



METODOLOGIA DE CÁLCULO DO LCOE PARA PARQUES EÓLICOS OFFSHORE

JUAN HERNAMPEREZ WALTER

outubro de 2025

METODOLOGIA DE CÁLCULO DO LCOE PARA PARQUES EÓLICOS OFFSHORE

Juan Hernamperez Walter

**Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em
Engenharia Eletrotécnica, Área de Especialização em
Sistemas Elétricos de Energia.**

Orientadora: Teresa Alexandra Ferreira Mourão Pinto Nogueira

Co-orientador: Daniel Tenfen

Júri:

Presidente:

Fernando Mauricio Teixeira de Sousa Dias, Coordenador/Diretor de curso, ISEP

Vogais:

Teresa Alexandra Ferreira Mourão Pinto Nogueira, Orientadora, ISEP

Daniel Tenfen, Coorientador, IFSC

Alexandre Miguel Marques da Silveira, Vogal, ISEP

Pedro César, Vogal, IFSC

Resumo

A necessidade de reduzir as emissões de gases de efeito estufa e a busca por fontes de energia mais limpas estão acelerando o desenvolvimento da tecnologia eólica offshore, que se destaca por seu vasto potencial energético.

Este estudo descreve uma metodologia para calcular o Custo Nivelado de Energia (LCOE, da sigla em inglês), que determina o custo médio de produção de cada megawatt-hora (MWh) em um parque eólico offshore. Este cálculo considera os investimentos iniciais, os custos de operação e manutenção, as despesas de descomissionamento e outros fatores econômicos.

O LCOE é um parâmetro vital para decisões de investimento em parques eólicos offshore, que normalmente exigem um investimento inicial significativo. Ele fornece uma perspectiva abrangente sobre o desempenho financeiro do projeto ao longo de seu ciclo de vida. A metodologia proposta permite a avaliação individual de cada componente de custo e receita, conferindo flexibilidade para aplicá-la em diversos cenários e condições operacionais.

Para facilitar esse processo, foi criado um script em MATLAB para automatizar os cálculos, gerar relatórios e realizar análises de sensibilidade. A metodologia foi validada por meio de um estudo de caso utilizando dados do projeto do Parque Eólico Offshore de Walney, demonstrando sua eficácia na avaliação da viabilidade econômica e na identificação dos principais fatores que influenciam o LCOE.

Os resultados ressaltam o potencial da ferramenta para apoiar a tomada de decisões estratégicas, otimizar projetos e aumentar a competitividade da energia eólica offshore no contexto da transição energética global.

Palavras-chave: Energia eólica offshore, LCOE, viabilidade econômica, decisões de investimento, transição energética, energia renovável.

Abstract

The need to reduce greenhouse gas emissions and the pursuit of cleaner energy sources are accelerating the development of offshore wind technology, which stands out for its vast energy potential.

This study outlines a methodology for calculating the Levelized Cost of Energy (LCOE), which determines the average cost of producing each megawatt-hour (MWh) in an offshore wind farm. This calculation considers initial investments, operation and maintenance costs, decommissioning expenses, and other economic factors.

The LCOE is a vital parameter for investment decisions in offshore wind farms, which typically require significant upfront investment. It provides a comprehensive perspective on the project's financial performance throughout its lifecycle. The proposed methodology enables the individual assessment of each cost and revenue component, giving flexibility to apply it across various scenarios and operating conditions.

To facilitate this process, a MATLAB script was created to automate calculations, generate reports, and conduct sensitivity analyses. The methodology was validated through a case study using data from the Walney Offshore Wind Farm project, demonstrating its effectiveness in evaluating economic feasibility and identifying key factors that influence the LCOE.

The findings underscore the tool's potential to support strategic decision-making, optimize projects, and enhance the competitiveness of offshore wind energy in the context of the global energy transition.

Keywords: *offshore wind energy, LCOE, Economic Feasibility, Investment Decisions, Energy Transition, renewable energy.*

Agradecimentos

Agradeço à minha orientadora, Prof.^a Dra. Teresa Nogueira, e ao meu coorientador, Prof. Dr Daniel Tenfen, pelo apoio, paciência e dedicação ao longo de todo este processo, que foram fundamentais para a concretização deste trabalho.

Ao Instituto Superior de Engenharia do Porto (ISEP) e ao Instituto Federal de Santa Catarina (IFSC), pela oportunidade de realizar a minha dupla titulação e pelo ambiente de aprendizado e crescimento proporcionado.

À minha família, pelo incentivo constante e, de forma especial, à minha esposa, pela paciência, apoio e compreensão em todos os momentos desta caminhada.

Índice

1	Introdução	1
1.1	Contextualização	1
1.2	Objetivos	3
1.3	Organização do documento	3
2	A Energia Eólica <i>Offshore</i>: Tecnologias e Desafios	5
2.1	Fundamentos da Energia Eólica	5
2.1.1	Princípios físicos da conversão eólica	5
2.1.2	Principais componentes de um sistema Eólico	10
2.1.3	Diferenças entre energia eólica <i>onshore</i> e <i>offshore</i>	12
2.2	Tecnologias de Turbinas <i>Offshore</i>	14
2.2.1	Turbinas Eólicas de Velocidade Constante	14
2.2.2	Turbinas Eólicas de Velocidade Variável	16
2.2.3	Principais fabricantes e modelos de turbinas	17
2.3	Fundações <i>Offshore</i> : Comparações	20
2.3.1	Fundações fixas	20
2.3.2	Fundações Flutuantes	22
2.4	Estrutura Coletora e Ligação a Terra	24
2.4.1	Sistemas de Coleta em Corrente Alternada (CA)	24
2.4.2	Sistemas de Coleta em Corrente Contínua (CC)	25
2.4.3	Alternativas: Sistemas LFAC	26
2.5	Legislação e quadro regulamentar	27
2.5.1	Panorama Regulatório e incentivos no Brasil	27
2.5.2	Quadro Regulatório e incentivos na União Europeia e Portugal	30
3	Desenvolvimento do Modelo de Cálculo do LCOE	33
3.1	O LCOE em Parques Eólicos <i>Offshore</i>	33
3.1.1	Análise Comparativa da Evolução do LCOE	34
3.1.2	Fatores de Custo em Parques Eólicos <i>Offshore</i>	35
3.2	Descrição do CAPEX	36
3.3	Descrição do OPEX	37
3.4	Descrição do DECEX	37
3.5	Equação Final do LCOE	38
3.6	Parâmetros Financeiros Complementares	39
3.6.1	Valor Atual Líquido (VAL)	39
3.6.2	Taxa Interna de Retorno (TIR)	39
3.6.3	Período de Recuperação do Capital	40
3.7	Implementação Computacional do Modelo no Script MATLAB	41
3.7.1	Descrição Geral do Script	41

3.7.2	Recomendação de Unidades e Consistência.....	42
3.7.3	Adaptabilidade do Script.....	42
3.7.4	Como Usar o Script MATLAB	42
4	Aplicação e estudo de caso	45
4.1	Caracterização do local	45
4.2	Dados utilizados no modelo.....	46
4.2.1	Decomposição CAPEX	47
4.2.2	Decomposição OPEX	49
4.3	Desenvolvimento da Aplicação	50
4.3.1	Informação Geral.....	50
4.3.2	Parametrização do CAPEX.....	50
4.3.3	Parametrização do OPEX.....	51
4.3.4	Produção Anual de Energia (AEP)	51
4.3.5	Parametrização do DECEX.....	51
4.3.6	Definição da Tarifa de Energia para Análises Complementares	51
4.4	Resultados obtidos	52
4.5	Validação do Script	54
4.6	Análise de Sensibilidade.....	55
4.7	Síntese e Discussão dos Resultados.....	57
5	Conclusões	59
5.1	Análise Conclusiva	59
5.2	Perspectivas Futuras.....	60

Lista de Figuras

Figura 1 - Proporção de eletricidade produzida por fontes de energia renováveis na UE em 2024 (Eurostat, 2025).	2
Figura 2 - Deslocamento das massas de ar (Elaboração própria).....	6
Figura 3 - Perdas de Velocidade do vento na Turbina, adaptado (Marques, 2004).....	7
Figura 4 - Conversão da Energia Eólica (Criada com o auxílio de DALL-E)	10
Figura 5 - Componentes de um Aerogerador (Rocha, 2018)	11
Figura 6 - Evolução dos aerogeradores <i>offshore</i> flutuante (Cardoso, 2023).	12
Figura 7 - Representação de uma Central Eólica <i>Onshore</i> (Criada com o auxílio de DALL-E).....	12
Figura 8 - Representação de uma Central Eólica <i>Offshore</i> (Criada com o auxílio de DALL-E).	13
Figura 9 - Sistema Aerogerador de Velocidade Fixa (Dutra, 2008).	14
Figura 10 - Característica de uma turbina eólica operando em velocidade fixa (Rocha, 2018).	15
Figura 11 - Sistema Aerogerador de Velocidade Variável (Dutra, 2008).	16
Figura 12 - Sistema Aerogerador de Velocidade Variável (Rocha, 2018).	17
Figura 13 - Tipos de plataformas fixas (a) monopilar, (b) tripé, (c) treliçada (em inglês <i>jacket</i>), (d) base de sucção (e) base de gravidade, (f) tripilar, (g) treliçada torcida (em inglês <i>twisted jacket</i>) (REZAEI, 2023).	20
Figura 14 - Plataformas Flutuantes (Barooni, et al., 2022).	22
Figura 15 - Componentes Estrutura Coletora (Creation Innovation of Products and Process Renewable Energies, 2024).....	24
Figura 16 - Participação das fontes renováveis na matriz elétrica Brasileira (EPE - Empresa de Pesquisa Energética, 2024)	28
Figura 17 - Crescimento da Geração de fontes Renováveis (GWh) (EPE - Empresa de Pesquisa Energética, 2024)	28
Figura 18 - Evolução da participação das renováveis na geração de eletricidade em Portugal (2010–2022) (DGEG - Direção-Geral de Energia e Geologia, 2024).	31
Figura 19 - Evolução do LCOE em USD/kWh para diferentes modos de geração 1984 – 2024 (Our World in Data, 2024)	34
Figura 20 - Componentes gerais de CAPEX, OPEX e DECEX em um parque eólico <i>offshore</i>	35
Figura 21 - Walney <i>Offshore</i> Windfarm (visit Cleveleys, 2019).....	46
Figura 22 - Distribuição média do CAPEX para uma central Eólica <i>Offshore</i> até 50m (Lerch, 2019) (Solvik, et al., 2022).....	48
Figura 23 - Gráfico de Decomposição dos Custos (Elaboração Própria).....	53
Figura 24 - Gráfico de Produção Anual de Energia AEP (Elaboração Própria)	53
Figura 25 - Gráfico de Fluxo de Caixa Acumulado Descontado (Elaboração Própria).....	54
Figura 26 - Variação do LCOE (Teste de Sensibilidade) (Elaboração Própria).....	57

Lista de Tabelas

Tabela 1 - Comparação entre Topologias de Sistemas Coletores <i>Offshore</i> e Seus Impactos no LCOE ..	26
Tabela 2 - Valores Fornecidos pelo estudo da CPI (Elaboração Própria).....	47
Tabela 3 - INPUTS - Decomposição CAPEX (Elaboração Própria)	48
Tabela 4 - INPUTS - Decomposição OPEX (Elaboração própria)	49
Tabela 5 - OUTPUTS - Cálculos Financeiros (Elaboração Própria)	52
Tabela 6 - Análise de Sensibilidade (Elaboração Própria).....	55

Acrónimos

Lista de Acrónimos

AEP	<i>Annual Energy Production</i> (Produção Anual de Energia)
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i> (Investimento de Capital)
CC	Corrente Contínua
CA	Corrente Alternada
CPI	<i>Climate Policy Initiative</i>
DECEX	<i>Decommissioning Expenditure</i> (Custos de Desativação)
F-OWT	<i>Floating Offshore Wind Turbine</i> (Turbina Eólica Offshore Flutuante)
HVDC	<i>High Voltage Direct Current</i> (Corrente Contínua de Alta Tensão)
IBAMA	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis
LCOE	<i>Levelized Cost of Energy</i> (Custo Nivelado de Energia)
LFAC	<i>Low-Frequency Alternating Current</i> (Corrente Alternada de Baixa Frequência)
NPV / VAL	<i>Net Present Value</i> / Valor Atual Líquido
O&M	Operação e Manutenção
OPEX	<i>Operational Expenditure</i> (Custos Operacionais)
SCIG	<i>Squirrel Cage Induction Generator</i> (Gerador de Indução de Gaiola de Esquilo)
TIR / IRR	Taxa Interna de Retorno / <i>Internal Rate of Return</i>
UE	União Europeia

1 Introdução

Este capítulo oferece uma visão introdutória às temáticas exploradas nesta dissertação, situando-as no contexto económico-social contemporâneo. São delineados os principais objetivos do estudo, destacando sua importância no cenário energético e tecnológico atual.

Adicionalmente, apresenta-se a organização do documento, com uma breve descrição do conteúdo abordado em cada capítulo, proporcionando uma visão clara e estruturada para orientar o leitor ao longo do desenvolvimento do trabalho.

1.1 Contextualização

Nos últimos anos, o mundo tem enfrentado uma série de desafios energéticos e ambientais, exacerbados por eventos recentes, como a guerra na Ucrânia e os impactos das mudanças climáticas. Tais eventos têm causado volatilidade nos preços da energia e aumentado preocupações sobre a segurança no abastecimento energético, especialmente na União Europeia (UE), durante os meses de inverno. Além disso, o aumento do custo dos alimentos e as secas recordes têm agravado a situação, destacando a interconexão entre esses fatores e a necessidade urgente de transição para fontes de energia renováveis (Agência Europeia do Ambiente, 2023).

Os combustíveis fósseis, como petróleo, gás e carvão, têm sido historicamente mais fáceis de armazenar e transportar, em comparação com a eletricidade gerada por fontes renováveis. Essa facilidade, juntamente com o desenvolvimento de infraestruturas dependentes de combustíveis fósseis desde a Revolução Industrial, consolidou sua posição dominante no fornecimento de energia global.

De acordo com dados do Eurostat, as fontes de energias eólicas e hidroelétricas representaram mais de dois terços do total da eletricidade produzida a partir de fontes renováveis na UE em

2024 na faixa de 39,1% e 29,9%, respectivamente (Eurostat, 2025). A energia solar, biocombustíveis sólidos e outras fontes renováveis compõem o restante, conforme a Figura 1.

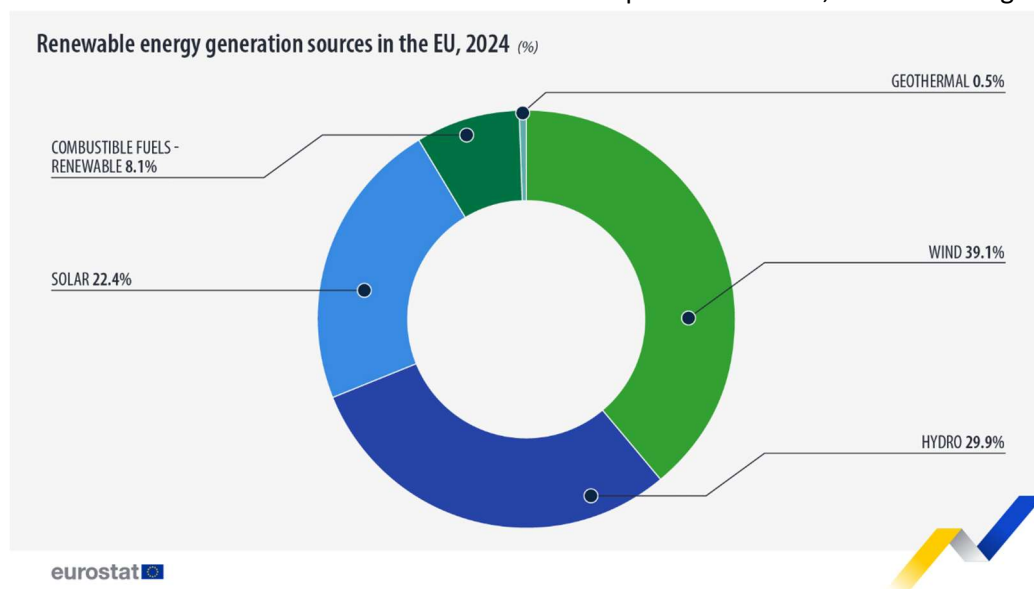


Figura 1 - Proporção de eletricidade produzida por fontes de energia renováveis na UE em 2024 (Eurostat, 2025).

