estudo, considerou-se que cada turbina deverá estar distante 2,31 km uma da outra [30].

### 5.5.3 Distância da subestação ao FPSO

A subestação deverá estar o mais próximo possível do FPSO para permitir a opção de redução da tensão para o cabo entre a subestação e a plataforma. No presente estudo, consideraram-se 2 km de distância [30].

### 5.5.4 Distância da fazenda eólica *offshore* à subestação

Conforme [30], o limite da distância de dois cabos de exportação de um rede coletora para uma embarcação de O&G para sistemas de média tensão em corrente alternada para uma fazenda eólica *offshore* de 100 MW de potência é 20 km. Para o presente estudo, adota-se uma distância de 6,8 km para a fazenda eólica de 84 MW.

### 5.5.5 Resumo do projeto

Na tabela 5.1 e na figura 5.6, resumem-se os parâmetros técnicos de entrada e o arranjo do projeto de conexão de uma *OWF* a plataformas de O&G propostos neste estudo.

Tabela 5.1: parâmetros do projeto - caso real

Parâmetros - Caso real	
Demanda máxima contínua das plataformas [MW]	86,5
Percentual de substituição por energia eólica <i>offshore</i> [%]	45
Fator de capacidade [%]	47,5
Potência nominal das turbinas eólicas [MW]	12
Número de turbinas	7
Potência nominal da fazenda eólica <i>offshore</i> [MW]	84
Altura do <i>Hub</i> da turbina eólica [m]	136
Diâmetro do rotor da turbina eólica [m]	220
Mínima distância entre as torres eólicas [m]	2310
Distância da fazenda eólica para costa [km]	100
Profundidade da lâmina d'água na localidade da fazenda eólica [m]	300
Distância da fazenda eólica para subestação [km]	6,8
Distância da subestação ao FPSO [km]	2

## 5.6 Análise da confiabilidade

### 5.6.1 Disponibilidade da turbina eólica *offshore* e do cabo submarino

A disponibilidade da turbina eólica *offshore* considerada no estudo foi de 90% para todas as topologias de rede conforme [35], [36], [37], [38], [39], [40], [41], [42].



Figura 5.6: vista geral do projeto de eletrificação - caso real

Os dados de disponibilidade dos cabos submarinos por unidade de distância foram baseados em [43], [42], [24], [44], [45], [18].

### 5.6.2 Topologia radial

A disponibilidade do cabo submarino de 2,31 km foi fixada 99,6% e para o cabo de 6,8 km em 99%.

Na figura 5.7, apresenta-se a topologia radial para o caso real.

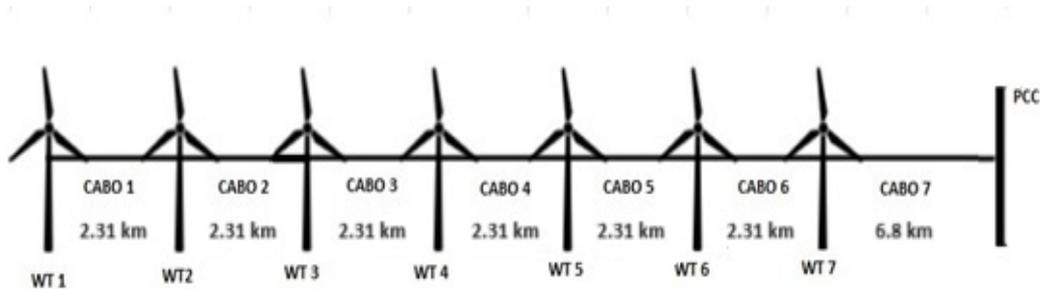


Figura 5.7: topologia radial - caso real

### 5.6.3 topologia *star* com *WTG* no centro

Neste capítulo, considerou-se a topologia *star* com *WTG* no centro em detrimento à topologia *star* convencional, já que, no capítulo 4, evidenciou-se que essa topologia é a mais atrativa (menor *LCOE*). Portanto, neste capítulo, a topologia *star* se refere à topologia com *WTG* no centro. Fixou-se a disponibilidade do cabo submarino de 1,65 km, 2,31 km, 2,84km e 9,1 km em 99,74%, 99,6%, 99,56% e 98,71% respectivamente.

Na figura 5.8, apresenta-se a topologia *star* para o caso real.

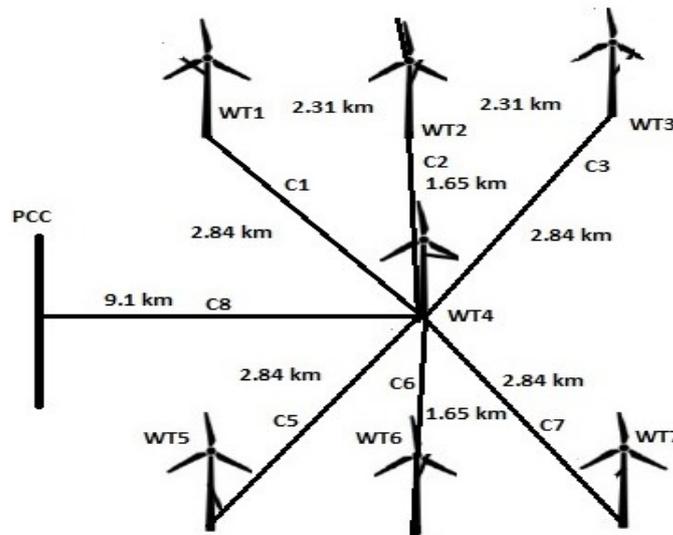


Figura 5.8: topologia *star* com *WTG* no centro - caso real

#### 5.6.4 Topologia *single-sided ring*

Fixou-se a disponibilidade do cabo submarino de 2,31 km, 6,8 km e 20,66 km em 99,6%, 99% e 97,3%, respectivamente.

Na figura 5.9, apresenta-se a topologia *single-sided ring* para o caso real.

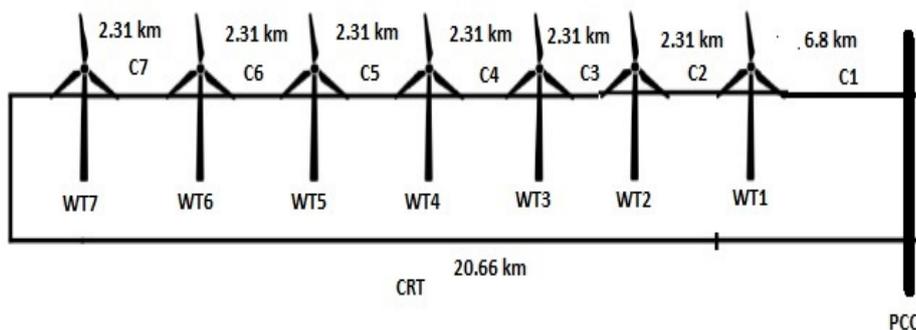


Figura 5.9: Topologia *single-sided ring* - Caso real

#### 5.6.5 Topologia *double-sided ring*

Fixou-se a disponibilidade do cabo submarino de 1,65, 2,31 km, 6,8 km e 9,1 km em 99,74%, 99,6%, 99% e 98,71%, respectivamente.

Na figura 5.10, apresenta-se a topologia *double-sided ring* para o caso real.

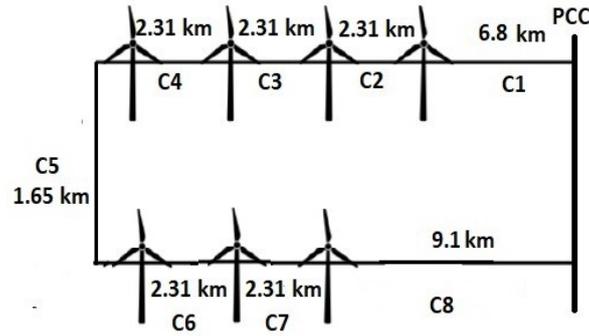


Figura 5.10: topologia *double-sided ring* - caso real

### 5.6.6 Resultados de confiabilidade

Na figura 5.11, mostram-se os resultados de cada topologia para o índice de confiabilidade de ENS, e os resultados revelam que a topologia mais confiável é a *double-sided ring* e a menos confiável é a radial. A diferença entre a topologia *double-sided ring* e radial para o índice de ENS é da ordem de 6.896 MWh/ano, equivalente a 3,3 dias de demanda máxima contínua de ambas as plataformas.