Uma solução potencial para mitigar essas crises seria a substituição dos combustíveis fósseis por energias renováveis, que têm a capacidade de reduzir os preços da energia, a liberação de gases responsáveis pelo efeito estufa e as possíveis consequências das mudanças climáticas representam grandes desafios. Nesse contexto, fontes renováveis, como a solar e a eólica, destacam-se por sua abundância e por serem essenciais no processo de descarbonização de diferentes setores, no entanto, a transição completa para essas fontes enfrenta desafios. A intermitência e a necessidade de soluções eficientes para a implementação de centrais geradoras, armazenamento e transporte da energia são os principais. A expansão dessas centrais esbarra na questão do espaço terrestre, consumindo uma parcela de terra considerável para a implantação. Além disso, a presença delas pode gerar incômodo para a população local.

A energia eólica surge como uma alternativa renovável e inesgotável, principalmente as Centrais eólicas *offshore*, que possibilitam a geração de energia num ambiente com ventos mais estáveis, escapando inclusive um dos principais problemas que é a falta de espaço terrestre. Adicionalmente, essa modalidade é classificada como uma fonte limpa, já que não gera emissões de gases de efeito estufa nem libera outros poluentes. Nesse contexto, a energia eólica assume um papel importante na diversificação das fontes de eletricidade, ajudando a reduzir a dependência do país em relação à importação de combustíveis fósseis, como petróleo, gás natural e carvão (Lopes, 2009).

Diante da necessidade de substituir fontes fósseis, a implementação de centrais eólicas *offshore* se destaca como uma alternativa para a transição energética. Essa tecnologia tem ganhado destaque não apenas pelas suas baixas emissões de gases de efeito estufa, mas também pela atratividade econômica e pela abundância de recursos eólicos em regiões marítimas. Fatores

como a elevada capacidade instalada, a disponibilidade de áreas *offshore*, os avanços tecnológicos e a maior previsibilidade dos ventos reforçam ainda mais seu potencial. Nesse contexto, torna-se evidente a importância de desenvolver um algoritmo computacional adaptável para o cálculo do Custo Nivelado de Energia (LCOE). Tal ferramenta não apenas permite avaliar com maior precisão a viabilidade econômica dos empreendimentos, como também contribui para o entendimento detalhado dos fatores que influenciam esse indicador, facilitando a identificação de estratégias de otimização técnica e financeira. A criação de um modelo flexível e aplicável a diferentes cenários reais representa, portanto, um passo fundamental para o aprimoramento do planejamento e da competitividade da energia eólica *offshore* frente às fontes convencionais.

1.2 Objetivos

O principal objetivo desta dissertação é desenvolver uma metodologia de cálculo do LCOE adaptável aos parâmetros, para projetos de energia eólica *offshore*, com aplicação prática em diferentes cenários operacionais, de forma a avaliar como determinadas variáveis influenciam a viabilidade econômica dessas instalações.

Para atingir esse objetivo, foram definidos os seguintes objetivos específicos:

- a) Pesquisar os principais conceitos, tecnologias e desafios associados à energia eólica *offshore*, incluindo turbinas, fundações, estrutura coletora e características regulatórias.
- b) Desenvolver um modelo integrado para o cálculo do LCOE, incorporando variáveis econômicas (CAPEX, OPEX) e financeiras (taxa de desconto, fluxos monetários).
- c) Aplicar o modelo a estudos de caso baseados em parques eólicos reais, considerando diferentes cenários operacionais e parâmetros financeiros.
- d) Analisar os resultados obtidos para identificar as variáveis com maior influência no custo da energia e propor estratégias para otimização.
- e) Discutir as limitações do modelo e sugerir direções para pesquisas futuras e aprimoramento do setor.

1.3 Organização do documento

Este trabalho de dissertação está estruturado em seis capítulos, que abordam características técnicas, políticas e econômicas da energia eólica *offshore*, culminando no desenvolvimento e aplicação de um modelo de cálculo do LCOE. A seguir, descreve-se o conteúdo de cada capítulo, conforme os objetivos propostos:

a) Capítulo 1: Introdução

Este capítulo apresenta a contextualização do tema, destacando a relevância da energia eólica *offshore* na transição energética global e na redução das emissões de carbono. Em seguida, são definidos os objetivos geral e específicos da pesquisa, além da descrição da estrutura do documento.

b) Capítulo 2: A Energia Eólica *Offshore*: Tecnologias e Desafios

Neste capítulo, são explorados os principais conceitos relacionados à energia eólica *offshore*, incluindo a evolução tecnológica das turbinas, os tipos de fundações mais utilizados, os fundamentos de transmissão e conexão à rede elétrica, bem como os principais desafios técnicos e ambientais enfrentados na implementação desses sistemas em ambiente marítimo. Neste capítulo, são explorados os conceitos fundamentais da energia eólica, com foco nas tecnologias de turbinas *offshore*, tipos de fundações utilizadas, sistemas de estrutura coletora e ligação à terra. Além disso, são abordados parâmetros regulatórios e legislativos relevantes para a implementação desses projetos.

c) Capítulo 3: Desenvolvimento do Modelo de Cálculo do LCOE

Este capítulo detalha o desenvolvimento do modelo matemático para o cálculo do Custo Nivelado de Energia (LCOE) aplicado a projetos *offshore*. São discutidos os principais fatores de custo, a repartição do CAPEX e OPEX, os parâmetros financeiros e as ferramentas de simulação utilizadas, com base no modelo matemático, é desenvolvido o Código adaptável para o cálculo do LCOE, também são incluídas recomendações de unidades, possibilidades de adaptação e um guia de uso da ferramenta, que atua como manual operacional da análise desenvolvida na dissertação.

d) Capítulo 4: Aplicação e estudo de caso

Este capítulo apresenta a aplicação prática do script desenvolvido no capítulo 3, sendo utilizado em um caso de estudo real, com o objetivo de validar a funcionalidade e adaptabilidade frente as informações fornecidas pelo usuário.

e) Capítulo 5: Conclusões

Este capítulo reúne as conclusões do estudo, destacando as principais análises, limitações da metodologia adotada e recomendações para trabalhos futuros.

2 A Energia Eólica *Offshore*: Tecnologias e Desafios

Este capítulo introduz os fundamentos técnicos da energia eólica *offshore*, apresentando os principais conceitos sobre geração eólica e a evolução das tecnologias aplicadas em ambientes marítimos. São discutidas as características específicas das turbinas *offshore*, os diferentes tipos de fundações utilizadas (fixas e flutuantes), os sistemas de ancoragem, e a infraestrutura de transmissão até a rede elétrica em terra. Por fim, são apresentados os parâmetros legais e regulatórios que moldam o desenvolvimento da energia eólica *offshore* em diferentes regiões, estabelecendo as bases técnicas e normativas para a modelagem abordada nos capítulos seguintes.

2.1 Fundamentos da Energia Eólica

Esta seção introduz os princípios da energia eólica como forma de contextualizar o desenvolvimento das tecnologias *offshore*. Inicialmente, são apresentados os fundamentos físicos responsáveis pela conversão da energia cinética dos ventos em eletricidade, considerando fatores como velocidade do ar e sua densidade. Na sequência, descrevem-se os principais componentes que compõem um aerogerador moderno, cuja integração possibilita o processo de conversão energética. Por fim, estabelece-se uma comparação entre a geração eólica em terra (*onshore*) e no mar (*offshore*), evidenciando as características que tornam a segunda uma solução estratégica e promissora para o futuro do setor elétrico.

2.1.1 Princípios físicos da conversão eólica

A energia eólica, atualmente reconhecida como uma das fontes renováveis mais promissoras, tem sua origem histórica nas antigas turbinas de eixo vertical, utilizadas desde o século VII.

Essas primeiras estruturas serviam essencialmente para a moagem de grãos e o bombeamento de água. Posteriormente, durante a Idade Média, especialmente na Europa, surgiram as turbinas de eixo horizontal, cujo diferencial era a capacidade de ajustar sua orientação conforme a direção dos ventos. Essa configuração prevaleceu até a Revolução Industrial, quando as fontes de energia derivadas do carvão passaram a ser preferidas devido à facilidade de transporte e estocagem, resultando na gradual substituição das turbinas eólicas (MANWELL JAMES F, 2009).

No entanto, a transição da energia eólica para a geração elétrica só ocorreu no final do século XIX, quando um dinamarquês desenvolveu a primeira turbina voltada para esse fim. Inicialmente, ela foi utilizada para a produção de hidrogênio e, em seguida, para a iluminação de sua escola (Hau & Renouard, 2013). No decorrer do século XX, especialmente na Alemanha, os aerogeradores passaram a incorporar inovações tecnológicas significativas, como o controle do ângulo das pás (*pitch control*) e o uso de torres tubulares, ampliando sua eficiência e robustez estrutural.

Nas últimas décadas, os avanços tecnológicos no setor eólico têm sido notáveis. Destacam-se o aumento do diâmetro das pás e a maior elevação das torres, melhorias que potencializam a capacidade de geração por unidade. Com isso, torna-se possível gerar mais energia com menos turbinas, o que resulta em projetos mais otimizados e economicamente viáveis (PEREIRA, 2023).

Na perspectiva física, a energia eólica fundamenta-se na conversão da energia cinética produzida pelos ventos em energia elétrica. Esse fenômeno é consequência do deslocamento de massas de ar entre regiões de diferentes pressões atmosféricas, provocado pelas variações de temperatura. Em regiões tropicais, a maior incidência de radiação solar aquece o ar próximo à superfície, reduzindo sua densidade e fazendo com que ele suba. Por sua vez, o ar mais frio e denso das regiões polares desloca-se para ocupar esse espaço, originando os ventos que movem os aerogeradores, conforme ilustrado na Figura 2 (Chaves, 2018).

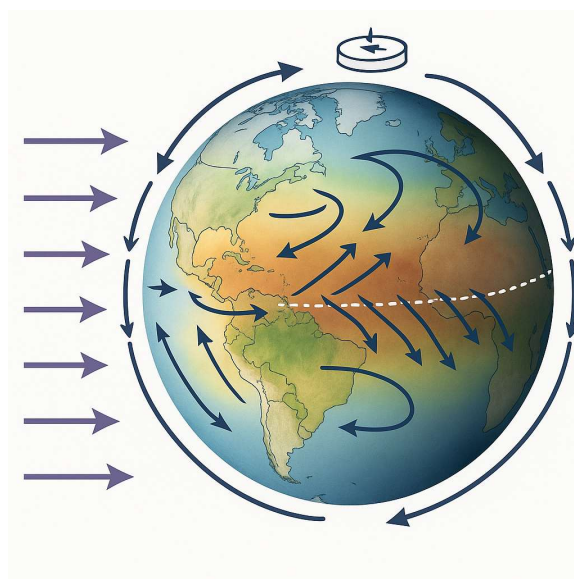


Figura 2 - Deslocamento das massas de ar (Elaboração própria).

Esse fluxo de ar horizontal é fundamental para a geração eólica, sendo aproveitado em diferentes configurações de parques. A eficiência de conversão da energia do vento em potência mecânica por uma turbina eólica é expressa por um parâmetro adimensional chamado coeficiente de potência (c_p), utilizado para comparar o desempenho entre turbinas eólicas (Brizon & Schild, s.d.).

A parcela de energia que o vento transfere ao rotor depende da densidade do ar (ρ), da área varrida pelas pás (S) e da velocidade média do vento (V). A potência total do vento (P_v) disponível para conversão pode ser determinada conforme a Eq. (1) (Amaral, 2011):

$$P_v = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot V^3 \quad (1)$$

Onde:

- P_v é a potência média do vento (W);
- ρ é a densidade do ar (1,225 kg/m³);
- S é a área varrida pelas pás (m²);
- V é a velocidade média do vento (m/s).

Contudo, apenas uma fração dessa energia pode ser extraída pela turbina, pois o rotor interfere no fluxo do ar, causando uma redução da velocidade. O vento entra com velocidade V_1 , reduz para V_2 ao atravessar o rotor, e sai com V_3 , velocidade ainda menor e com maior turbulência, conforme visto na Figura 3. (Amaral, 2011).

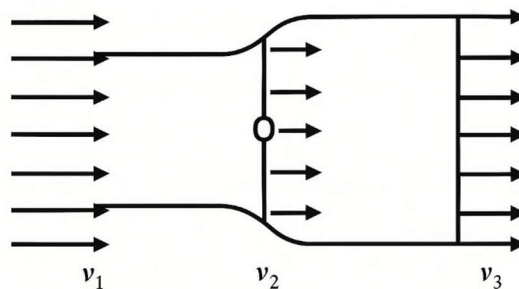


Figura 3 - Perdas de Velocidade do vento na Turbina, adaptado (Marques, 2004)

A potência teórica extraída pelo rotor da turbina (P_t) pode ser obtida pela diferença entre as energias cinéticas na entrada e na saída do fluxo de ar, conforme a Eq. (2):

$$P_t = \frac{1}{2} \cdot \frac{\Delta m}{\Delta t} \cdot (V_1^2 - V_3^2) \quad (2)$$

Onde:

- P_t : potência teórica extraída pelo rotor (W);
- Δm : variação da massa de ar que atravessa o rotor (Kg);
- Δt : intervalo de tempo (s);
- $\Delta m / \Delta t$: taxa de variação da massa no tempo (Kg/s)
(pode ser escrita como $\dot{m} = dm/dt$);
- V_1 : velocidade do vento a montante do rotor (m/s);
- V_3 : velocidade do vento a jusante do rotor (m/s).

Sabendo que a massa de ar que percorre as pás por unidade de tempo é dado pela Eq. (3):

$$\frac{\Delta m}{\Delta t} = \rho \cdot S \cdot V_2 \quad (3)$$

E que a velocidade média V_2 pode ser estimada conforme a Eq. (4):

$$V_2 = \frac{V_1 + V_3}{2} \cdot (V_1^2 - V_3^2) \quad (4)$$

Substituindo-se as expressões acima na Eq. (5), obtém-se:

$$P_t = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot \frac{V_1 + V_3}{2} \cdot (V_1^2 - V_3^2) \quad (5)$$

A razão entre a potência extraída e a potência total do vento define o coeficiente de potência (De Assis Leandro Filho, 2012) Eq. (6):

$$Cp = \frac{Pt}{Pv} \quad (6)$$

Esse valor representa o limite teórico da eficiência da conversão de energia cinética em energia mecânica. Na prática, para refletir perdas internas da turbina (como atrito e dissipações), utiliza-se o coeficiente de potência corrigido Eq. (7) (Amaral, 2011):

$$Cp_Corrigido = \eta \cdot Cp \quad (7)$$

Onde η é um fator de eficiência real, variando entre 0 e 1, que representa as perdas mecânicas do sistema (Amaral, 2011).

A quantidade de energia que uma turbina eólica consegue extrair do vento está diretamente relacionada à desaceleração provocada na corrente de ar ao atravessar o rotor. Caso fosse possível retirar toda a energia do vento, o ar perderia completamente sua velocidade e não conseguiria seguir adiante, o que também impediria a entrada de novo ar pela parte frontal da turbina, inviabilizando o funcionamento do sistema. Por outro lado, se o vento passasse pelo rotor sem sofrer resistência, também não haveria extração energética.

Entre esses dois cenários extremos, existe uma condição de operação ideal, onde a conversão da energia cinética em energia mecânica atinge seu ponto máximo de eficiência. De acordo com os princípios estabelecidos pelo físico Albert Betz, a máxima fração da energia cinética que pode ser aproveitada por um aerogerador é de aproximadamente 59% (Betz, 1920). Esse limite teórico, conhecido como Lei de Betz, representa uma restrição fundamental no aproveitamento da energia do vento, conforme visto na Figura 4.

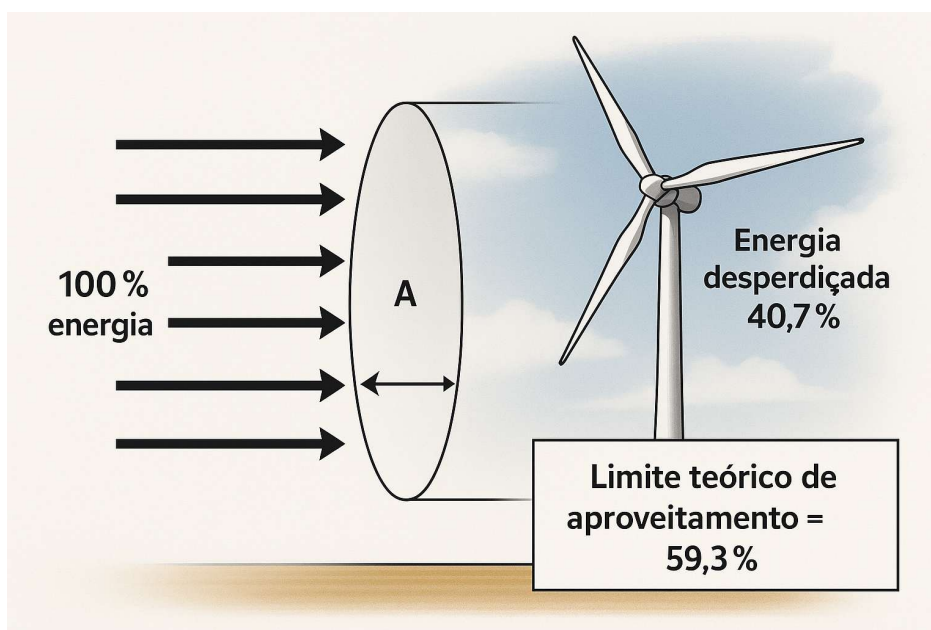


Figura 4 - Conversão da Energia Eólica (Criada com o auxílio de DALL-E)

Além disso, a potência gerada por um sistema eólico está fortemente condicionada à velocidade do vento, variando com o seu cubo, e à densidade do ar. Como resultado, a maior parte da energia útil se concentra em velocidades superiores à média do local. Para aplicações em larga escala, apenas regiões com velocidade média anual acima de 6 m/s oferecem condições viáveis para geração eficiente de eletricidade.

Geralmente, os aerogeradores começam a operar entre 3 e 5 m/s, embora sua produção efetiva de energia só se torne significativa a partir dos 5 m/s. O desempenho ideal costuma ocorrer em velocidades entre 9 e 10 m/s, faixa na qual há maior aproveitamento energético. Ainda assim, os equipamentos podem ser projetados para apresentar melhor rendimento em faixas específicas de velocidade, dependendo das características do local de instalação.

Por fim, os aerogeradores possuem um limite de operação denominado velocidade de corte, que gira em torno dos 25 m/s e 30 m/s, acima desse valor, o aerogerador é desligado da rede, por razões de segurança.

2.1.2 Principais componentes de um sistema Eólico

Os sistemas eólicos modernos são compostos por diversos componentes que, trabalhando de forma integrada, possibilitam a conversão eficiente da energia cinética do vento em energia elétrica. Os principais elementos de um aerogerador são apresentados na Figura 5, que ilustra a configuração típica desses sistemas, independentemente do tipo de plataforma utilizada (terrestre ou *offshore*).

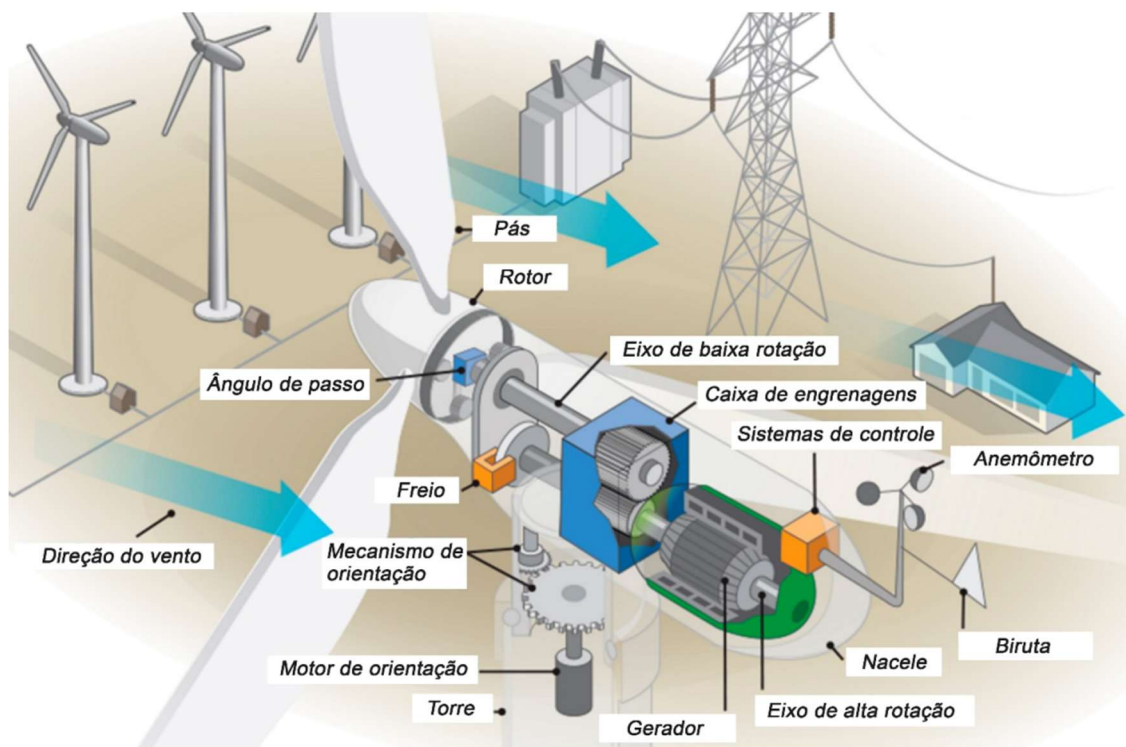


Figura 5 - Componentes de um Aerogerador (Rocha, 2018)

A torre sustenta a nacela, o cubo e as pás. O cubo conecta as pás e abriga o sistema de inclinação (*pitch*), responsável por otimizar o ângulo das pás conforme variação da velocidade do vento. As pás aproveitam a energia do vento e a transferem para o rotor, que a converte em energia mecânica de rotação. Essa energia, em seguida é então encaminhada ao gerador elétrico, que realiza a conversão final para energia elétrica.

Na nacela estão alojados componentes essenciais, como:

- Anemômetro, que mede a velocidade do vento e envia os dados ao controlador;
- Biruta, que determina a direção do vento para posicionar corretamente a turbina;
- Freio, usado para parar o rotor em emergências;
- Controlador eletrônico, que gerencia o desempenho do gerador e a entrega de potência à rede;
- Caixa de engrenagens, que conecta o eixo de baixa rotação ao de alta rotação;
- Gerador elétrico, que pode ser de indução ou síncrono;
- Sistema de orientação (*Yaw Mechanism*), que ajusta a posição da nacela conforme a direção do vento.

O tipo mais comum de aerogerador atualmente é o de eixo horizontal com três pás, cuja evolução técnica tem priorizado o aumento da altura das torres e do diâmetro dos rotores, de modo a maximizar a geração de eletricidade, conforme ilustrado na Figura 6.

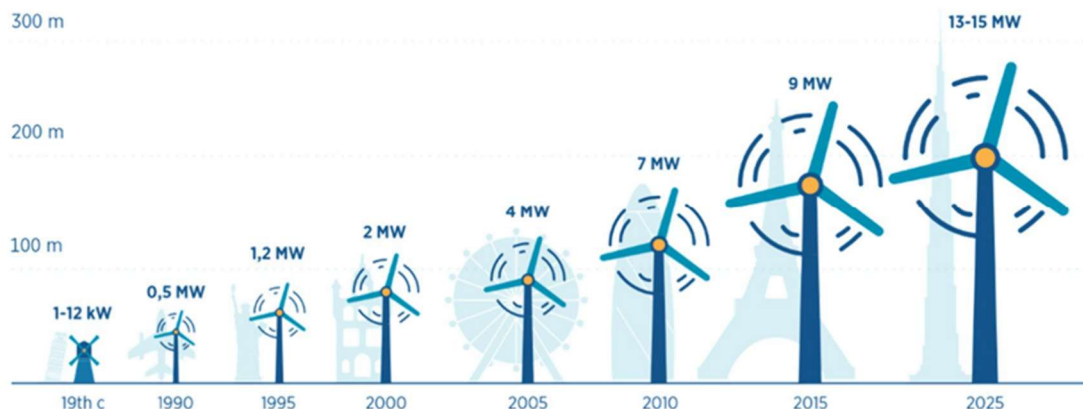


Figura 6 - Evolução dos aerogeradores *offshore* flutuante (Cardoso, 2023).

2.1.3 Diferenças entre energia eólica *onshore* e *offshore*

Os sistemas *onshore*, como o próprio nome indica, estão localizados em áreas terrestres (*shore* = costa, terra firme), onde o vento é captado por turbinas instaladas no solo, conforme a representação através da Figura 7 a seguir:



Figura 7 - Representação de uma Central Eólica *Onshore* (Criada com o auxílio de DALL-E)

Já as centrais eólicas *offshore* consistem em turbinas instaladas em mar aberto, geralmente a distâncias superiores a 10 km da linha costeira. Uma de suas características é o menor impacto visual e sonoro, proporcionado pelo afastamento das áreas habitadas, conforme a representação na Figura 8 (Lopes, 2009).



Figura 8 - Representação de uma Central Eólica *Offshore* (Criada com o auxílio de DALL-E).

Embora os parques eólicos *onshore* ainda representem uma parcela expressiva da produção global de energia eólica em razão de seus menores custos iniciais de instalação, operação e da proximidade com os centros consumidores, esse modelo apresenta limitações consideráveis. Entre elas, destacam-se a necessidade de se manter afastado de áreas urbanas devido ao ruído gerado pelos aerogeradores, além da menor constância e intensidade dos ventos em relação ao ambiente marítimo.

Por outro lado, a tecnologia *offshore*, que constitui o foco principal desta dissertação, tem se consolidado como uma alternativa estratégica de elevado potencial para o futuro da geração eólica. Instalada em alto-mar, essa modalidade se beneficia da maior regularidade e intensidade dos ventos oceânicos, que não enfrentam barreiras geográficas como edificações ou relevo acidentado, resultando em um aproveitamento energético mais eficiente. Ademais, a ausência de restrições territoriais permite o uso de turbinas de grande porte e elevada potência, elevando a capacidade instalada por unidade.

Apesar de envolver investimentos iniciais mais elevados e desafios logísticos mais complexos, esses fatores são compensados pelo maior fator de capacidade e produtividade, o que pode reduzir significativamente o LCOE ao longo da vida útil do projeto. Dessa forma, a eólica *offshore* surge como uma solução promissora do ponto de vista técnico, ambiental e econômico.

2.2 Tecnologias de Turbinas *Offshore*

A evolução tecnológica das turbinas é um dos pilares da expansão da energia eólica offshore, impulsionada pela busca por maior eficiência, fiabilidade e capacidade de adequação às condições adversas do ambiente *offshore*. Esta subsecção explora as principais tecnologias de turbinas offshore, detalhando os seus princípios de funcionamento e características técnicas. Serão abordados, de forma particular, os sistemas de velocidade constante e velocidade variável, que representam as principais topologias utilizadas atualmente. A análise a seguir fornece a base técnica necessária para compreender como a escolha da tecnologia impacta o desempenho e a viabilidade económica dos projetos em alto-mar.

2.2.1 Turbinas Eólicas de Velocidade Constante

Grande parte das turbinas eólicas de primeira geração operava em velocidade constante, utilizando como máquina primária o gerador de indução com rotor em gaiola de esquilo (SCIG – *Squirrel Cage Induction Generator*), diretamente conectado à rede elétrica. Nessa topologia, como podemos ver na Figura 9 o controle da potência era realizado por meio de um sistema de passo ativo (*pitch control*), o qual ajustava o ângulo das pás da turbina para manter a potência de saída próxima ao valor nominal, mesmo sob variações na velocidade do vento (Rocha, 2018).

Esse tipo de configuração foi amplamente adotado nas décadas de 1980 e 1990, impulsionado por sua simplicidade construtiva, robustez mecânica e baixo custo de capital (CAPEX). Contudo, do ponto de vista da performance energética e do LCOE, essa abordagem apresenta limitações significativas.

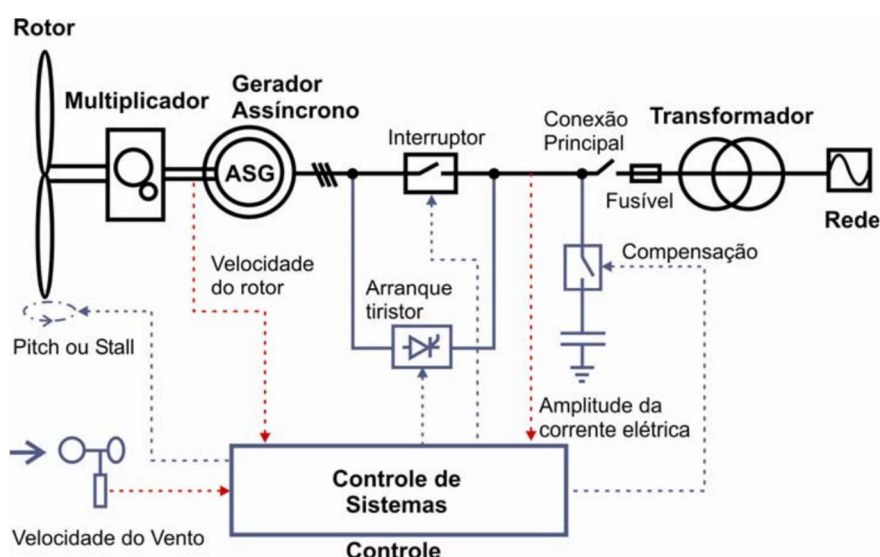


Figura 9 - Sistema Aerogerador de Velocidade Fixa (Dutra, 2008).

Como o SCIG está rigidamente acoplado à rede elétrica, sua rotação depende diretamente da frequência da rede e do número de polos do gerador, permitindo apenas um pequeno escorregamento (geralmente entre 1% e 2%). Essa característica resulta em uma faixa

extremamente limitada de variação de velocidade, impedindo que o aerogerador ajuste sua operação conforme as mudanças nas condições do vento (Rocha, 2018).

Energeticamente, isso significa que a turbina opera com máxima eficiência apenas em um ponto específico da curva de potência (Figura 10), onde o coeficiente de potência (C_p) é maximizado. Fora dessas condições ideais, a conversão de energia do vento é menos eficiente, o que reduz a produção anual de energia (*AEP – Annual Energy Production*). Como os custos fixos do projeto — como investimento inicial (CAPEX), operação e manutenção (O&M) — permanecem inalterados, essa limitação aumenta o LCOE, prejudicando a viabilidade econômica de longo prazo da central eólica offshore.