Adicionalmente, percebe-se que a confiabilidade da topologia *single-sided ring* e *double-sided ring* são semelhantes. No entanto, não são idênticas. O longo cabo de retorno da topologia *single-sided ring* sensibiliza, negativamente, a confiabilidade dessa topologia, já que a disponibilidade do cabo submarino é função de seu comprimento.

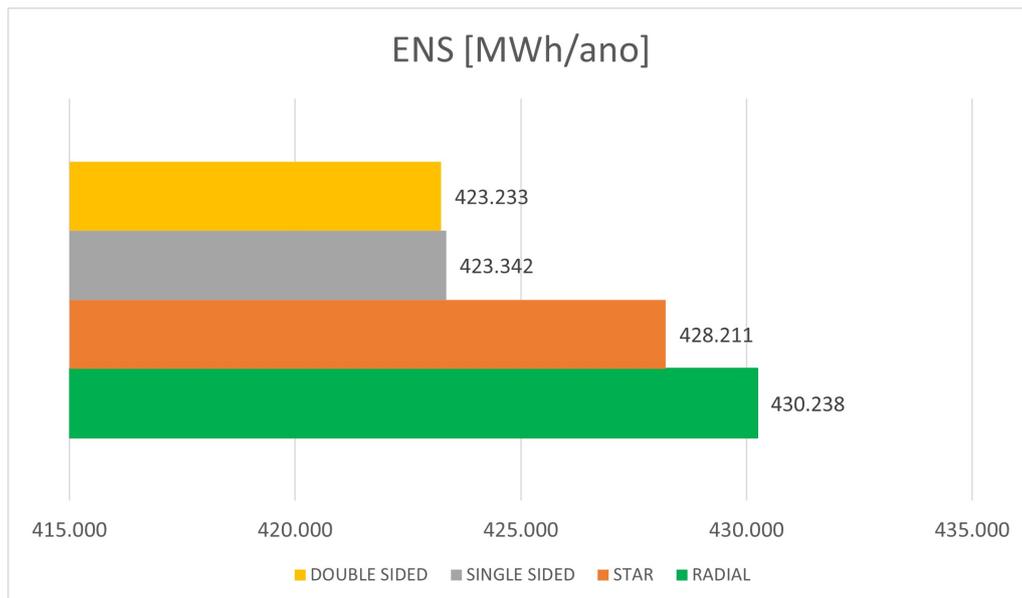


Figura 5.11: ENS para as topologias - caso real

Os resultados revelam que a disponibilidade de geração médio anual às plataformas para as topologias radial, *star*, *single-sided ring* e *double-sided ring* foram, respectivamente, de 40,3%, 40,6%, 41,24% e 41,26%. Portanto, percebe-se que os resultados foram abaixo dos 45% inicialmente previstos no projeto, já que a metodologia em [30] não considera a confiabilidade dos componentes na previsão de energia eólica para as plataformas.

No próximo capítulo, realiza-se uma análise da reconsideração do projeto para alcançar o valor médio de 45% de disponibilidade de energia eólica anual e qual seria a alteração para cada topologia para atingir esse valor em função dos custos.

Na figura 5.12, mostra-se a taxa de disponibilidade de geração *GRA* para cada topologia para o caso real.

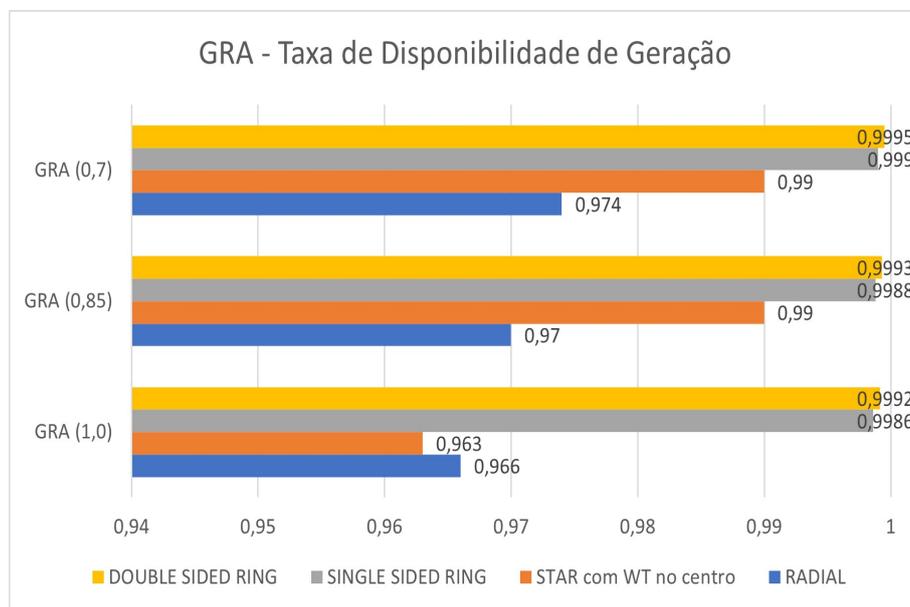


Figura 5.12: *GRA* para as topologias - caso real

A partir da figura acima, destaca-se que a topologia de rede *double-sided ring* possui a maior taxa de disponibilidade de geração em todas as faixas de percentual quando comparadas com as outras topologias.

## 5.7 Análise do CAPEX das alternativas

Realizou-se o custo do investimento das várias topologias com base em [30]. Considera-se que o investimento inicial das topologias difere, somente, pelo custo dos cabos submarinos, já que o estudo considera que as alternativas possuem custos de fundação e estrutura, turbina, da subestação e das modificações nas plataformas de O&G semelhantes. A exceção refere-se ao fato de a topologia *star* ter o custo de investimento mais elevado devido a requerimentos de arranjos mais complexos do

quadro elétrico no ponto central[23]. Neste caso, ressalta-se que para a topologia *star* foi adotado um custo 25% maior para turbina eólica central.

### 5.7.1 Custo do cabo submarino

Com base nos estudos de [46], realizou-se uma análise comparativa técnica e econômica da utilização do sistema em 33 kV ou 66 kV. O estudo indica que o sistema de 66 kV possui menos perdas e mais energia gerada anualmente do que o sistema de 33 kV. Adicionalmente, as correntes de curto-circuito no sistema de 66 kV possuem menores níveis que o sistema de 33 kV. No entanto, os requerimentos para a compensação de potência reativa são ligeiramente maiores no sistema de 66 kV, o que incrementa, de maneira discreta, os custos de investimento. Nos estudos de [47], demonstra-se uma análise comparativa da utilização de cabos dinâmicos e estáticos ou somente cabos dinâmicos para turbinas eólicas flutuantes, evidenciando que a utilização somente de cabos dinâmicos diminuíram os custos de aquisição e instalação devido aos altos custos de aquisição e instalação das juntas de acoplamento que conectam os cabos estáticos e dinâmicos.

Nesta dissertação, consideram-se, somente, os cabos dinâmicos com tensão nominal de 66 kV. Descrevem-se os custos dos cabos associados na equação 4.5.

Por falta de dados da literatura, utilizaram-se como base os coeficientes A, B e C de cabos estáticos de 66 kV. No trabalho de [29], informa-se que os custos dos cabos dinâmicos de 66 kV possuem custos mais altos entre 60-90% que os cabos estáticos equivalentes em potência nominal. Neste estudo, considerou-se um acréscimo da ordem de 75%.