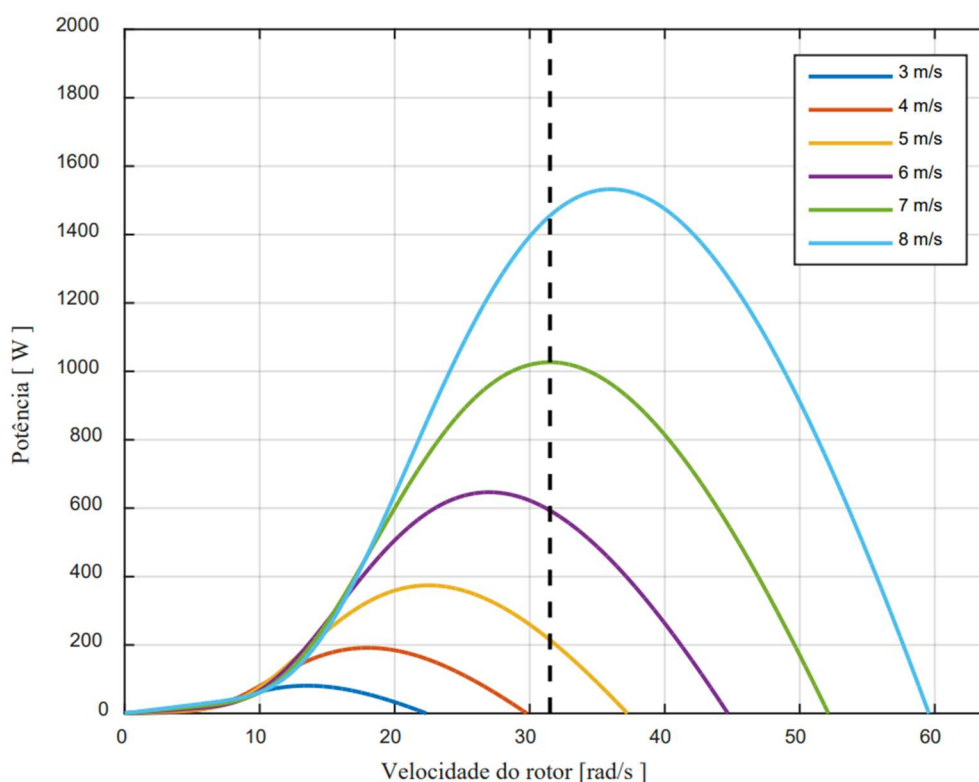


Figura 10 - Característica de uma turbina eólica operando em velocidade fixa (Rocha, 2018).

Adicionalmente, o SCIG não é capaz de fornecer potência reativa à rede por si só, o que exige a instalação de bancos de capacitores em paralelo para compensar a demanda de reativos. Em muitos casos, também são necessários bancos adicionais para impedir que a rede tenha que suprir essa energia, o que acarreta custos extras e pode impactar negativamente o desempenho do sistema elétrico, ainda que os aerogeradores de velocidade constante apresentem vantagens como estabilidade operacional, simplicidade técnica e custo reduzido, suas desvantagens técnicas e operacionais — sobretudo a incapacidade de adaptação à variabilidade do vento e a necessidade de suporte reativo externo — implicam baixa eficiência energética e um LCOE mais elevado em comparação com as tecnologias de velocidade variável mais modernas (Chaves, 2018).

2.2.2 Turbinas Eólicas de Velocidade Variável

A conexão do aerogerador com o sistema elétrico é realizada por meio de eletrônica de potência, composta por um conjunto retificador/inversor. Nesse processo, a tensão gerada pelo gerador síncrono é primeiramente retificada, transformando-se em corrente contínua, que posteriormente é invertida. O controle eletrônico da frequência de saída, realizado por tiristores, permite que, apesar da frequência gerada ser variável em função da rotação do gerador — que depende da velocidade da turbina eólica —, a energia elétrica fornecida ao sistema mantenha uma frequência constante e sincronizada com a rede elétrica. Na Figura 11 segue um exemplo de Sistema Aerogerador de velocidade variável. (Dutra, 2008).

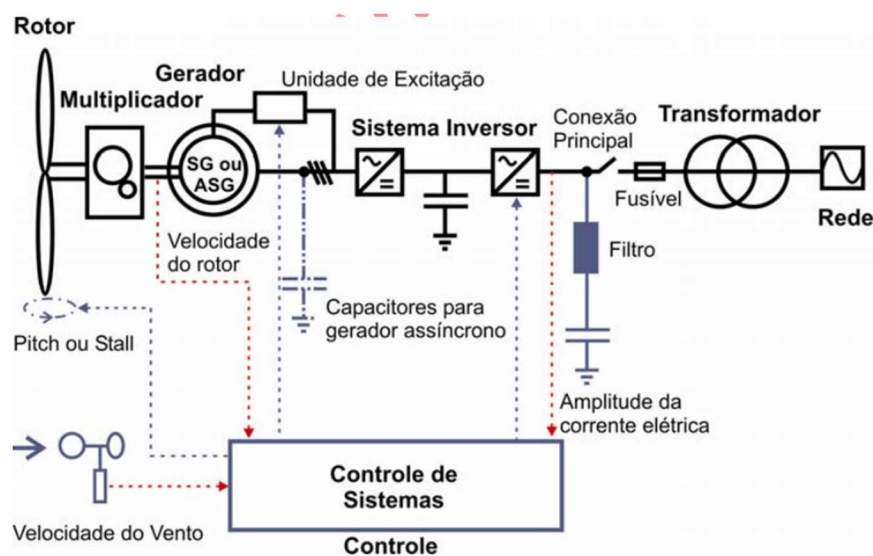


Figura 11 - Sistema Aerogerador de Velocidade Variável (Dutra, 2008).

Quando o gerador empregado é do tipo assíncrono, também conhecido como de indução, é necessária a provisão de energia reativa para sua excitação, que pode ser obtida por meio de autoexcitação utilizando capacitores dimensionados corretamente, semelhante ao que ocorre em aerogeradores de velocidade fixa. Neste caso, é fundamental que os capacitores sejam conectados antes do retificador, pois a conversora de frequência proporciona isolamento galvânico, impedindo que energia reativa externa — seja do sistema ou de capacitores — seja absorvida diretamente (Custódio, 2002)

Outra alternativa técnica consiste na utilização de geradores assíncronos duplamente alimentados, que possuem dois enrolamentos com velocidades síncronas distintas. O controle da velocidade do gerador é então realizado pela variação do escorregamento, através de uma resistência variável em série com o enrolamento rotórico, possibilitando manter a frequência elétrica do gerador alinhada com a frequência do sistema elétrico conectado, o princípio fundamental do aerogerador de velocidade variável é justamente o desacoplamento entre a velocidade de rotação do rotor da turbina e a frequência da rede elétrica (Piffer, 2022). Isso permite que o rotor opere com velocidades ajustadas conforme as condições reais do vento (Figura 12), otimizando o desempenho aerodinâmico da turbina. Entre as vantagens desse

sistema destacam-se a redução das flutuações mecânicas na carga da turbina, o que contribui para maior durabilidade do equipamento e menor custo de manutenção (Dutra, 2008).

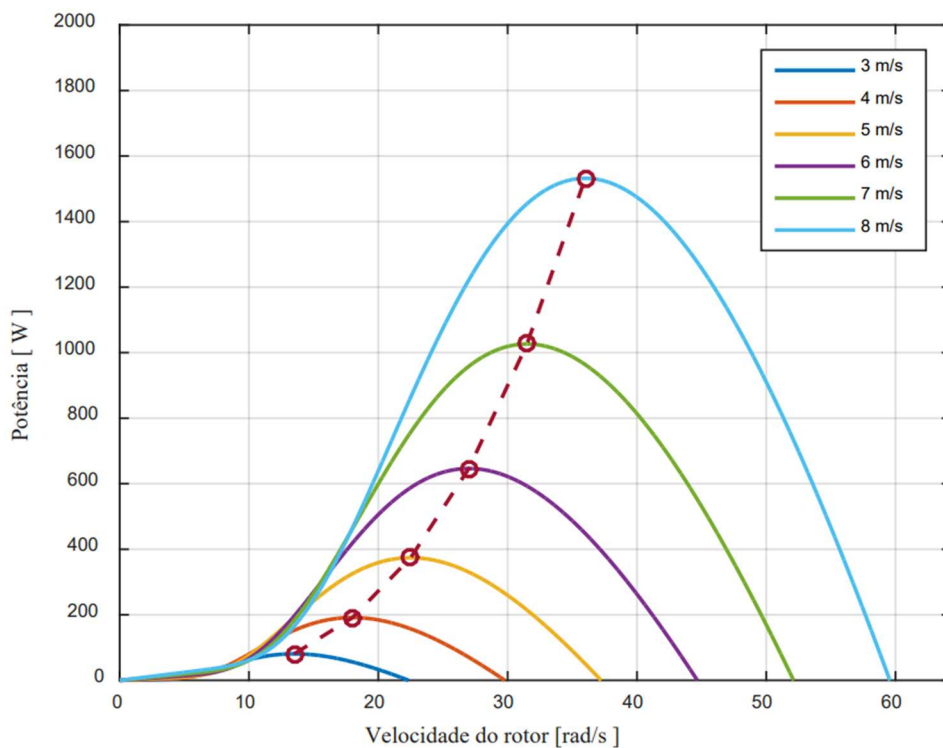


Figura 12 - Sistema Aerogerador de Velocidade Variável (Rocha, 2018).

No entanto, apesar da maior eficiência e da melhor captura de energia em uma faixa variável de ventos, os aerogeradores de velocidade variável apresentam custos iniciais mais elevados, em razão da complexidade dos sistemas eletrônicos de potência e dos filtros necessários para mitigação dos harmônicos gerados pela conversora de frequência. Essa elevação no custo influencia diretamente o LOEC (*Levelized Operating Energy Cost*), que representa o custo nivelado da energia gerada durante a vida útil do equipamento. Assim, embora o desempenho operacional seja superior, o investimento inicial e os custos associados aos componentes eletrônicos podem aumentar o LOEC, exigindo avaliação detalhada para garantir a viabilidade econômica do projeto.

2.2.3 Principais fabricantes e modelos de turbinas

A energia eólica *offshore* tem se firmado como uma das principais apostas para a descarbonização da matriz elétrica global, especialmente frente ao crescimento da demanda energética e à necessidade de reduzir emissões. No centro dessa transição, observa-se uma intensa corrida tecnológica entre os principais fabricantes globais de turbinas, que disputam a liderança em eficiência, potência instalada e soluções de engenharia voltadas à otimização econômica dos projetos. Neste contexto, o cálculo do LCOE torna-se a principal métrica para avaliar a viabilidade técnico-econômica de novos empreendimentos *offshore*, sendo

diretamente influenciado pelas características das turbinas utilizadas, como potência nominal, diâmetro do rotor e estratégias de operação e manutenção.

O cenário global da energia eólica *offshore* em 2024 é caracterizado por uma clara divisão entre volume de produção e liderança tecnológica. A China lidera em número absoluto de instalações, representando cerca de 70% das turbinas *offshore* instaladas no mundo, com seis dos dez maiores fabricantes sediados no país (Reis, 2025), (Xiaomei Ma, 2025). Em contrapartida, a Europa segue na vanguarda de projetos tecnicamente mais exigentes, concentrando 75% da capacidade instalada fora da Ásia (Reis, 2025).

Além da expansão geográfica, os avanços tecnológicos impulsionaram uma escalada nas dimensões e potências das turbinas. Em 2024, a média de potência dos aerogeradores *offshore* atingiu 15 MW, com diâmetros de rotores frequentemente ultrapassando os 250 metros (MIT Technology Review, 2024), (Xiaomei Ma, 2025). Essa tendência está fortemente associada à busca por economia de escala, maior produção energética unitária e, principalmente, influencia na redução do LCOE.

Conforme apresentado a seguir, destacam-se os principais fabricantes globais e seus modelos de turbinas de referência. Cada desenvolvimento tecnológico reflete estratégias específicas voltadas à eficiência energética e à redução de custos por MWh gerado, reforçando sua relevância na equação do LCOE.

a) Siemens Gamesa Renewable Energy (SGRE)

Modelo: SG 14-236 DD (Siemens Gamesa, 2025)

- Potência: 14–15 MW, com função *Power Boost* que permite superar 15 MW
- Diâmetro do rotor: 236 metros
- Inovação: Protótipo SG DD-236 em testes na Dinamarca, com potência de 21,5 MW e rotor de 276 metros, voltado a parques em águas profundas na Europa. (Proctor, 2024)

Relação com o LCOE: A estratégia da SGRE concentra-se no desenvolvimento de turbinas com maior capacidade unitária, o que reduz o número total de unidades por projeto, os custos com fundações, instalações e manutenção, contribuindo significativamente para a redução do LCOE.

b) Vestas

Modelo: V236-15.0 MW (Vestas, 2025).

- Potência: 15 MW (certificação obtida em 2023)
- Diâmetro do rotor: 236 metros
- Aplicações: Parques eólicos *Dogger Bank* (Reino Unido) (NSES FIRCROFT, 2021).

Relação com o LCOE: A combinação entre alta potência nominal, soluções sustentáveis para o fim de vida útil dos componentes e práticas de operação mais limpas reduz os custos ao longo do ciclo de vida do projeto, reforçando a competitividade da turbina dentro da análise de LCOE.

c) GE Vernova (*GE Renewable Energy*)

Modelo: *Haliade-X 14 MW* (Wind Turbine Models, 2024), (Xiaomei Ma, 2025).

- Potência: 14 MW (evolução do modelo anterior de 13 MW)
- Diâmetro do rotor: 220 metros
- Altura total: 248 metros (equivalente a um edifício de 80 andares)
- Aplicação: Parque *Dogger Bank*, no Reino Unido, com potência de 3,6 GW, suficiente para abastecer cerca de 6 milhões de residências (NSES FIRCROFT, 2021).

Relação com o LCOE: O projeto *Haliade-X* foi desenvolvido com ênfase em alta produtividade energética e robustez operacional, ampliando a confiabilidade do sistema e encurtando o tempo de retorno sobre o investimento (*payback*) — fatores cruciais para a otimização do LCOE.

d) *Mingyang Smart Energy* (China)

Modelo: MySE 16.0-242 (NSES FIRCROFT, 2021), (Xiaomei Ma, 2025))

- Potência: 20 MW (a maior turbina chinesa em operação até 2024)
- Diâmetro do rotor: 292 metros (~67.000 m² de área varrida)
- Estratégia de mercado: Redução projetada de 30% no LCOE, com foco na expansão para o Sudeste Asiático e Europa

Relação com o LCOE: A aposta da *Mingyang* na Hiperescala das turbinas busca reduzir o número de unidades instaladas por projeto, diminuindo custos logísticos, operacionais e de manutenção. Essa abordagem tem impacto direto na redução estrutural do LCOE.

Essa análise demonstra que, embora cada fabricante adote diferentes caminhos tecnológicos, todos convergem na priorização da redução do LCOE como fator determinante para a competitividade e viabilidade dos projetos *offshore*. Na próxima seção, será aprofundado como essas variáveis técnicas se integram na metodologia de cálculo do LCOE, relacionando diretamente o desempenho das turbinas aos parâmetros econômicos de longo prazo.

2.3 Fundações *Offshore*: Comparações

Os parques eólicos *offshore* podem ser classificados em duas principais categorias, fixas e flutuantes, onde ambas as plataformas têm como objetivo suportar os aerogeradores acima do nível do mar, sendo projetadas para resistir às cargas verticais, que resultam do peso dos componentes das turbinas eólicas, e às cargas horizontais provenientes das forças do vento, das correntes oceânicas e das ondas (MANWELL JAMES F, 2009).

2.3.1 Fundações fixas

Estruturas que são constituídas por Plataforma Fixa, são ancoradas no fundo do mar, sendo mais comuns em áreas de menor profundidade. Essas instalações são mais simples e econômicas, mas limitadas às regiões costeiras rasas, conforme podemos observar na Figura 13 a seguir (Alves, 2023).

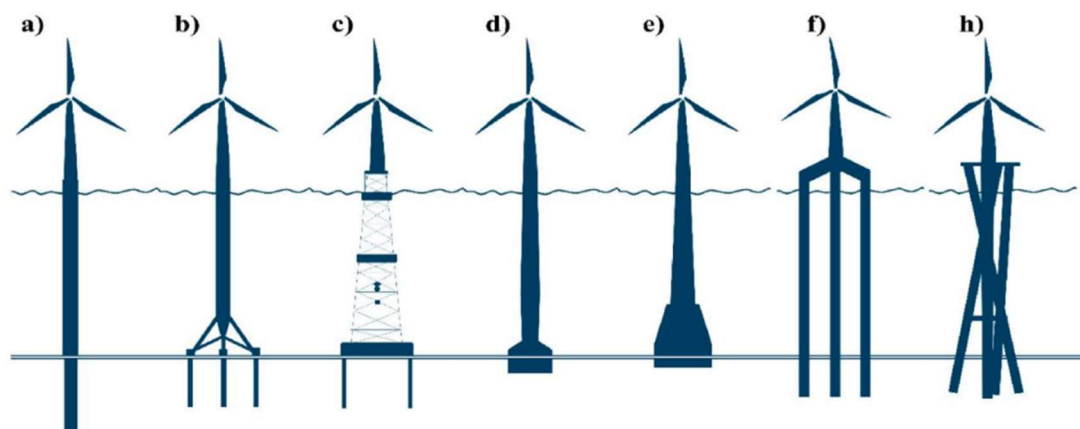


Figura 13 - Tipos de plataformas fixas (a) monopilar, (b) tripé, (c) trelçada (em inglês *jacket*), (d) base de sucção (e) base de gravidade, (f) tripilar, (g) trelçada torcida (em inglês *twisted jacket*) (REZAEI, 2023).

A seguir, segue a descrição das tipologias possíveis (Cardoso, 2024)

- a) **Monopilar:** Composta por uma coluna única cilíndrica de aço, instalada verticalmente no leito marinho. Indicada para profundidades de 0 a 30 metros, destaca-se pela simplicidade de instalação e custo reduzido.
- b) **Tripé:** Configuração com três suportes estruturais interligados por uma rede metálica, adaptável a variações geológicas e operando em até 49 metros de profundidade.

- c) **Treliçada (Jaqueta):** Projeto com geometria quadrangular, composto por quatro pilares interconectados por elementos transversais, garantindo alta resistência. Adequada para até 50 metros de profundidade.
- d) **Base de Sucção:** Sistema de ancoragem por sucção que explora pressão hidrostática diferencial para fixação no solo marinho, dispensando mecanismos mecânicos. Funcional em profundidades de até 55 metros.
- e) **Tripilar:** Combina três colunas cilíndricas independentes, conectadas à plataforma superior por uma estrutura de transição posicionada acima do nível da água. Suporta operações em até 50 metros.
- f) **Base de Gravidade:** Estrutura massiva de concreto que se estabiliza pelo próprio peso, podendo incluir revestimentos metálicos periféricos. Projetada para águas rasas (0–40 metros).
- g) **Treliçada Torcida:** Evolução da jaqueta tradicional, com pernas anguladas entre 30° e 60°, possibilitando instalações além de 60 metros. Considerada a tecnologia mais sofisticada em fundações fixas (Cardoso, 2024).

Embora ofereçam excelente robustez e maturidade tecnológica, as fundações fixas apresentam restrições econômicas crescentes com o aumento da profundidade. A literatura aponta que o limite técnico e financeiro viável para plataformas fixas situa-se abaixo de 60 metros, sendo o projeto *Seagreen*, na Escócia, um dos mais profundos já implementados com esta abordagem (59 m) (REZAEI, 2023).

No contexto da metodologia de cálculo do LCOE, as fundações fixas apresentam vantagens importantes:

- Redução de riscos técnicos e incertezas durante a construção e operação, resultando em custos de capital (CAPEX) mais previsíveis.
- Facilidade de manutenção, graças à menor complexidade estrutural em comparação com soluções flutuantes.
- Alta taxa de disponibilidade, que melhora o fator de capacidade e, conseqüentemente, o numerador da fórmula do LCOE.

No entanto, a principal limitação das plataformas fixas é a restrição geográfica, já que sua viabilidade está limitada a áreas rasas. Com a escassez de locais costeiros economicamente viáveis, a expansão do setor *offshore* em larga escala exige o avanço das tecnologias flutuantes, que representam o próximo passo rumo à competitividade em áreas profundas.

2.3.2 Fundações Flutuantes

Tecnologias mais recentes e inovadoras que utilizam plataformas flutuantes para abrigar turbinas, permitindo sua operação em águas mais profundas, onde o potencial eólico é ainda mais expressivo. Essa inovação aumenta significativamente o alcance da exploração eólica no mar, ampliando as possibilidades de instalação (Alves, 2023).

Com o avanço da energia eólica *offshore* em águas profundas, onde estruturas fixas se tornam inviáveis, as plataformas flutuantes (*F-OWTs*) têm se tornado a principal alternativa para expansão da geração renovável em regiões marítimas. Abaixo da

Figura 14 estão resumidos os principais tipos estruturais, com suas características técnicas e operacionais, conforme (Barooni, et al., 2022).

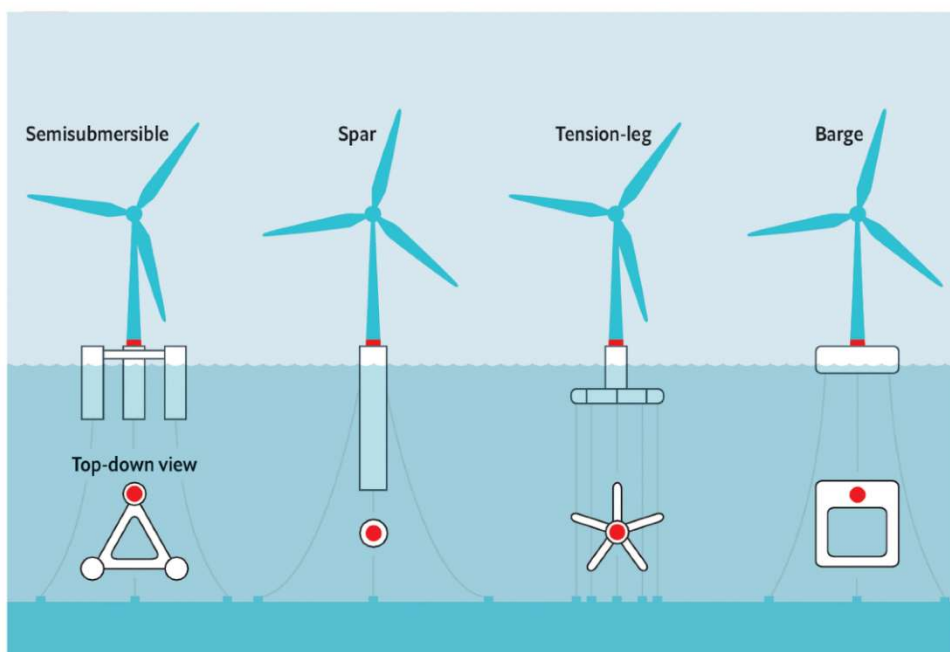


Figura 14 - Plataformas Flutuantes (Barooni, et al., 2022).

- a) **Spar-type:** Composta por uma estrutura cilíndrica vertical profunda (*spar-buoy*), essa plataforma apresenta excelente estabilidade hidrodinâmica, principalmente no modo de *heave* (movimento vertical da plataforma causado pelas ondas), devido ao seu centro de massa rebaixado e pequena área de plano de água. É ancorada por linhas catenárias ou tensionadas, e embora sua instalação seja complexa em profundidades elevadas, sua facilidade de fabricação e desempenho estável fazem dela uma forte candidata para produção em massa.
- b) **Semi-submersível:** Originalmente desenvolvida na indústria de petróleo e gás, essa plataforma é formada por colunas verticais conectadas por pontões horizontais. Devido ao pequeno calado (profundidade da estrutura que fica

submersa na água), pode ser montada em docas secas e rebocada até o local de instalação, gerando economias logísticas. Sua versatilidade e estabilidade tornam esse modelo uma das escolhas mais populares atualmente para turbinas flutuantes.

- c) **Barcaça (Barge):** Utiliza sua grande área de plano de água para obter estabilidade. Um exemplo típico é a barcaça do tipo *Ideol*, com uma piscina central (“*moon pool*”) que reduz o movimento do flutuador. Apesar da simplicidade, é mais sensível a movimentos indesejados como *pitch* e *roll*, sendo mais adequada para mares calmos e projetos costeiros.
- d) **Plataforma de Pernas Tensionadas (TLP):** Estabilizada por cabos tensionados verticais conectados ao fundo do mar, as TLPs oferecem estrutura mais leve e *footprint* reduzido. A estabilidade é assegurada pela flutuabilidade excedente e pré-tensionamento dos tendões, o que exige controle rigoroso do sistema de ancoragem, sob risco de falhas em caso de ruptura.

As turbinas eólicas *offshore* flutuantes (*F-OWTs*) são uma alternativa promissora para regiões com profundidades superiores a 60 metros, onde fundações fixas deixam de ser técnica e economicamente viáveis (REZAEI, 2023). Seu posicionamento em locais com ventos mais constantes e intensos permite maior fator de capacidade, o que favorece a redução do Custo Nivelado de Energia.

Iniciativas como o parque *Hywind Tampen*, na Noruega (260–300 m), demonstram a viabilidade técnica e comercial da tecnologia flutuante e indicam uma trajetória de redução do LCOE à medida que a escala e a maturidade da indústria evoluem. Com o avanço das soluções de engenharia e da industrialização, espera-se que o LCOE das plataformas flutuantes se aproxime das estruturas fixas, consolidando seu papel estratégico na expansão da energia eólica *offshore* (Azzellino, et al., 2023).

2.4 Estrutura Coletora e Ligação a Terra

A estrutura elétrica de um parque eólico *offshore* desempenha papel fundamental na eficiência e na viabilidade econômica de todo o empreendimento, influenciando diretamente o LCOE. O sistema elétrico é geralmente composto por dois subsistemas principais: a rede coletora, que conecta as turbinas entre si, e o sistema de transmissão, que liga o parque à rede Terrestre, como ilustrado na Figura 15. À medida que os projetos avançam para escalas maiores e maiores distâncias da costa, torna-se necessário considerar topologias alternativas e otimizadas para manter a competitividade do LCOE.

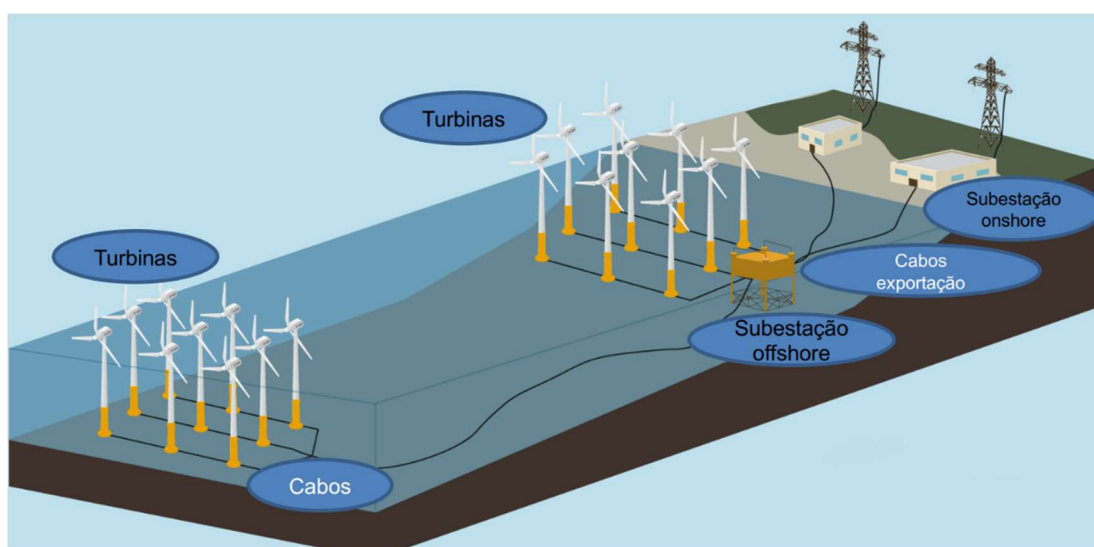


Figura 15 - Componentes Estrutura Coletora (Creation Innovation of Products and Process Renewable Energies, 2024).

2.4.1 Sistemas de Coleta em Corrente Alternada (CA)

A configuração mais comum atualmente empregada em parques eólicos *offshore* é baseada em corrente alternada (CA), com redes operando tipicamente em tensões de 33 a 36 kV. Esta topologia apresenta maturidade tecnológica e maior disponibilidade de componentes comerciais, o que contribui para sua ampla adoção em projetos de até 50 km da costa (Padmavathi Lakshmanan, 2021).

Existem três configurações principais de rede de coleta CA (Padmavathi Lakshmanan, 2021):

- a) **Sistema radial:** turbinas são conectadas em sequência a um cabo principal, que converge para uma subestação *offshore*. Trata-se de uma solução simples e econômica, porém vulnerável a falhas, que podem interromper a operação de toda uma cadeia.

- b) Sistema em anel:** os cabos formam um circuito fechado, permitindo o redirecionamento da energia em caso de falha. Embora mais caro por exigir mais cabos, oferece maior confiabilidade operacional.
- c) Sistema em estrela (ou *cluster*):** turbinas são agrupadas em ramais individuais, cada um com seu cabo dedicado até um hub coletor de média tensão. Esta configuração permite certa modularidade e facilita a manutenção.

Com o aumento da potência das turbinas e da capacidade total dos parques, tensões de 66 kV vêm sendo adotadas como padrão emergente. Essa elevação de tensão permite reduzir o número de cabos e subestações, diminuindo perdas elétricas e custos de instalação e manutenção (Padmavathi Lakshmanan, 2021).

Entretanto, a operação em tensões mais altas implica na necessidade de transformadores e equipamentos de comutação maiores e mais caros, o que pode afetar o LCOE se não houver contrapartida em economia de escala (Ferguson, et al., 2012).

2.4.2 Sistemas de Coleta em Corrente Contínua (CC)

Em projetos de grande escala e longas distâncias até a costa, os sistemas de coleta em corrente contínua (CC) surgem como alternativa promissora. A principal vantagem é a eliminação das correntes capacitivas que afetam os cabos CA, permitindo maior alcance sem necessidade de compensação reativa.

As topologias CC mais relevantes incluem (Padmavathi Lakshmanan, 2021):

- a) *String DC*:** cada turbina possui seu próprio conversor CC-CC, sendo interligada a um conversor adicional na plataforma *offshore*. Embora tecnicamente viável, apresenta menor eficiência global e maior complexidade de controle (C. Meyer, 2007).
- b) *Cluster DC*:** todas as turbinas de um grupo são conectadas a um conversor centralizado, o que reduz o número de conversores, porém sacrifica a operação independente de cada turbina, podendo levar a perdas na produção de energia (Strachan, 2009).
- c) *Série-paralelo DC*:** turbinas são conectadas em série para elevar diretamente a tensão até o nível de transmissão, dispensando plataformas *offshore*. Apesar do potencial de economia em infraestrutura, apresenta desafios de controle, confiabilidade e isolamento (N. Holtmark, 2013) (F. Tatsuta and S. Nishikata, 2010).

A adoção de sistemas de coleta CC pode reduzir significativamente o tamanho e o peso dos equipamentos *offshore*, impactando positivamente o LCOE, desde que os custos com

conversores de alta potência e proteção específica sejam devidamente balanceados (J. D. Herbst and A. L. Gattozzi, 2011).