Na tabela 5.2, ilustra-se o compilado de custos dos cabos submarinos em função de cada topologia:

Tabela 5.2: custos dos cabos submarinos em função da topologia da *OWF*

Potência	<b>Radial</b>	<b>Star</b>	<b><i>single-sided ring</i></b>	<b><i>double-sided ring</i></b>
84 MVA	6,7	9,0	27,1	15,7
72 MVA	1,8	0	3,6	3,6
60 MVA	1,4	0	2,8	2,8
48 MVA	1,1	0	2,2	1,9
36 MVA	0,9	0	0	0
24 MVA	0,7	0	0	0
12 MVA	0,5	3,4	0	0
Total (EUR MM)	<b>13, 1</b>	<b>12, 4</b>	<b>35, 8</b>	<b>24, 0</b>
Total (USD MM)	<b>14, 3</b>	<b>13, 5</b>	<b>39, 0</b>	<b>26, 2</b>

Estimam-se os custos da instalação de cabos submarinos adicionais, turbinas eólicas e das instalações de flutuadores, pilares, fundações e sistema de ancoragem conforme a tabela 5.3.

Tabela 5.3: custos associados à instalação dos cabos submarinos adicionais e das instalações de flutuadores, pilares, fundações e sistema de ancoragem

DESCRIÇÃO	CUSTO (MÃO DE OBRA & MATERIAL) (USD)
Instalação de cabos submarinos na subestação e nas torres	3.029.264, 00
Turbinas eólicas	109.200.000, 00
Flutuadores	124.710.890, 77
Equipamentos flutuantes	6.235.723, 85
Correntes de ancoragem	6.734.796, 92
Acessórios de ancoragem	1.347.198, 46
Pilares	5.302.726, 15
Instalação e transporte de pilares e ancoragem	11.600.012, 31
Instalação e transporte das turbinas e flutuadores	44.959.610, 77
TOTAL (USD)	313.120.223, 20

Com base na tabela 5.4, estimam-se os custos da instalação da subestação *offshore* de 84 MW e das modificações necessárias nas plataformas existentes.

Tabela 5.4: custos associados à instalação da subestação *offshore* e modificações nas plataformas de O&G existentes

DESCRIÇÃO	CUSTO (MÃO DE OBRA & MATERIAL) (USD)
Subestação 84 MW Offshore	34.179.134, 80
Custo de modificação nas plataformas de O&G	7.636.800, 00
Testes e comissionamento	1.654.640, 00
Sala de controle (66 kV)	2.316.496, 00
Transformador trifásico 66kV/13, 8kV	729.950, 80
Transformador trifásico 13, 8kV/480 V	66.185, 60
Sala de controle (13,8kV)	790.408, 80
Gerador Diesel de Emergência	770.044, 00
Reatores shunt	486.209, 60
Quadro elétrico de 13,8kV e 480V	413.660, 00
sistema de barramentos	1.551.543, 20
Sistemas de bateria	12.521.806, 40
Filtros harmônicos	517.393, 20
TOTAL (USD)	63.634.272, 40

## 5.7.2 Custo totais

Na figura 5.13, apresenta-se um resumo dos custos totais de investimento para o caso real, associado à cada topologia.

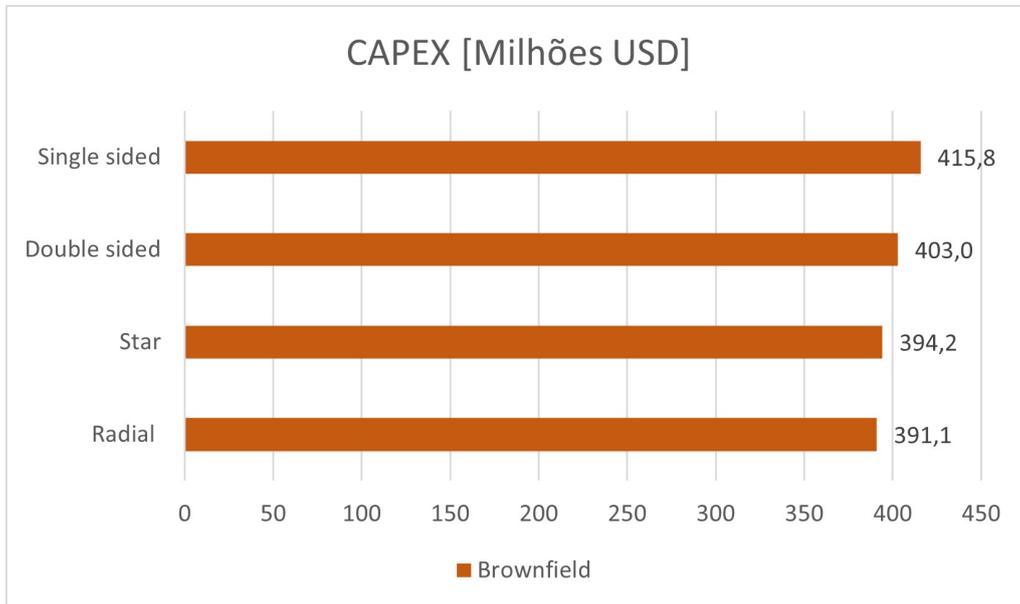


Figura 5.13: custo estimado de investimento para o caso real para cada topologia

## 5.8 Análise econômica

### 5.8.1 Premissas da análise econômica

Para o presente estudo, definiram-se as seguintes premissas:

1. a menor utilização do uso do gás equivale a uma receita (se o gás pudesse ser vendido, a redução no consumo de gás combustível na plataforma equivaleria aos preços atuais do gás no campo Papa-Terra).
2. Custo do  $m^3$  do gás equivalente a 0,62 reais para o campo Papa-Terra disponível em [48].
3. Plataforma opera sem *downtime*.
4. Não se consideraram as perdas no cabo elétrico e no transformador, erros de controle de rastreamento do ponto de máxima potência e incerteza na curva do fabricante.
5. Realização da análise econômica durante os 25 anos de vida útil da fazenda eólica *offshore*.

6. Manutenção da plataforma considerada como já existente no período (não há dispêndio).
7. Taxa de desconto utilizada 10% conforme [49].
8. Manutenção da usina eólica USD 87/kW ao ano com uma redução de 1% ao ano conforme dados disponíveis em [31].
9. Não há consideração do risco do projeto.

### 5.8.2 *LCOE* - Custo Nivelado de Energia

Utilizou-se o Custo Nivelado de Energia (*LCOE*) para avaliar e comparar métodos alternativos de rede (*radial*, *single-sided ring*, *double-sided ring e star*) de produção de energia eólica conforme equação 4.6.

Conforme [31], para um projeto de turbina eólica flutuante com ventos médios em torno de 8 m/s o valor de 87 USD/kW/ano, assumiu-se, no estudo, uma redução anual dos custos de manutenção e operação de 1% ao ano devido ao processo de maturidade da tecnologia ao longo dos anos.

Na figura 5.14, demonstra-se a *LCOE* para as diversas alternativas de topologia para o caso real.

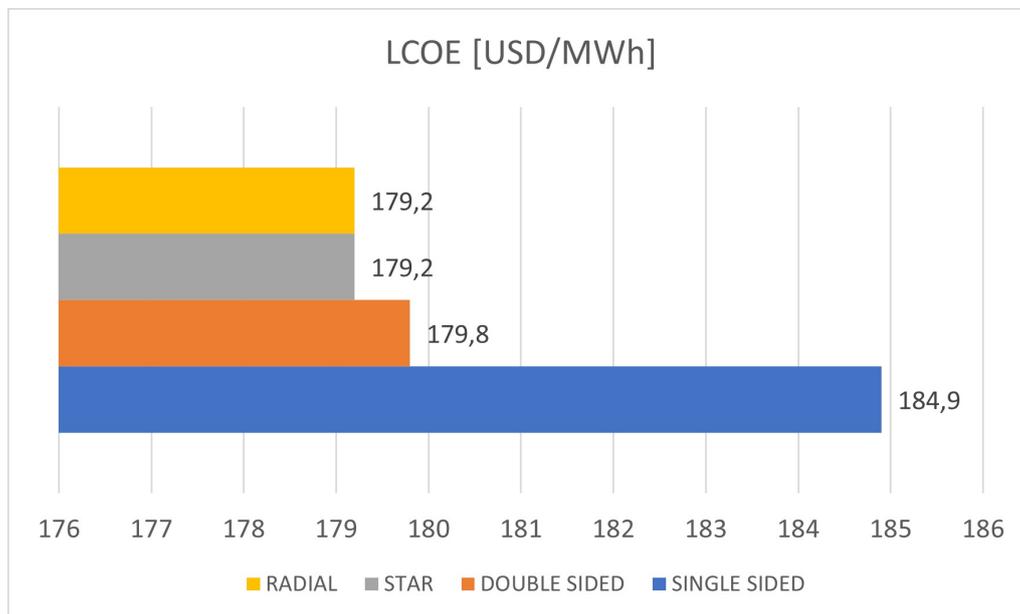


Figura 5.14: *LCOE* para o caso real associadas às topologias

### 5.8.3 VPL - Valor Presente Líquido

O VPL é um indicador financeiro que serve para avaliar, olhando os valores presentes, o fluxo de caixa de um possível investimento, com base na comparação das futuras

entradas e saídas de recursos com o valor inicialmente investido e é utilizado por empresas para avaliar o investimento em um novo projeto.