2.4.3 Alternativas: Sistemas LFAC

Uma abordagem alternativa em estudo é o uso de sistemas de coleta e transmissão em CA de baixa frequência (*Low-Frequency AC, ou LFAC*). Com operação em torno de 16,7 Hz, essa topologia permite maior transferência de potência por cabo, com menores perdas reativas (Padmavathi Lakshmanan, 2021) (J. Ruddy, 2016).

No entanto, o aumento do tamanho e da massa de transformadores e disjuntores necessário para acomodar núcleos magnéticos maiores e suportar a operação em baixa frequência aliado à baixa padronização de componentes, constitui um desafio para adoção em larga escala. Ainda assim, projetos LFAC mostram competitividade para distâncias de transmissão entre 30 e 150 km, sendo potencialmente vantajosos em configurações específicas (Padmavathi Lakshmanan, 2021) (N. Qin, 2009) (J. Ruddy, 2015).

Com base no artigo (Padmavathi Lakshmanan, 2021), segue a tabela comparativa com as principais tecnologias existentes.

Tabela 1 - Comparação entre Topologias de Sistemas Coletores *Offshore* e Seus Impactos no LCOE

Tipo de Sistema	Configuração	Vantagens	Desvantagens	Aplicação Ideal
Radial (CA)	Turbinas em série ligadas a um cabo principal	Simplicidade e baixo custo	Falha em uma linha afeta toda a cadeia	Parques de menor escala próximos à costa
Anel (CA)	Circuito fechado	Redundância e confiabilidade	Maior volume de cabos e custo	Parques médios com alta exigência de disponibilidade
Estrela/ <i>Cluster</i> (CA)	Grupos com cabos dedicados	Modularidade e manutenção facilitada	Mais transformadores e conexões	Parques com topologia distribuída

<i>String (CC)</i>	Cada turbina com conversor próprio	Operação individual otimizada	Custo e complexidade elevados	Projetos inovadores e piloto
<i>Cluster (CC)</i>	Grupo com conversor centralizado	Menor número de equipamentos	Perda de controle individual	Parques distantes e de grande porte
Série-paralelo (CC)	Turbinas em série com alta tensão	Redução de infraestrutura	Complexidade de proteção	Futuras soluções em plataforma <i>offshore</i>
LFAC	Corrente alternada em baixa frequência	Maior alcance sem conversores <i>offshore</i>	Equipamentos volumosos e pouco padronizados	Transmissão entre 30 e 150 km

2.5 Legislação e quadro regulamentar

O avanço da energia eólica *offshore* depende diretamente de um marco regulatório robusto, claro e previsível, que ofereça segurança jurídica, diretrizes ambientais bem definidas e processos de licenciamento eficientes. Esse arcabouço é essencial para reduzir incertezas, mitigar riscos e, principalmente, tornar os projetos economicamente viáveis — impactando diretamente o LCOE.

Tanto países emergentes quanto regiões com tradição em fontes renováveis vêm adaptando suas estruturas legais para acomodar as especificidades técnicas e territoriais da energia eólica no ambiente marítimo. A seguir, serão analisados os avanços regulatórios no Brasil e na União Europeia, destacando iniciativas que têm contribuído para a viabilização e expansão dos parques eólicos *offshore*.

2.5.1 Panorama Regulatório e incentivos no Brasil

O Brasil se destaca globalmente na geração de energia renovável, um fato comprovado pela crescente participação dessas fontes na matriz energética do país. De acordo com o Relatório Síntese 2025 (EPE - Empresa de Pesquisa Energética, 2024), essa participação tem apresentado

uma trajetória de crescimento constante nos últimos 10 anos, alcançando aproximadamente 50% em 2024.

Conforme ilustrado na Figura 16, os principais movimentos dessa transição gradual são o aumento da geração de eletricidade a partir de fontes como eólica, solar e demais renováveis a estabilidade da energia hidráulica e dos derivados da cana-de-açúcar e, por outro lado, a redução do uso de petróleo, gás natural, carvão mineral e seus derivados (EPE - Empresa de Pesquisa Energética, 2024).

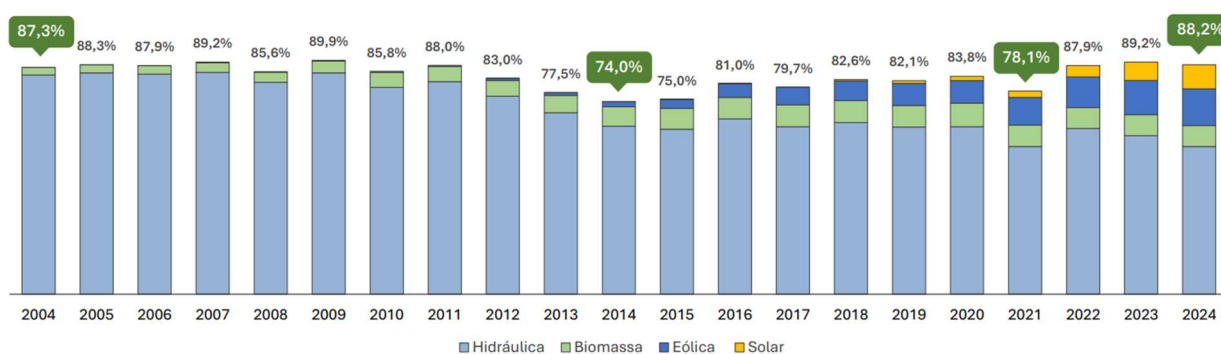


Figura 16 - Participação das fontes renováveis na matriz elétrica Brasileira (EPE - Empresa de Pesquisa Energética, 2024)

Desde 2004, a parcela das fontes renováveis na matriz elétrica brasileira tem se mantido acima de 70%. Esse patamar, elevado em comparação com a média mundial, sinaliza que o processo de transição energética no país está em curso há anos. A Figura 17 evidencia o crescimento da participação de cada fonte renovável, com destaque para a energia eólica e solar. Em 2024, por exemplo, a geração eólica teve um aumento na faixa de 11,9 TWh, enquanto a geração solar fotovoltaica cresceu em mais de 20 TWh (EPE - Empresa de Pesquisa Energética, 2024).

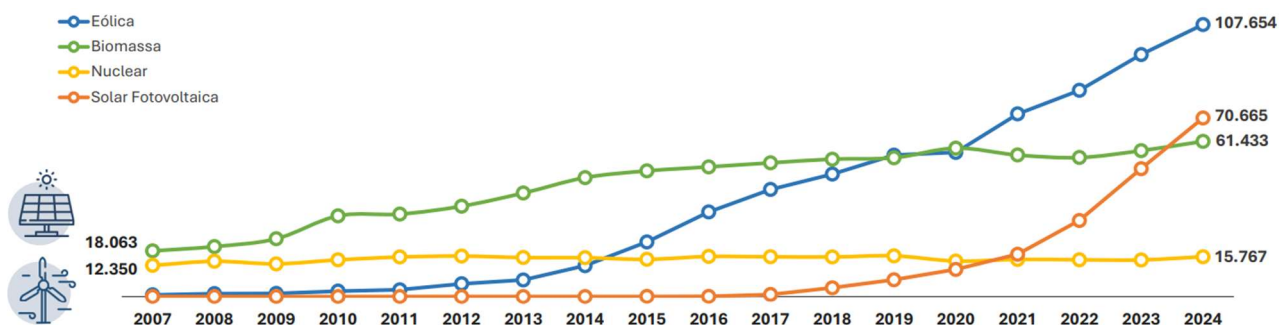


Figura 17 - Crescimento da Geração de fontes Renováveis (GWh) (EPE - Empresa de Pesquisa Energética, 2024)

Para dar continuidade a esse movimento de expansão das energias limpas, a regulamentação da energia eólica offshore no Brasil avança significativamente, mesmo estando em fase de consolidação. Historicamente, a ausência de critérios específicos para o uso de áreas marítimas

da União dificultava a obtenção de outorgas, elevando a incerteza jurídica e os riscos dos projetos — fatores que impactam diretamente o LCOE.

Visando enfrentar essas dificuldades, o Governo Federal do Brasil implementou diversas medidas estruturantes. Em 2019, o IBAMA realizou um estudo comparativo com os modelos regulatórios da União Europeia, com o propósito de identificar e mitigar os desafios ambientais. Esse levantamento tornou-se um alicerce importante para a elaboração do marco regulatório nacional, que busca oferecer maior segurança jurídica aos investidores. (IBAMA, 2019). Em 2020, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) publicou o *Roadmap* Eólica *Offshore* Brasil, documento que identificou desafios técnicos, regulatórios e ambientais para a viabilização da tecnologia no país (PERMAN Advogados Associados, 2024). No mesmo ano, o IBAMA divulgou um Termo de Referência específico, estabelecendo critérios para a elaboração do Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e do Relatório de Impacto Ambiental (RIMA), o que contribuiu para a padronização do processo de licenciamento ambiental. O marco mais importante até o momento foi a publicação do Decreto nº 10.946/2022, que criou um modelo jurídico para a cessão de uso de áreas marítimas destinadas à geração de energia eólica *offshore* (Senado Federal, 2025). A norma foi posteriormente detalhada pelas Portarias nº 52/GM/MME e nº 3 MME/MMA, ambas de outubro de 2022, que definem os procedimentos técnicos e administrativos para habilitação de empreendimentos (Tolmasquim, et al., 2022).

O que antes representava um obstáculo regulatório agora se reflete em um conjunto de projetos concretos em fase de análise. Segundo dados atualizados do IBAMA (IBAMA, 2025), diversos projetos de energia eólica offshore já iniciaram seus processos de licenciamento ambiental. Essa carteira de iniciativas, com potencial total superior a 247.354 MW, evidencia a confiança do mercado na estabilidade jurídica recém-estabelecida, marcando um avanço significativo que permitiu ao setor sair do estágio inicial e entrar na fase de execução (IBAMA, 2025). Apesar desses avanços, o setor ainda carece de regulamentações complementares que tragam maior clareza e segurança aos investidores. A publicação de novas normas é esperada, para consolidar o arcabouço jurídico necessário para atrair capital privado e viabilizar financeiramente os projetos. Além da regulamentação infralegal, tramitam atualmente no Congresso Nacional três Projetos de Lei com propostas para estabelecer um marco regulatório mais amplo e definitivo:

- PL nº 576/2021, de autoria do senador Jean Paul Prates (FGV CERI - CENTRO DE ESTUDOS EM REGULAÇÃO E INFRAESTRUTURA, 2022);
- PL nº 11.247/2018, derivado do antigo PLS nº 484/2017, do senador Fernando Collor;
- PL nº 3.655/2021, apresentado pelo deputado Danilo Forte.

A consolidação de um ambiente legal estável e bem estruturado é essencial para reduzir os riscos institucionais, melhorar as condições de financiamento e garantir a competitividade da

energia eólica *offshore*. Essa estabilidade normativa é peça-chave para a progressiva redução do LCOE no Brasil, contribuindo para a inserção sustentável da fonte na matriz elétrica nacional (Tolmasquim, et al., 2022).

2.5.2 Quadro Regulatório e incentivos na União Europeia e Portugal

O Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC 2050) posiciona Portugal como um dos principais atores na Europa na mitigação das alterações climáticas, traçando caminhos estratégicos para que, até meados do século, se atinja a neutralidade carbónica. Em linha com o Acordo de Paris, o documento estabelece a necessidade de reduzir em pelo menos 85 % as emissões de gases com efeito de estufa. Para tal, combina visões de longo prazo com intervenções imediatas, organizadas em três eixos fundamentais: valorização integrada do território e dos seus habitats, promoção de uma economia circular e descarbonização ampla da sociedade, dando prioridade à transição para fontes renováveis e à mobilidade sustentável. A sua elaboração contou com um processo de consulta alargado à sociedade civil, garantindo transparência e envolvimento público em todas as etapas (Ministério do Ambiente e Transição Energética, 2019).

Para assegurar que essas ambições se traduzam em ação concreta já na próxima década, o RNC 2050 integra-se no Plano Nacional de Energia e Clima (PNEC), que fixa metas agressivas de redução de emissões até 2030. Esta mudança de paradigma obriga a reestruturar o modelo de produção e consumo, substituindo cadeias lineares baseadas em combustíveis fósseis por sistemas circulares e descarbonizados. Embora exija investimentos significativos e adaptação de infraestruturas, abre perspectivas de crescimento verde, geração de emprego e atração de capitais para tecnologias sustentáveis. Em complemento, o *REPowerEU* tem-se afirmado como instrumento-chave na União Europeia, disponibilizando apoio financeiro robusto aos Estados-Membros — Portugal, por exemplo, recebeu um pré-financiamento de 171,08 milhões de euros para projetos de energia limpa e aceleração da transição verde (Europeia, 2022); (Portugal, 2023). A adesão à Carta de Compromisso para o Financiamento Sustentável em Portugal, assinada em 2019 por instituições financeiras de relevo, reforça o alinhamento entre objetivos climáticos e estratégias de investimento (Ministério do Ambiente e Transição Energética, 2019); (LNEG - Laboratório Nacional de Energia e Geologia, 2020).

No setor elétrico, Portugal ambiciona que as renováveis componham 80 % do mix de geração e que alcancem 47 % do consumo final bruto até 2030. Fontes como solar, eólica, hídrica, geotérmica, biomassa e marítima constituem alternativas limpas e inesgotáveis, substituindo os combustíveis fósseis — limitados e altamente poluentes. Além de reduzir as emissões de GEE, esta transição tende a baixar o custo da eletricidade no mercado interno (Ferreira, 2021).



Figura 18 - Evolução da participação das renováveis na geração de eletricidade em Portugal (2010–2022) (DGEG - Direção-Geral de Energia e Geologia, 2024).

A Associação Portuguesa de Energias Renováveis (APREN) e a *International Renewable Energy Agency* (IRENA), identificam seis grandes famílias de energias renováveis: hídrica, geotérmica, biomassa, oceânica (marés, ondas, gradiente de salinidade e conversão térmica), solar (térmica e fotovoltaica) e eólica. Destaca-se também o crescente papel do “hidrogénio verde” — obtido a partir de eletricidade renovável — como vetor de armazenamento e descarbonização. (APREN - Associação Portuguesa de Energias Renováveis, 2024)

A energia eólica, em particular, é apontada pela IRENA como “a tecnologia renovável que mais rapidamente cresce a nível global”, graças à sua expansão acelerada e à melhoria contínua da sua competitividade (Ferreira, 2021).

No âmbito da energia eólica *offshore*, a Estratégia Nacional para o Mar 2021–2030 (ENM 2021–2030) prevê 370 MW de capacidade instalada em eólica *offshore* e energia das ondas até 2030. A meta sobe para cerca de 1,3 GW até 2050, conforme o RNC 2050. A tecnologia flutuante *offshore* é especialmente indicada para o talude abrupto da plataforma continental portuguesa — mais pronunciado que, por exemplo, o do Mar do Norte — permitindo a instalação de turbinas em águas mais profundas (Diário da República: Série I, n.º 123., 2019); (Cardoso, 2024)

Assim, Portugal reforça, juntamente com a União Europeia, o seu compromisso de fomentar a eólica *offshore*, apoiado por um quadro regulatório e por esquemas de incentivo que visam atrair investimento e acelerar a inovação neste setor-chave para a transição energética.

3 Desenvolvimento do Modelo de Cálculo do LCOE

Este capítulo apresenta o processo de concepção e desenvolvimento do modelo de cálculo do LCOE conforme a aplicação de projetos eólicos *offshore*. Inicialmente, são analisados os principais fatores de custo envolvidos nesse tipo de empreendimento, com destaque para o CAPEX e o OPEX. Em seguida, são discutidos os parâmetros financeiros que influenciam a análise de viabilidade, como a taxa de desconto, fluxos de caixa, Valor Atual Líquido (VAL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e *payback*. A formulação matemática do modelo é detalhada, e são descritas as ferramentas computacionais utilizadas para a simulação dos cenários, com enfoque na adaptabilidade do modelo às variáveis técnicas e econômicas específicas de cada projeto. Este capítulo serve como núcleo metodológico da dissertação, fornecendo os instrumentos analíticos para a avaliação de viabilidade que, na sequência, serão implementados em um script computacional para simulação de cenários.