Nesse sentido, pode-se calcular o VPL conforme a equação (5.1) a seguir:

$$VPL = \sum_{t=0}^N \frac{CF_t}{(1+r)^t} \quad (5.1)$$

O termo  $CF_t$  corresponde ao fluxo de caixa líquido (entradas e saídas) no período de tempo  $t$ ,  $N$  constitui a vida útil do investimento, e  $r$  é a taxa de desconto.

Para realização do custo do VPL do projeto, realizaram-se 3 estratégias com as considerações a saber:

1. **Estratégia 1** – consideram-se a taxa utilizada de desconto de 8% (1-a) e 10% (1-b) e a venda do gás excedente causada pela diminuição da geração de energia das turbinas a gás devido à geração eólica complementar.
2. **Estratégia 2** – consideram-se a utilizada taxa de desconto de 8% (1-a) e 10% (1-b) e a receita advinda da venda do gás excedente causada pela diminuição da geração de energia das turbinas a gás devido à geração eólica complementar, juntamente à estratégia de desligamento de uma turbina. Adicionalmente, consideram-se, como receita, a economia financeira advinda do menor custo de operação e a manutenção das turbinas e do menor valor no pagamento das taxas de emissão de carbono equivalente.
3. **Estratégia 3** – consideram-se a utilizada taxa de desconto de 8% (1-a) e 10% (1-b) e a receita advinda da venda do gás excedente causada pela diminuição da geração de energia das turbinas a gás devido à geração eólica complementar, juntamente à estratégia de desligamento de duas turbinas. Adicionalmente, consideram-se, como receita, a economia financeira advinda do menor custo de operação e a manutenção das turbinas e do menor valor no pagamento das taxas de emissão de carbono equivalente.

### **Economia de combustível**

A plataforma principal considerada no estudo possui turbinas a gás modelo Wartisilla W50DF de 18 cilindros [50]. Na figura 5.15, apresenta-se o gráfico de consumo de combustível da turbina, considerando-se as informações disponíveis em [51].

Calcula-se a economia do gás causada pela geração de energia eólica complementar considerando a redução da potência das turbinas a gás causado pela injeção de potência média da fazenda eólica *offshore* para cada topologia. Por meio do novo ponto de operação das turbinas a gás, calcula-se o novo ponto de consumo específico da máquina e a economia de gás causada pela energia gerada pela *OWF* para a

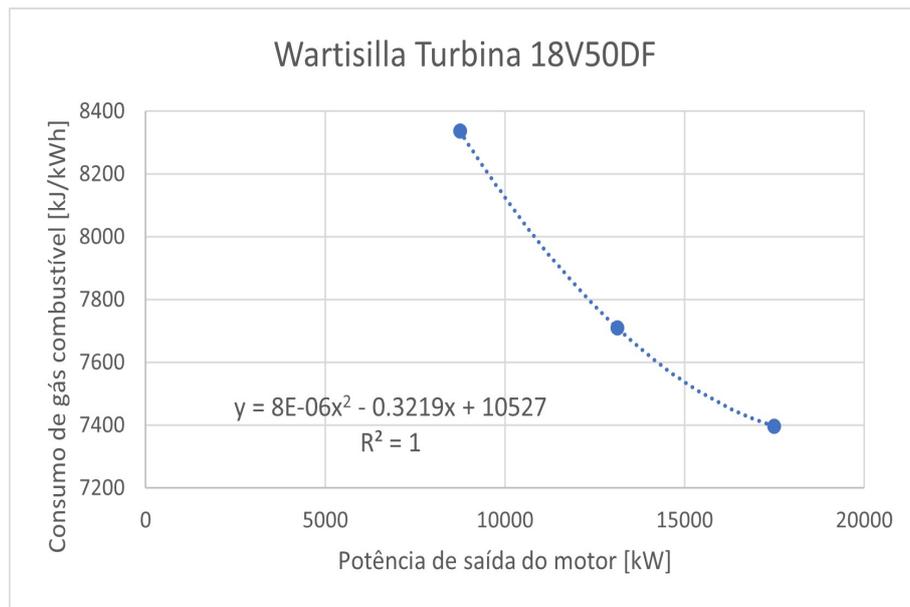


Figura 5.15: curva de consumo de combustível da turbina instalada na plataforma principal do tipo FPSO

plataforma de O&G. O custo do metro cúbico de gás, para o campo Papa-Terra considerado no estudo, é de USD 0,12 [48].

### **Custos evitados com operação e manutenção das turbinas**

Para as estratégias 2 e 3, há o desligamento de 1 e 2 turbinas respectivamente, em função da diminuição considerável da potência das turbinas a gás causada pela injeção média de potência da fazenda eólica *offshore*. Nesse sentido, faz-se necessário estimar e quantificar os menores custos de operação e manutenção das turbinas que serão desligadas. Para o presente estudo, considerou-se um custo fixo de operação e manutenção de USD 21,6/kW [52].

### **Custos evitados com a redução de emissão de $CO_2$ equivalente**

Para as estratégias 2 e 3, há o desligamento de 1 e 2 turbinas respectivamente, e, portanto, uma redução nas emissões de gases GEE. Um imposto sobre o carbono é uma forma explícita de precificação do carbono; refere-se a um imposto diretamente ligado ao nível de emissões de dióxido de carbono, muitas vezes expresso como um valor por tonelada equivalente de  $CO_2$  (por  $tCO_2e$ ). Uma vez que um imposto sobre o carbono atribui um preço a cada tonelada de GEE emitida, envia um sinal de preço que provoca, gradualmente, uma resposta do mercado em toda a economia, criando incentivos para que os emissores mudem para formas de produção menos intensivas em gases com efeito de estufa e, em última análise, resultando na redução emissões. Conforme [53], os modelos de motor W50DF possuem um valor de emissão

de 546 g/kWh de  $CO_2$  equivalente. Conforme [54], os preços do carbono precisam estar no nível de USD 61 a USD 122 toneladas métricas de dióxido de carbono ( $tCO_2$ ) até 2030 para estar no caminho certo para manter as temperaturas abaixo do limite acordado de 2 graus no Acordo de Paris. Neste estudo é assumido o custo da tonelada de dióxido de carbono em USD 122.

Os resultados do VPL para o caso real em função das alternativas topológicas e das estratégias apresentadas nesta seção podem ser observados na figura 5.16.

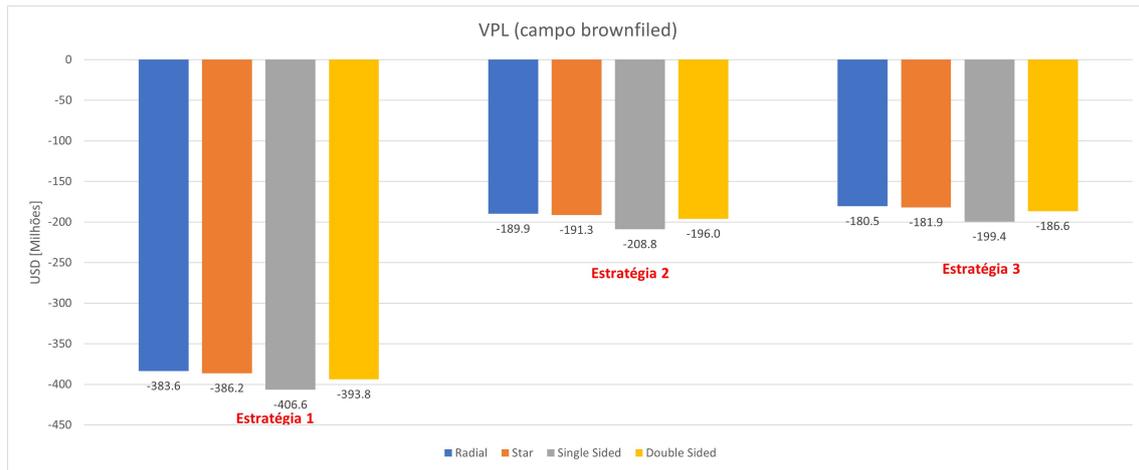


Figura 5.16: valores do VPL para o caso real em função das alternativas e estratégias

### Análise de sensibilidade para baixa confiabilidade do cabo submarino

Para enriquecer o estudo e entender de que forma as topologias são sensíveis à rede, realizou-se uma análise de sensibilidade utilizando as mais baixas disponibilidades encontradas na literatura, conforme [44]. Os valores de disponibilidade dos cabos de 1,65 km, 2,31 km, 2,84 km, 6,8 km, 9,1 km e 20,66 km utilizados nesta análise foram, respectivamente, 99,59%, 99,43%, 99,30%, 98,35%, 97,81% e 94,92%. Na tabela 5.5, apresentam-se as disponibilidades utilizadas. Nas figuras 5.17 e 5.18, apresentam-se

Tabela 5.5: valores de disponibilidade dos cabos submarinos utilizados

Cabo [km]	Disponibilidade do cabo submarino		Diferença
	Média	baixa	
1,65	99,74%	99,59%	-0,15%
2,31	99,60%	99,43%	-0,17%
2,84	99,56%	99,30%	-0,26%
6,8	99%	98,35%	-0,66%
9,1	98,71%	97,81%	-0,92%
20,66	97,30%	94,92%	-2,51%

os índices de confiabilidade ENS e econômico  $LCOE$  para a análise proposta.

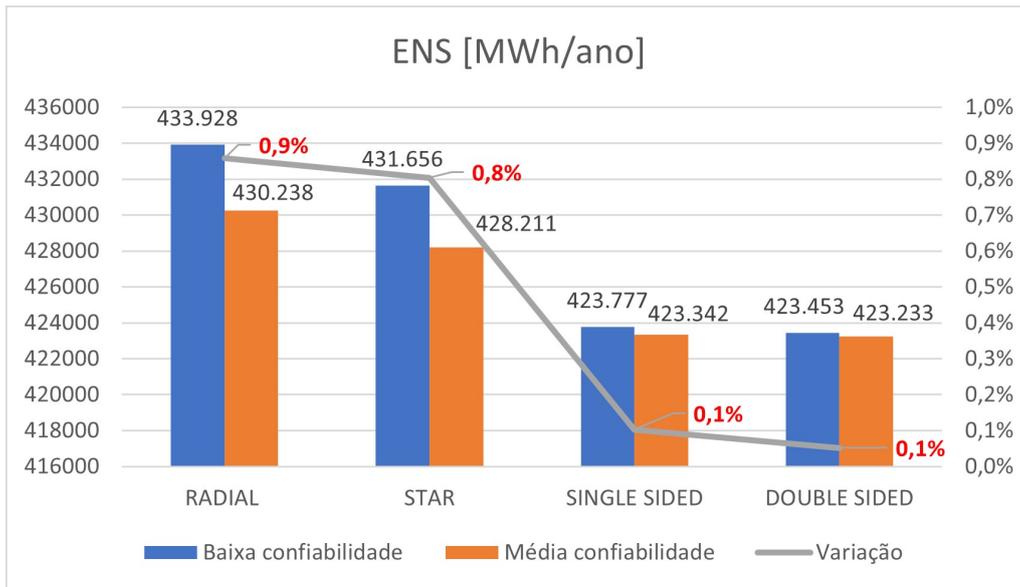


Figura 5.17: valores de ENS para as topologias da *OWF* no caso real utilizando de baixa disponibilidade para cabos submarinos

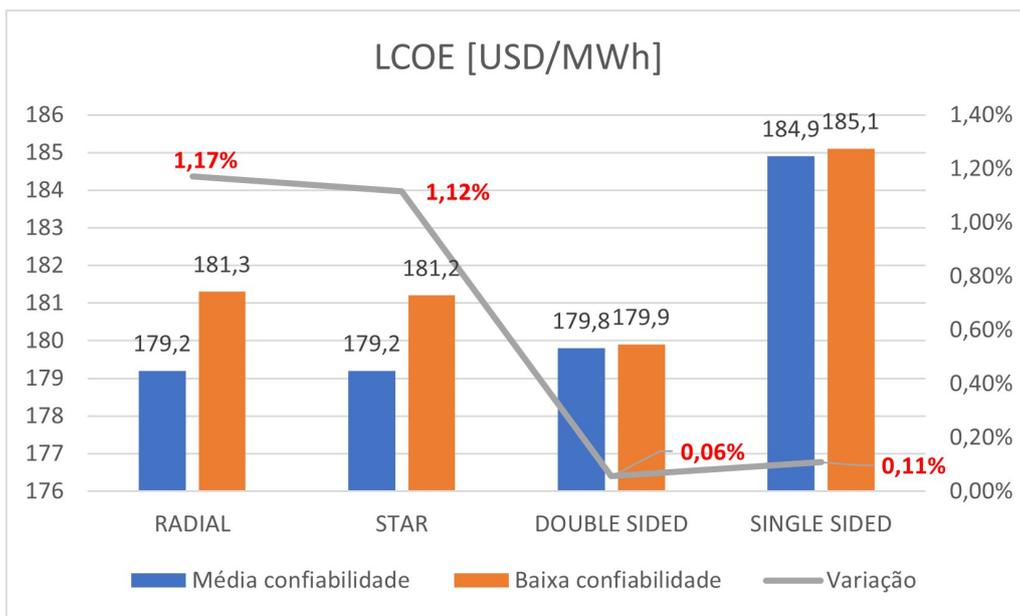


Figura 5.18: valores de *LCOE* para as topologias da *OWF* no caso real utilizando de baixa disponibilidade para cabos submarinos

Considerando-se a disponibilidade média dos cabos submarinos, o menor *LCOE* referiu-se, para o caso real, à topologia radial. No entanto, ao se diminuir sensivelmente a disponibilidade do cabo submarino, a topologia *double-sided ring* apresentou menor *LCOE*, o que demonstra que a topologia radial possui uma considerável dependência da confiabilidade da rede. Adicionalmente, a topologia *star* também demonstrou considerável sensibilidade ao variar a disponibilidade dos cabos submarinos.

## Reconsideração do projeto - caso real

Conforme mencionado na seção 5.6.6, os resultados evidenciam que, ao utilizar metodologia em [30], a disponibilidade de geração médio anual às plataformas para as topologias radial, *star*, *single-sided ring* e *double-sided ring* foram, respectivamente, de 40,3%, 40,6%, 41,24% e 41,26%. Portanto, percebe-se que os resultados foram abaixo dos 45% inicialmente previstos no projeto.

Incorporando o valor da confiabilidade dos componentes, buscou-se quantificar em custo o valor da confiabilidade na concepção de um projeto *greenfield* na qual se alcance o valor de 45% de energia suprida pela *OWF* no projeto do caso real e qual seria a alteração para cada topologia para atingir esse valor.

Consideraram-se duas propostas de mudanças topológicas baseadas em custos para atingir o valor de 45%:

1. **Proposta 1:** incrementar em cada turbina 1 MW, ou seja, utilizar a turbina de 13 MW no projeto.
2. **Proposta 2:** adicionar mais uma turbina de 12 MW no projeto, ou seja, utilizar 8 turbinas.