3.1 O LCOE em Parques Eólicos *Offshore*

O LCOE é um dos principais indicadores utilizados na análise da viabilidade econômica de projetos de geração elétrica, pois permite estimar o custo médio da energia gerada ao longo da vida útil de um empreendimento. No caso de centrais eólicas *offshore*, sua aplicação é ainda mais relevante devido à elevada complexidade técnica, aos altos investimentos iniciais (CAPEX), aos custos operacionais recorrentes (OPEX) e à exigência de planejamento de longo prazo.

Ao representar o valor presente dos custos totais divididos pelo valor presente da geração de energia, o LCOE fornece uma métrica padronizada que permite comparar diferentes tecnologias de geração sob uma mesma base financeira, independentemente da estrutura tarifária ou de subsídios vigentes.

Nos últimos anos, o LCOE de projetos eólicos *offshore* apresentou redução significativa — entre 28% e 51% entre 2014 e 2020 — impulsionado pelo aumento da potência das turbinas, pela maturação tecnológica e pela eficiência na instalação e operação dos sistemas (U.S. DEPARTMENT OF ENERGY, 2021).

3.1.1 Análise Comparativa da Evolução do LCOE

Para contextualizar a queda do LCOE da energia eólica offshore, é fundamental compará-lo com a evolução de outras tecnologias de geração de energia, especialmente as renováveis. Conforme o Our World in Data (Our World in Data, 2024), demonstra através da Figura 19 essa trajetória, evidenciando como a competitividade de custo das diversas fontes limpas vem se transformando rapidamente.

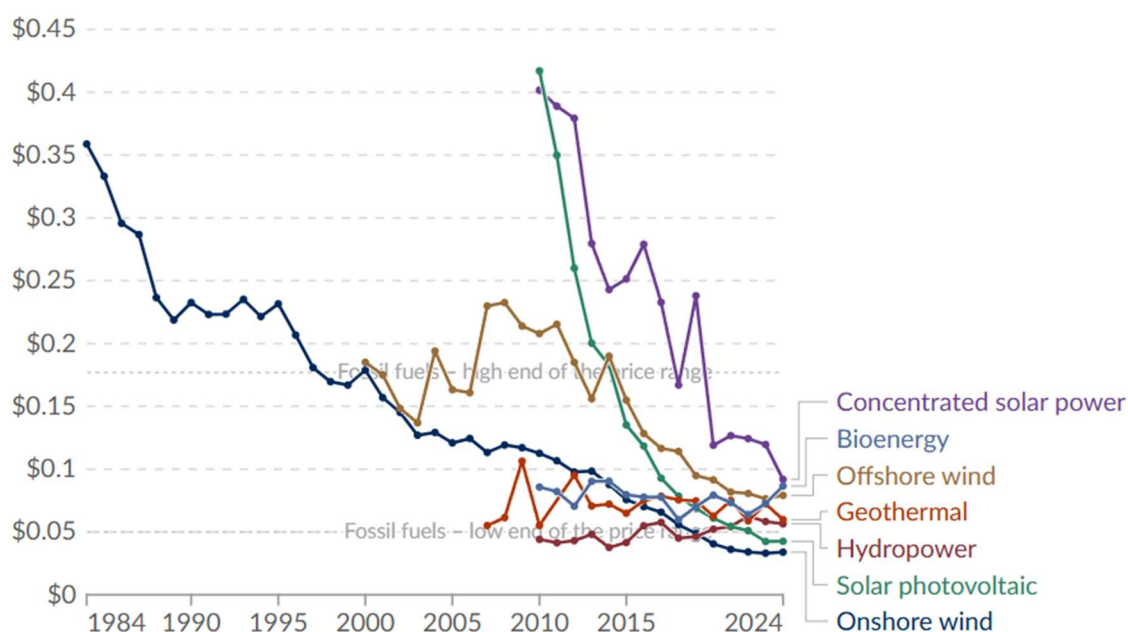


Figura 19 - Evolução do LCOE em USD/kWh para diferentes modos de geração 1984 – 2024 (Our World in Data, 2024)

- Eólica *Offshore* vs. Eólica *Onshore*:** A comparação direta entre as duas modalidades de energia eólica revela tendências distintas. A eólica onshore (linha azul-escuro) apresenta um LCOE consistentemente mais baixo, partindo de cerca de \$0,35 por kWh em 1984 e alcançando aproximadamente \$0,03 por kWh em 2024. Já a eólica offshore (linha amarela), apesar de ter mantido um custo relativamente alto e estável até meados de 2010 (em torno de \$0,20 por kWh), demonstrou uma queda acentuada a partir de 2015, atingindo cerca de \$0,05 por kWh em 2024. Essa redução mostra que a eólica offshore está se tornando rapidamente competitiva, embora ainda esteja atrás da onshore em termos de custo.

- **Eólica *Offshore* vs. Solar Fotovoltaica e Outras Fontes:** A análise da eólica *offshore* (linha amarela) em relação às demais fontes também é reveladora. A solar fotovoltaica (linha roxa) teve a maior queda de LCOE no gráfico, indo de um patamar superior a \$0,40 por kWh em 2010 para cerca de \$0,04 por kWh em 2024, tornando-se a segunda fonte mais barata. A energia hidrelétrica (linha vermelha) manteve um LCOE mais estável e competitivo ao longo do período, em torno de \$0,05 por kWh, similar ao custo atual da eólica *offshore*. Por outro lado, a solar concentrada (linha verde) apresentou o LCOE mais alto do gráfico, com picos acima de \$0,40 por kWh e um declínio menos acentuado que a fotovoltaica, terminando o período com custos superiores aos da eólica *offshore* e da maioria das outras renováveis.

Em suma, a análise da Figura 19 destaca que a significativa queda do LCOE da eólica *offshore* não ocorre de forma isolada, mas sim como uma tendência mais ampla de competitividade crescente das energias renováveis. Essa dinâmica de custos, impulsionada por avanços tecnológicos e pela busca por economias de escala, é crucial para a viabilidade de projetos eólicos *offshore* no longo prazo e para o futuro da matriz energética global, que se direciona cada vez mais para um mix dominado por fontes limpas.

3.1.2 Fatores de Custo em Parques Eólicos Offshore

Os custos totais dos projetos eólicos *offshore* flutuantes (FOW) também seguem essa mesma estrutura de classificação, com componentes específicos apresentados na Figura 20 (Maienza, et al., 2020).

A esses grupos somam-se ainda fatores externos que influenciam diretamente o LCOE, como o ambiente regulatório, o risco país, as condições de financiamento e a estabilidade jurídica.

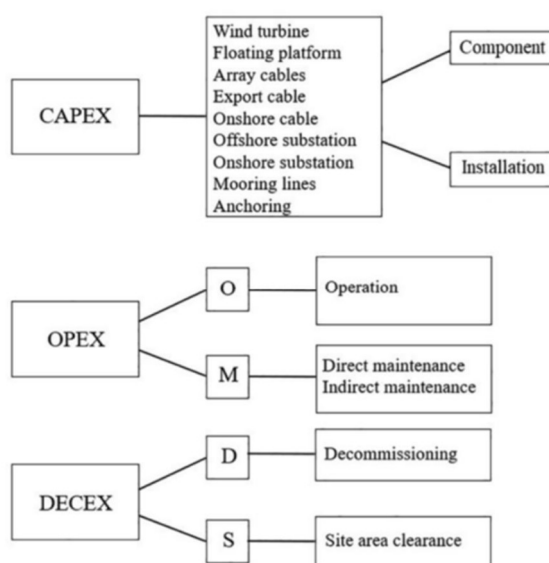


Figura 20 - Componentes gerais de CAPEX, OPEX e DECEX em um parque eólico *offshore*.

Para que essa métrica seja confiável, é fundamental considerar todos os fluxos financeiros relevantes ao longo da vida útil do projeto, tais como (Guimarães, et al., 2022):

- CAPEX (*Capital Expenditure*): investimentos iniciais, como turbinas, fundações, subestações, cabos e logística.
- OPEX (*Operational Expenditure*): custos de operação, manutenção, seguros e pessoal técnico.
- DECEX (*Decommissioning Expenditure*): custos de desativação e recuperação ambiental ao fim da vida útil.
- AEP (*Annual Energy Production*): quantidade anual de energia gerada (em MWh ou GWh).
- r (taxa de desconto): reflete o custo de capital ou o retorno mínimo esperado pelo investidor.

3.2 Descrição do CAPEX

O CAPEX representa o montante de investimentos iniciais necessários para a implementação da central eólica *offshore*, contemplando turbinas, fundações, subestações, cabos submarinos, sistemas de controle, logística de transporte e instalação (Maienza, et al., 2020). Para garantir flexibilidade ao modelo, o CAPEX é parametrizado como a somatória de n_c componentes definidos pelo usuário, conforme demonstrado na Eq. (8):

$$\text{CAPEX} = \sum_{i=1}^{n_c} C_i \quad (8)$$

Onde:

- C_i : Componente de custo de capital (ex: “Fundação”, “Cabo Submarino”, “Instalação de Turbinas”);
- n_c : Número total de categorias de CAPEX inseridas pelo usuário.

Essa abordagem permite ao usuário descrever livremente cada componente, atribuir valores e incluir quantos itens forem necessários, adaptando o modelo às particularidades de cada projeto *offshore*.

3.3 Descrição do OPEX

O OPEX compreende os custos recorrentes durante a operação do parque eólico, incluindo manutenção programada, manutenções corretivas, seguros, monitoramento remoto, gestão técnica e logística de acesso *offshore* (Cardoso, 2024).

No modelo adaptável, o OPEX no ano t é dado pela Eq. (9):

$$OPEX_t = \left(\sum_{j=1}^{nO} O_j \right) \times D_t \quad (9)$$

Onde:

- O_j : Componente de custo operacional (ex: manutenção preventiva, corretiva, seguros);
- nO : Número de categorias de OPEX definidas pelo usuário;
- D_t : Fator de frequência ou número de eventos no ano t .

Dessa forma, o usuário pode ajustar tanto a lista de componentes quanto a intensidade anual de cada atividade, refletindo variações de manutenção ou exigências de operação.

3.4 Descrição do DECEX

O DECEX refere-se aos custos de desativação do parque ao final de sua vida útil, como remoção de turbinas, estruturas submarinas, cabos e recuperação ambiental (A KBR COMPANY, 2023).

A estimativa do DECEX é calculada como o valor presente de um custo futuro no ano $n+1$, com base nas Eq. (10) e Eq. (11):

$$D_1 = \sum_{k=1}^{nD} D_k \quad (10)$$

$$DECEX_{n+1} = D_1 \times \frac{1}{(1+r)^{n+1}} \quad (11)$$

Onde:

- D_k : Componente de custo de descomissionamento (ex: remoção mecânica, desgaste de cabos, recuperação Ambiental);
- nD : número de categorias de DECEX inseridas pelo usuário;
- r : Taxa de desconto.
- n : Vida útil do projeto em anos.

Assim, o DECEX é incorporado de forma modular, permitindo que o usuário detalhe cada elemento antes de aplicar o desconto para o valor presente.

3.5 Equação Final do LCOE

Com as decomposições apresentadas, a equação do LCOE adaptável para centrais eólicas *offshore* é expressa através da Eq. (12):

$$\text{LCOE} = \frac{\sum_{t=0}^n \left[\underbrace{\sum_{i=1}^{n_C} C_{i,t}}_{\text{CAPEX}_t} + \underbrace{\left(\sum_{j=1}^{n_O} O_j \right) D_t}_{\text{OPEX}_t} \right] (1+r)^{-t} + \underbrace{\left(\sum_{k=1}^{n_D} d_k \right) (1+r)^{-(n+1)}}_{\text{DECEX}_{n+1}}}{\sum_{t=1}^n AEP_t (1+r)^{-t}} \quad (12)$$

Onde:

- AEP_t : produção anual de energia no ano t ;
- r : Taxa de desconto;
- n : Vida útil do projeto em anos.
- Componentes $CAPEX_t$, $OPEX_t$, $DECEX_{(n+1)}$ conforme desenvolvido anteriormente.

Observação: a única variável financeira nesta fórmula é a taxa de desconto. Todos os demais indicadores (VAL, TIR, *Payback*) compartilham os mesmos fluxos de caixa e geração de energia, mas são calculados separadamente.

3.6 Parâmetros Financeiros Complementares

No desenvolvimento de uma metodologia de cálculo adaptável ao LCOE em centrais eólicas *offshore*, a compreensão e integração de parâmetros financeiros são fundamentais. Esses elementos influenciam diretamente a análise de viabilidade econômica e determinam o rigor do modelo frente a diferentes cenários operacionais e geográficos.

A metodologia proposta neste trabalho incorpora esses parâmetros de forma modular, permitindo ajustes conforme a realidade de cada projeto – seja em mercados consolidados, como o europeu, ou em contextos emergentes, como o brasileiro. A seguir, apresenta-se uma descrição conceitual de cada elemento, com foco na sua função dentro do modelo. Neste contexto, destacam-se os seguintes indicadores calculados a partir dos fluxos de receita $R_t = AEP_t \times tarifa$ e de custo $C_t = CAPEX_t + OPEX_t + DECEX_t$:

3.6.1 Valor Atual Líquido (VAL)

O Valor Atual Líquido (VAL) é uma métrica financeira que calcula a diferença entre os valores presentes das entradas e saídas de caixa ao longo do projeto. É obtido a partir da aplicação da taxa de desconto sobre os fluxos monetários (Martins Mestre, 2010).

No contexto do LCOE, o VAL é utilizado para avaliar o equilíbrio entre custos e receitas em termos atualizados, permitindo comparar diferentes alternativas de investimento com base em sua eficiência econômica, conforme podemos ver na equação (13) (Cardoso, 2024).

$$\text{VAL} = \sum_{t=0}^n (R_t - C_t) (1 + r)^{-t} \quad (13)$$

Onde:

- Projeto viável se $\text{VAL} > 0$;
- Indiferença se $\text{VAL} = 0$;
- Projeto inviável se $\text{VAL} < 0$.

3.6.2 Taxa Interna de Retorno (TIR)

A Taxa Interna de Retorno (TIR) corresponde a taxa de desconto que torna o VAL igual a zero. Em outras palavras, é o rendimento percentual do projeto considerando seus fluxos de caixa (Martins Mestre, 2010). A TIR permite avaliar o retorno esperado de forma relativa e compará-

lo com a taxa de desconto adotada: se a TIR for maior que à taxa de desconto, o projeto é considerado atrativo (Ferreira, 2025).

Esse indicador é particularmente útil em análises comparativas entre diferentes tecnologias ou locais de implantação, sendo amplamente aplicado em estudos de viabilidade econômica de projetos *offshore*, como podemos ver na Eq. (14):

$$\sum_{t=0}^n (R_t - C_t) (1 + \text{TIR})^{-t} = 0 \quad (14)$$

Onde:

- Indica a taxa de desconto que zera o VAL;
- Projeto atrativo se $\text{TIR} > r$.

3.6.3 Período de Recuperação do Capital

O *payback* financeiro indica o tempo necessário para que os retornos acumulados do projeto igualem o valor do investimento inicial. Apesar de não considerar o valor do dinheiro no tempo (exceto no caso do *payback* descontado), o indicador é frequentemente utilizado para estimar a liquidez do investimento e o risco associado ao retorno de capital (Diniz Júnior Gonçalves, 2012), conforme podemos ver na Eq. (15):

$$\sum_{t=0}^T (R_t - C_t) (1 + r)^{-t} \geq 0 \quad (15)$$

Onde:

- T : Período de *Payback*;
- R_t : Receitas no ano t ;
- C_t : Custos no ano t ;

Em projetos eólicos *offshore*, cujo horizonte de retorno é de longo prazo, o *payback* pode variar de 8 a 15 anos, dependendo das condições técnicas, operacionais e regulatórias. Reduzir o tempo de *payback*, por meio de melhorias tecnológicas ou incentivos fiscais, pode aumentar a atratividade de novos projetos.