Na figura 5.19, demonstra-se a análise do custo das duas propostas

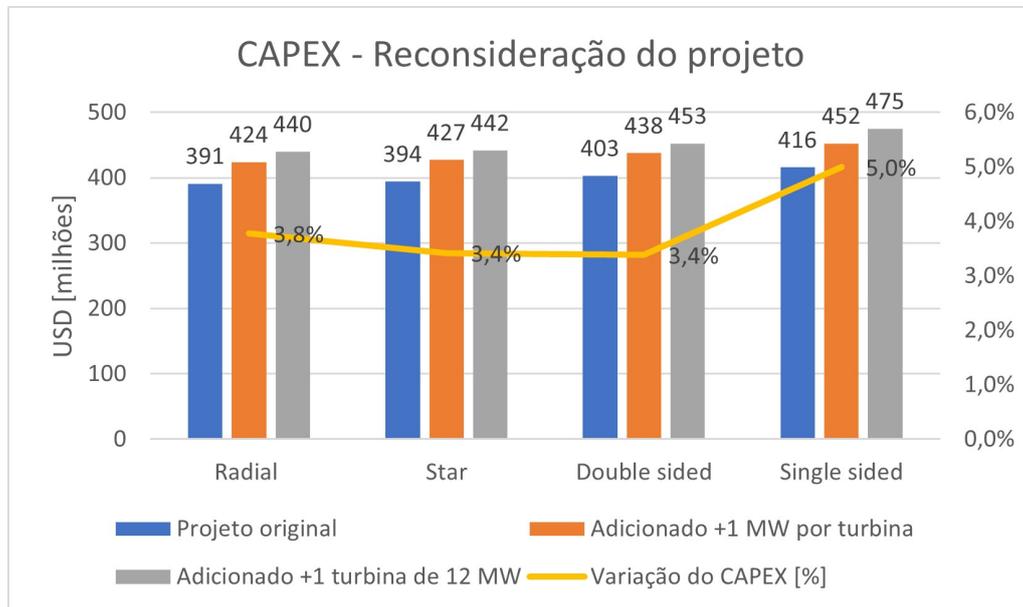


Figura 5.19: valores de CAPEX para as propostas de reconsideração de projeto

A proposta 1 é a mais atrativa, haja vista a não necessidade de adicionar os dispendiosos cabos submarinos. Adicionalmente, ao considerar a turbina de 13 MW, há um incremento de 7 MW o sistema e esse incremento não altera, significativamente, os custos das turbinas, estruturas, fundações e sistema de ancoragem já

existentes. Por outro lado, na proposta 2, ao se adicionar uma nova turbina de 12 MW, todo o investimento necessário para se instalar uma turbina eólica aumenta, significativamente, os custos do projeto.

Utilizando a proposta 1 para reconsideração do projeto, para modelar a curva de potência 13 MW, escalou-se a curva de 12 MW por meio da modelagem cúbica descrita conforme [55], de tal forma que os pontos de *cut-in*, *cut-out*, ventos nominais são os mesmos para ambas as turbinas. Na figura 5.20, demonstra-se a curva resultante.

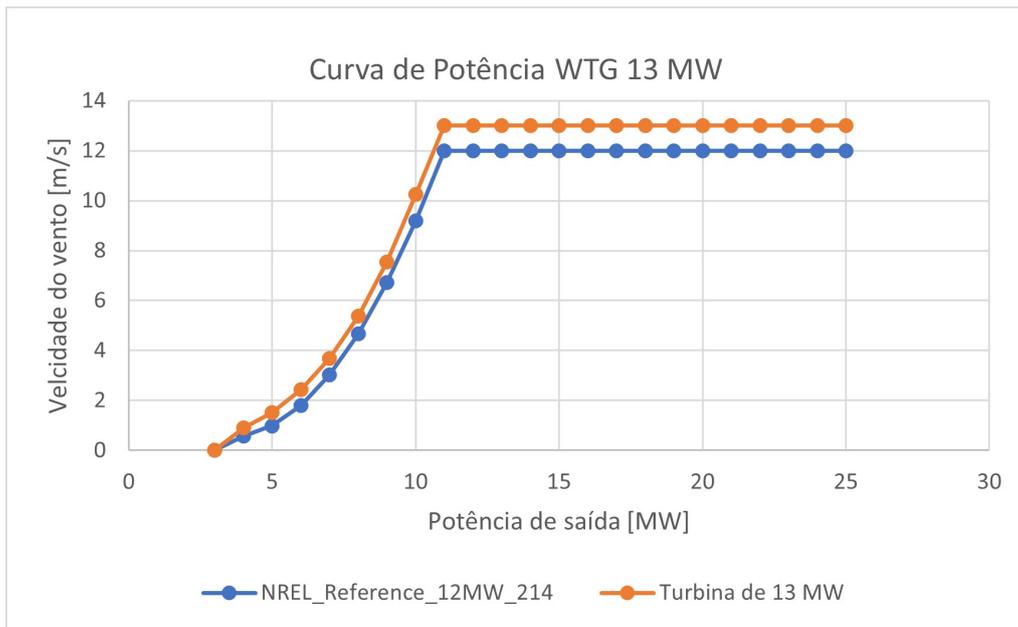


Figura 5.20: curva de potência do *WTG* utilizado na reconsideração do projeto

Refazendo os cálculos para o projeto *brownfield* para o caso real com a turbina de 13 MW (proposta 1), expõem-se os novos índices de confiabilidade de ENS para as topologias na figura 5.21.

Com base nos cálculos do índice de ENS supramencionado, a disponibilidade de geração eólica para as plataformas de O&G relativas às topologias radial, *star*, *single-sided ring*, e *double-sided ring* foram de 45,5%, 46,2%, 46,5% e 46,55%, respectivamente, atingindo o valor de 45% considerado inicialmente no projeto.

Ressalta-se, portanto, a importância da confiabilidade dos componentes no presente estudo. Para atingir o valor de 45% de disponibilidade de geração eólica para as plataformas de O&G, incrementaram-se mais 7 MW de potência instalada no projeto, o que causou um dispêndio adicional da ordem de 30 a 40 milhões de dólares no investimento inicial do projeto.

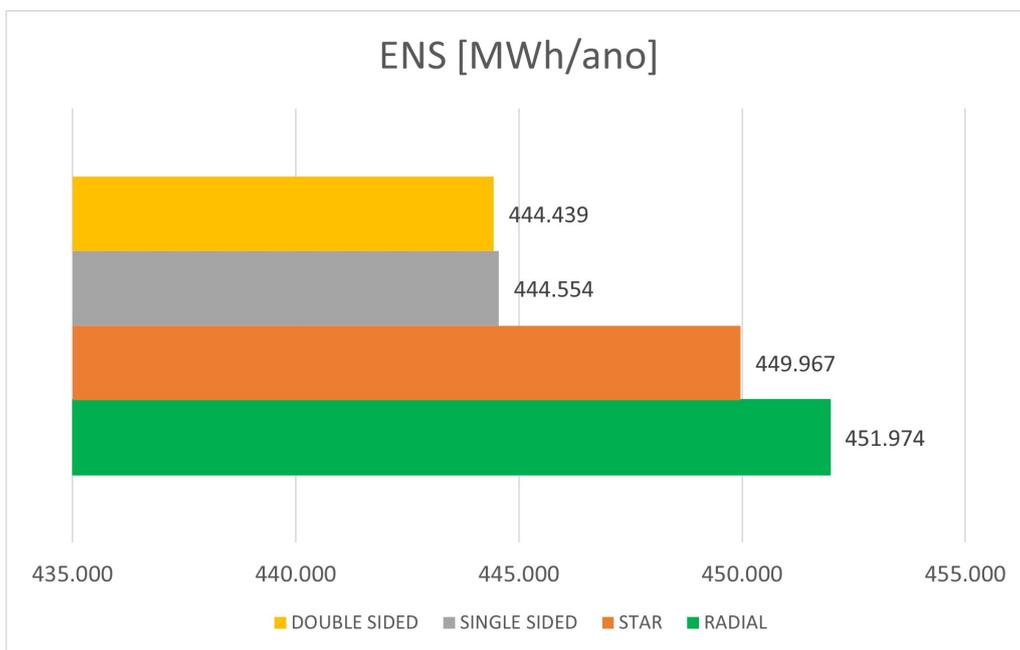


Figura 5.21: ENS para o caso real - reconsideração do projeto (proposta 1).

# Capítulo 6

## Conclusões

Neste trabalho, avaliou-se a confiabilidade das *OWFs*, determinada a partir da combinação do método analítico baseado em funções geradoras universais com processos estocásticos de Markov. Destacou-se a importância de considerar a confiabilidade dos cabos da rede coletora, para cada tipo de topologia, e a variabilidade da velocidade do vento, em relação à avaliação da disponibilidade de fornecimento de energia ao PCC de uma *OWF*. A *OWF* considerada atende uma plataforma *offshore* de forma isolada. O número de turbinas eólicas é então limitado em relação ao número de turbinas eólicas que aparecem em *OWFs* de grande escala. Para esse efeito, considera-se o método utilizado eficaz para a *OWF* considerada, embora possam surgir problemas de escalabilidade na aplicação, relativos à *OWF* de grande escala. A partir do caso teste, os resultados revelam que a topologia *single-sided ring* apresenta os melhores índices devido à possibilidade de exportar energia para o PCC via caminho redundante; enquanto a topologia radial apresenta a menor confiabilidade. Além disso, não considerar a confiabilidade dos cabos submarinos para as topologias radial e *star* resulta em erro significativo no índice de ENS. Esse erro torna-se mais significativo quando se considera a dependência da disponibilidade do cabo em função do comprimento deste para cada configuração de topologia. No que diz respeito à utilização de uma velocidade de vento equivalente, em comparação com a utilização de diferentes velocidades correlacionadas de vento, notou-se que a utilização da velocidade de vento equivalente leva a uma subestimação do índice de ENS para esse caso. Portanto, sempre que disponível, recomenda-se utilizar as velocidades reais do vento para a obtenção de uma avaliação de confiabilidade mais precisa.

Finalmente, ao incluir os resultados da análise de custos para o caso teste, a topologia radial apresenta o menor *LCOE* e é a menos confiável, o *single-sided ring* apresenta um elevado *LCOE* e é o mais confiável, enquanto a topologia em estrela demonstra o maior *LCOE* e uma confiabilidade nível comparável à topologia radial. No entanto, quando a topologia *star* possui, em seu arranjo, uma turbina

eólica no ponto central, ela contempla um menor investimento inicial e sua confiabilidade aumenta, tornando a topologia *single-sided ring* a com maior *LCOE* e menos interessante.

Adicionalmente, para o caso real, pode-se concluir que:

1. o *LCOE* da topologia radial é a mais atrativa devido menor custo de investimento (topologia mais simples) mesmo sendo a topologia que menos gera energia eólica. No entanto, ao se realizar uma análise de sensibilidade em valores de confiabilidade dos cabos, verifica-se que as topologias radial e *star* são as mais impactadas e, nesse caso, o *LCOE* da topologia em *double-sided ring* se mostrou mais atrativa. Essa topologia tende a ser mais atrativa na medida em que é necessária uma fazenda eólica *offshore* de maior capacidade ou projetos com maior fator de capacidade, já que aquela gerará mais energia com uma maior confiabilidade.
2. Apesar de a topologia *single-sided ring* possuir uma confiabilidade muito próxima à *double-sided ring*, se mostrou a menos atrativa devido ao elevado custo do cabo de retorno e a menor confiabilidade (que possui função com a distância) associada a ele.
3. A inclusão da confiabilidade dos componentes em um projeto de integração de eólica *offshore* com plataformas de O&G se mostrou de suma importância no presente estudo. Para atingir o valor de 45% de disponibilidade de geração eólica para as plataformas de O&G, com base na metodologia inicialmente utilizada, houve necessidade de incrementar mais 7 MW de potência instalada no projeto, o que causou um dispêndio adicional da ordem de 30 a 40 milhões de dólares no investimento inicial.
4. O VPL das alternativas não é lucrativo (negativo) devido à maturidade da tecnologia e aos altos custos. No entanto, os custos de investimento e da operação e manutenção da tecnologia tendem a baixar à medida que o setor se desenvolve. Adicionalmente, ao se considerarem algumas estratégias como a venda de gás excedente, estratégia de desligamento das máquinas a gás e o não pagamento da taxa de emissão de carbono equivalente, o VPL das alternativas ficou menos dispendioso, no entanto, ainda negativo. Portanto, devem-se analisar, com mais profundidade, os projetos eólicos *offshore* em consideração a alguns importantes fatores, tais como: lâmina de água, velocidade média do vento local, poços de O&G de alto valor agregado, estimativa da carga a ser atendida e, por fim, subsídios governamentais.

Portanto, à face do exposto, para a escolha final da topologia, o tomador de

decisão precisa abordar, caso a caso, o compromisso entre custos e confiabilidade com base nos resultados quantitativos da análise apresentada nesta dissertação.

Como trabalho futuro, propõe-se incluir na avaliação da confiabilidade da *OWF* o efeito da bateria para mitigar os impactos da intermitência da geração eólica.

# Referências Bibliográficas

- [1] *Sustainability Insights: Industry and Market Trends*. Relatório técnico, American Bureau of Shipping, Houston, Texas, 2023.
- [2] *Balanço Energético Nacional 2022: Ano base 2021*. Relatório técnico, Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro, RJ, 2022.
- [3] *Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2032: Energia e Meio Ambiente*. Relatório técnico, Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro, RJ, 2022.
- [4] *DIRETRIZES PARA UMA ESTRATÉGIA NACIONAL PARA NEUTRALIDADE CLIMÁTICA*. Relatório técnico, Ministério do Meio Ambiente: Secretaria de Clima e Relações Internacionais, Brasília, Distrito Federal, 2022.
- [5] *Emission Reduction Insights for Offshore Floating Production Installations*. Relatório técnico, American Bureau of Shipping, Houston, Texas, 2022.
- [6] DE ASSIS TAVARES, L. F., SHADMAN, M., DE FREITAS ASSAD, L. P., et al. “Assessment of the offshore wind technical potential for the Brazilian Southeast and South regions”, *Energy*, v. 196, pp. 117097, 2020.
- [7] “GWEC, Global offshore wind report 2023”. Disponível em: <https://gwec.net/wp-content/uploads/2023/08/GWEC-Global-Offshore-Wind-Report-2023.pdf>.
- [8] USHAKOV, I. “A universal generating function”, *Sov J Comput Syst Sci*, v. 24, pp. 37–49, 1986.
- [9] LISNIANSKI, A., LEVITIN, G., BEN-HAIM, H., et al. “Power system structure optimization subject to reliability constraints”, *Electr Power Syst Res*, v. 39, pp. 145–152, 1996.
- [10] LISNIANSKI, A., LEVITIN, G. *Multi-state system reliability: assessment, optimization and applications*. World Scientific, Singapore, 2003.

- [11] LEVITIN, G. *Universal generating function in reliability analysis and optimization*. Springer, London, 2005.
- [12] JIN, T., ZHOU, M., LI, G. “Universal generating function based probabilistic production simulation for wind power integrated power systems”, *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, v. 5, n. 1, pp. 134–141, 2017.
- [13] SHENG, X., WEI, T., TAO, Y., et al. “A multi-state model for the adequacy assessment of an autonomous microgrid based on universal generating function”. In: *2016 Int. Conf. on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*, pp. 1–7, 2016.
- [14] DI FAZIO, A., RUSSO, M. “Wind farm modelling for reliability assessment”, *IET Renew Power Gener*, v. 2, n. 4, pp. 239–248, 2008.
- [15] HADIYA, M. *Case study of offshore wind farm integration to offshore oil and gas platforms as an isolated system-System Topologies, Steady State and Dynamic Aspects*. Tese de Mestrado, NTNU, 2011.
- [16] VETVIK, I. *Hywind Powering Utsira-A reliability study of offshore wind connected to multiple oil and gas platforms*. Tese de Mestrado, NTNU, 2017.
- [17] SUN, R., ABEYNAYAKE, G., LIANG, J., et al. “Reliability and economic evaluation of offshore wind power DC collection systems”, *Energies*, v. 14, n. 10, pp. 2922, 2021.
- [18] ABEYNAYAKE, G., VAN ACKER, T., VAN HERTEM, D., et al. “Analytical model for availability assessment of large-scale offshore wind farms including their collector system”, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, v. 12, n. 4, pp. 1974–1983, 2021.
- [19] DING, Y., WANG, P., GOEL, L., et al. “Long-term reserve expansion of power systems with high wind power penetration using universal generating function methods”, *IEEE Trans. on Power Systems*, v. 26, n. 2, pp. 766–774, 2010.
- [20] DING, Y., SINGH, C., GOEL, L., et al. “Short-term and medium-term reliability evaluation for power systems with high penetration of wind power”, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, v. 5, n. 3, pp. 896–906, 2014.
- [21] SILVA, A. J. V. D. C. *Potencial eólico offshore no Brasil: localização de áreas nobres através de análise multicritério*. Dissertação de mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil, 2019.

- [22] DIAS, J. A. S. “Avaliação da Confiabilidade Composta Baseada em Simulação Monte Carlo com Representação da Geração Eólica”, *Rio de Janeiro (RJ): Dissertação (Mestrado)-Universidade Federal do Rio de Janeiro*, 2008.
- [23] PEREIRA, T. A. P. *A Comparison of internal grid topologies of offshore wind farms regarding reliability analysis*. Tese de Mestrado, Instituto Superior Técnico da Universidade de Lisboa, 2017.
- [24] BAHIRAT, H. J., MORK, B. A., HØIDALEN, H. K. “Comparison of wind farm topologies for offshore applications”. In: *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pp. 1–8. IEEE, 2012.
- [25] HANSEN, T. *Offshore Wind Farm Layouts: Performance Comparison for a 540 MW Offshore Wind Farm*. Tese de Mestrado, NTNU, 2009.
- [26] LISNIANSKI, A., FRENKEL, I., DING, Y. *Multi-state system reliability analysis and optimization for engineers and industrial managers*. Springer, 2010.
- [27] “Enercon E-82 E2 2.000 - 2,00 MW - Wind turbine”. Disponível em: <<https://en.wind-turbine-models.com/turbines>>.
- [28] SHAMSHAD, A., BAWADI, M., HUSSIN, W. W., et al. “First and second order Markov chain models for synthetic generation of wind speed time series”, *Energy*, v. 30, n. 5, pp. 693–708, 2005.
- [29] COLLIN, A. J., NAMBIAR, A. J., BOULD, D., et al. “Electrical components for marine renewable energy arrays: a techno-economic review”, *Energies*, v. 10, n. 12, pp. 1973, 2017.
- [30] *Evaluating the Technical Feasibility of Wind Energy to Electrify Oil and Gas Production Facilities Offshore Newfoundland and Labrador, Canada*. Relatório Técnico 418005-00229-GE-REP-0001, NEIA, NOIA and Newfoundland and Labrador Oil and Gas Corporation, 2020.
- [31] “Annual Technology Baseline: Offshore Wind”. Disponível em: <[https://atb.nrel.gov/electricity/2022/offshore\\_wind](https://atb.nrel.gov/electricity/2022/offshore_wind)>.
- [32] *Plano de Desenvolvimento Aprovado Reunião de Diretoria nº 812 de 07/08/2015 Resolução nº 586/2015 - PAPA-TERRA*. ANP, 2016.
- [33] “2019 Cost NREL Reference 12MW 222”. Disponível em: <<https://nrel.github.io/turbine-models>>.

- [34] “Power Data Access Viewer Prediction Of Worldwide Energy Resource”. Disponível em: <<https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>>.
- [35] *System Performance, Availability and Reliability Trend Analysis: Portfolio Review 2021/2022*. Relatório técnico, SPARTA Project, Tech. Rep, 2022.
- [36] ZHAO, S., YU, X., DING, J., et al. “A Reliability Model of Floating Offshore Wind Turbines Considering Structure Reliability and Output Characteristics under Environmental Conditions”. In: *2023 IEEE International Conference on Power Science and Technology (ICPST)*, pp. 444–449. IEEE, 2023.
- [37] CARROLL, J., MCDONALD, A., DINWOODIE, I., et al. “Availability, operation and maintenance costs of offshore wind turbines with different drive train configurations”, *Wind Energy*, v. 20, n. 2, pp. 361–378, 2017.
- [38] CARROLL, J., MCDONALD, A., MCMILLAN, D. “Failure rate, repair time and unscheduled O&M cost analysis of offshore wind turbines”, *Wind Energy*, v. 19, n. 6, pp. 1107–1119, 2016.
- [39] CARROLL, J., MCDONALD, A., FEUCHTWANG, J., et al. “Drivetrain availability in offshore wind turbines”. In: *European Wind Energy Association 2014 Annual Conference*, 2014.
- [40] KOUTOULAKOS, E. *Wind turbine reliability characteristics and offshore availability assessment*. Msc graduation project, Delft University Wind Energy Research Institute, 2008.
- [41] HUANG, L., CAO, J., FU, Y., et al. “Modeling of operational availability of offshore wind turbines”, *2016 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*, 2016.
- [42] XU, L., GAO, S., ZHAO, X. “Reliability Evaluation for a Grid Connected Offshore Wind Farm”. In: *2020 IEEE 4th Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2)*, pp. 3181–3186. IEEE, 2020.
- [43] ZHANG, Q., WANG, X., DU, W., et al. “Reliability model of submarine cable based on time-varying failure rate”. In: *2019 IEEE 8th International Conference on Advanced Power System Automation and Protection (APAP)*, pp. 711–715. IEEE, 2019.
- [44] DAHMANI, O., BOURGUET, S., MACHMOUM, M., et al. “Optimization and reliability evaluation of an offshore wind farm architecture”, *IEEE transactions on sustainable energy*, v. 8, n. 2, pp. 542–550, 2016.

- [45] ATHAMNA, I., ZDRALLEK, M., WIEBE, E., et al. “Sensitivity analysis of offshore wind farm topology based on reliability calculation”. In: *2014 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*, pp. 1–6. IEEE, 2014.
- [46] THYSSEN, A. *Wind power plants internal distribution system and grid connection - A technical and economical comparison between a 33 kV and a 66 kV*. Ms thesis, Department of Electrical Engineering, Technical University of Denmark, 2015.
- [47] LERCH, M., DE-PRADA-GIL, M., MOLINS, C. “A metaheuristic optimization model for the inter-array layout planning of floating offshore wind farms”, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 131, pp. 107128, 2021.
- [48] “Preço de referência do gás natural”. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp>>.
- [49] *Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series - Wind Power*. Relatório técnico, International Renewable Energy Agency, 2012.
- [50] “Wärtsilä conclui testes de plena carga em motogerador da P-63”. Disponível em: <<https://tnpetroleo.com.br/noticia/wartsila-conclui-testes-de-plena-carga-em-motogerador-da-p-63/>>.
- [51] “Wärtsilä 50DF Product Guide”. Disponível em: <<https://docplayer.net/51749817-Wartsila-50df-product-guide.html>>.
- [52] *Cost of Capacity for Calibration of the Belgian Capacity Remuneration Mechanism (CRM)*. Relatório técnico, Fichtner, 2020.
- [53] STENERSEN, D., THONSTAD, O. *GHG and NOx emissions from gas fuelled engines*. Relatório técnico, SINTEF Ocean AS, 2017.
- [54] *State and trends of carbon pricing 2023*. Relatório técnico, World Bank Group, 2023.
- [55] SOHONI, V., GUPTA, S., NEMA, R. K., et al. “A critical review on wind turbine power curve modelling techniques and their applications in wind based energy systems”, *Journal of Energy*, v. 2016, 2016.