3.7 Implementação Computacional do Modelo no Script MATLAB

Utilizando o modelo de cálculo do LCOE e dos demais indicadores financeiros, desenvolvido nas seções anteriores, é traduzido para um script computacional em MATLAB. O foco é descrever a estrutura e o funcionamento do código, incluindo suas partes que refletem a formulação matemática do LCOE. Serão também abordadas as recomendações essenciais para a consistência das unidades e a adaptabilidade do script, consolidando a ferramenta como um instrumento operacional para a análise de viabilidade de projetos eólicos *offshore*.

3.7.1 Descrição Geral do Script

O script MATLAB `calcularLCOE.m` foi desenvolvido para receber inputs interativos do usuário e calcular de forma automatizada os seguintes indicadores:

- Custo Nivelado de Energia (LCOE)
- Valor Atual Líquido (VAL)
- Taxa Interna de Retorno (TIR)
- *Payback* Descontado

Utilizando estruturas de laço (`for`), vetores e funções financeiras nativas do MATLAB, o código segue os seguintes passos:

1. **Informações Gerais do Projeto:** solicita título, localidade, descrição, vida útil (n) e taxa de desconto (r).
2. **Parametrização do CAPEX:** entrada de nC categorias, cada uma com descrição e valor, somatório em `totalCapex`.
3. **Parametrização do OPEX:** entrada de nO categorias, suas descrições e valores anuais.
4. **Inserção do AEP:** Insira os dados da produção anual de energia elétrica, ano a ano, juntamente com o fator de frequência/eventos Dt para o OPEX de cada ano.
5. **Parametrização do DECEX:** entrada de nD categorias e cálculo do valor presente no ano $n+1$ via desconto financeiro.
6. **Cálculo do LCOE:** montagem de numerador e denominador conforme Eq. 12, com soma dos custos descontados e da energia gerada.

7. **Cálculo de VAL, TIR e Payback Descontado:** criação do vetor de fluxos de caixa estendido (`cashFlowsExtended`), aplicação de desconto e uso de funções MATLAB para indicadores.
8. **Geração de Relatório Final:** impressão organizada de todos os inputs, componentes de custo, resultados numéricos e análise de viabilidade.

3.7.2 Recomendação de Unidades e Consistência

Para garantir a precisão dos resultados, recomenda-se utilizar as grandezas da seguinte maneira:

- **Moeda:** manter todos os valores monetários (CAPEX, OPEX, DECEX, tarifas) na mesma unidade (e.g., €/MWh).
- **Energia:** usar unidades consistentes para AEP e tarifa (e.g., MWh e €/MWh, ou GWh e €/GWh).
- **Taxas:** inserir taxas de desconto e retorno como valores decimais (e.g., 0.08 para 8%).
- **Período:** vida útil e *payback* em anos inteiros, com possibilidade de interpolação linear no cálculo de *payback* descontado.

3.7.3 Adaptabilidade do Script

O código foi estruturado para aceitar:

- Número variável de categorias de CAPEX, OPEX e DECEX;
- Fatores de frequência D_t ajustáveis ano a ano, permitindo simular variações de manutenção ou condições operacionais;
- Produção de energia anual configurável por ano, contemplando degradação ou variação de fatores de vento.

Essa flexibilidade torna o script adequado a diferentes cenários geográficos, regulatórios e tecnológicos, cumprindo os objetivos propostos da dissertação.

3.7.4 Como Usar o Script MATLAB

Para facilitar a adoção do modelo por outros pesquisadores e avaliadores, foi elaborado um passo a passo de uso:

1. Salvar o código.
2. Copie o conteúdo do script e cole em um arquivo novo no MATLAB.
3. Salve-o com o nome `calcularLCOE.m` no diretório de trabalho.
4. Executar o Script
5. Abra o MATLAB e ajuste o diretório atual para a pasta onde está `calcularLCOE.m`.
6. No *Command Window*, digite: `>> calcularLCOE`

- Precione Enter

Por fim, se realizará uma Interação guiada, onde o script solicitará sequencialmente:

- **Informações Gerais:** título do projeto, localidade, país, breve descrição, vida útil (n) e taxa de desconto (r).
- **CAPEX:** número de categorias e, para cada uma, descrição e valor.
- **OPEX:** número de categorias, descrição e valor anual de cada componente, e possível ajuste de fator de frequência/eventos (D_t) para cada ano.
- **Produção Anual de Energia (AEP):** valor por ano durante a vida útil.
- **DECEX:** número de categorias e descrição/valor de cada custo de descomissionamento.
- **Tarifa de Energia:** valor médio (por unidade de energia) para cálculo de VAL, TIR e *Payback* Descontado.

Após a inserção dos INPUTS pelo usuário, o script irá retornar no console:

- LCOE (por unidade de energia, ex: €/MWh).
- VAL com indicação de viabilidade.
- TIR com status de atratividade.
- *Payback* Descontado em anos.
- **Relatório Final:** resumo de inputs e outputs organizado.
- **Gráfico da Decomposição dos Custos (Valores Presentes):** Gráfico de pizza que mostra a proporção do CAPEX, OPEX e DECEX em relação aos custos totais do projeto. Os valores de cada categoria são apresentados já no valor presente, ou seja, descontados para o ano zero.
- **Gráfico de Produção Anual de Energia (AEP):** Este é um gráfico de barras que exibe a produção de energia anual (AEP) ao longo da vida útil do projeto. O eixo horizontal representa os anos do projeto, e o eixo vertical, a quantidade de energia produzida.
- **Gráfico de Fluxo de Caixa Acumulado Descontado:** Este gráfico de linha mostra a evolução do fluxo de caixa acumulado do projeto, com os valores descontados ao longo do tempo. Ele ajuda a visualizar o momento em que o projeto se torna financeiramente positivo (cruzando a linha do zero), o que corresponde ao *Payback* Descontado.

4 Aplicação e estudo de caso

Este capítulo apresenta a aplicação prática e a validação do modelo de cálculo do LCOE, desenvolvido no Capítulo 3, por meio de um estudo de caso real de um parque eólico *offshore*. Inicialmente, são detalhados os dados utilizados para a simulação, incluindo a decomposição do CAPEX e do OPEX, bem como as características de produção de energia e a vida útil do projeto. O capítulo também apresenta a validação do modelo, comparando o resultado obtido com valores de referência no caso base. Por fim, é realizada uma análise de sensibilidade para identificar as variáveis que mais influenciam a viabilidade econômica do projeto, como o AEP e o CAPEX. Este capítulo serve para demonstrar a robustez do modelo e a sua utilidade como ferramenta para a avaliação de riscos e tomada de decisões em projetos de energia eólica *offshore*.

4.1 Caracterização do local

Para fins de validação do algoritmo computacional desenvolvido para o cálculo do LCOE, é essencial a utilização de dados concretos, específicos e estruturados, abrangendo informações sobre o investimento inicial (CAPEX), os custos operacionais (OPEX), os custos de descomissionamento (DECEX), além da produção anual de energia (AEP) e vida útil do empreendimento. Contudo, a obtenção de dados públicos completos e detalhados de projetos eólicos *offshore* ainda é um desafio, principalmente no que diz respeito ao fracionamento dos custos por categoria.

Diante dessa limitação, foi selecionado como estudo de caso o projeto *Walney Offshore Wind Farm*, localizado no Mar da Irlanda, Reino Unido. A escolha se deu com base na ampla documentação disponível no estudo conduzido pela *Climate Policy Initiative (CPI)*, que analisa de forma estruturada os fatores técnicos e econômicos da implantação do empreendimento. O estudo fornece dados estimados com base em *benchmarks* confiáveis da indústria, sendo

amplamente referenciado na literatura científica e em avaliações de viabilidade de projetos *offshore*.

O *Walney Offshore Wind Farm* é um complexo eólico *offshore* situado a aproximadamente 15 km da costa de Cumbria, Reino Unido. Operado pela *Ørsted* em parceria com outras empresas do setor, o empreendimento é composto por duas fases iniciais (*Walney 1 e Walney 2*), totalizando 367,2 MW de capacidade instalada, distribuídos em 102 turbinas Siemens SWT-3.6-107 (CLIMATE POLICY INITIATIVE, 2012).



Figura 21 - *Walney Offshore Windfarm* (visit Cleveleys, 2019)

Assim, os dados apresentados foram utilizados como base para a aplicação prática e validação do script desenvolvido, permitindo avaliar a consistência dos resultados e realizar uma comparação com os valores estimados de LCOE apresentados pelo autor do estudo. Cabe ressaltar que a intenção não é reproduzir ou replicar os valores do estudo de forma passiva, mas sim aplicar a metodologia computacional proposta em um cenário representativo e realisticamente modelado, testando sua capacidade de lidar com dados próximos aos de um projeto real.

4.2 Dados utilizados no modelo

O estudo da *Climate Policy Initiative (CPI)* apresenta informações consolidadas sobre o projeto *Walney Offshore Wind Farm*, incluindo estimativas de custos e parâmetros técnicos para análise econômica. No entanto, parte desses dados é fornecida apenas de forma agregada, o que exigiu

adaptações para aplicação no algoritmo desenvolvido. A Tabela Tabela 2 apresenta o conjunto de valores fornecidos pelo estudo da CPI (CLIMATE POLICY INITIATIVE, 2012).

Tabela 2 - Valores Fornecidos pelo estudo da CPI (Elaboração Própria)

Parâmetro	Valor fornecido	Fonte / Observação
Capacidade instalada	367,2 MW	Dado real do projeto
Número de turbinas	102 (2×51)	
Tipo de turbina	Siemens SWT-3.6-107 (3,6 MW)	
Produção anual estimada (AEP)	1.383.000 MWh	Valor citado no estudo da CPI
Fator de capacidade	43%	
Vida útil do projeto	20 anos	
CAPEX total estimado	€1.343.650.000	
OPEX anual estimado	€29,07/MWh	Valor citado no estudo da CPI
DECEX (descomissionamento)	€28.940.000 (valor futuro)	Valor provisionado no estudo CPI
Taxa de desconto anual r	5%	Valor citado no estudo da CPI
LCOE estimado pelo autor	€112,18/MWh	Resultado do estudo CPI para o projeto

Obs: Todos os valores monetários do estudo foram fornecidos em libras esterlinas (£). Para prosseguir esse estudo, todos os valores foram convertidos de libras esterlinas (£) para euros (€), utilizando a taxa de câmbio média de 2012, ano de publicação do estudo, onde taxa de conversão indica que 1 libra esterlina corresponde aproximadamente a 1,2215 euros, enquanto 1 dólar americano equivale a cerca de 0,7580 euros (COMISSÃO EUROPEIA, 2012).

4.2.1 Decomposição CAPEX

No que se refere ao CAPEX, o estudo da CPI apresenta apenas o valor total estimado do investimento, situado em €1.343.650.000, sem detalhamento por categorias de despesa. Para possibilitar a utilização desses dados no presente trabalho, foi realizada uma segmentação do valor total em componentes típicos de projetos eólicos *offshore* — incluindo turbinas, fundações, subestações, cabos, instalação e outros custos — com base em percentuais médios extraídos da literatura técnica especializada. As contribuições para o custo do CAPEX fundamentam-se principalmente em estudos bibliográficos, em parques eólicos *offshore* já estabelecidos. Devido à limitação de dados, alguns elementos de custo são estimativas aproximadas. A Figura 22 apresenta um exemplo da distribuição dos custos do CAPEX, extraído do relatório LIFES 50+ (Lerch, 2019) (Solvik, et al., 2022).

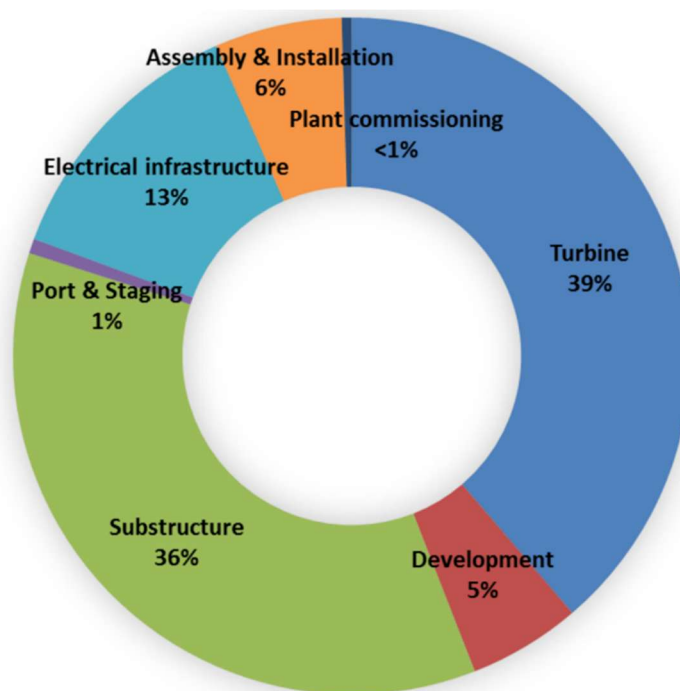


Figura 22 - Distribuição média do CAPEX para uma central Eólica *Offshore* até 50m (Lerch, 2019) (Solvik, et al., 2022).

Com base em percentuais médios extraídos da literatura técnica especializada, foi atribuída a decomposição do CAPEX, conforme a Tabela 3 abaixo:

Tabela 3 - INPUTS - Decomposição CAPEX (Elaboração Própria)

Decomposição CAPEX		
Parâmetro	Valor	Porcentagem
CAPEX TOTAL	€ 1.343.650.000,00	100,0%
Turbina	€ 524.023.500,00	39,0%
Subestrutura	€ 483.714.000,00	36,0%
Infraestrutura Elétrica	€ 174.674.500,00	13,0%
Montagem e Instalação	€ 80.619.000,00	6,0%
Desenvolvimento	€ 67.182.500,00	5,0%
Porto e Estadiamento	€ 6.718.250,00	0,5%
Comissionamento da Central	€ 6.718.250,00	0,5%

Obs: A decomposição do CAPEX apresentada tem como finalidade a visualização e a organização dos custos, servindo como uma demonstração da capacidade do modelo computacional e do relatório final do script em detalhar e apresentar dados de forma segmentada. É importante salientar que o valor total do CAPEX não foi alterado; a soma de todos os seus componentes é equivalente ao valor original. Portanto, esta análise não impacta o resultado do LCOE, que permanece consistente com o valor calculado com base no dado original.

4.2.2 Decomposição OPEX

O OPEX adotado, de €29,07/MWh, foi extraído diretamente do estudo da CPI. Para detalhar a composição desse custo, foi utilizada a estrutura de decomposição apresentada no "*Guide to an Offshore Wind Farm*" (BVGAssociates, 2024). Com base nos valores de exemplo fornecidos por essa fonte, foi calculada a percentagem relativa de cada componente do OPEX, aplicando essas proporções ao valor total de €29,07/MWh. A decomposição aproximada pode ser vista na Tabela 4 abaixo:

Tabela 4 - INPUTS - Decomposição OPEX (Elaboração própria)

Decomposição OPEX ANUAL		
Parâmetro	Valor	Porcentagem
OPEX TOTAL	€ 40.203.810,00	100,0%
Porto de operações, manutenção e serviços	€ 2.018.231,26	5,0%
Centro de controle de Operações	€ 603.057,15	1,5%
Treinamento	€ 1.206.114,30	3,0%
Logística Terrestre	€ 603.057,15	1,5%
Recurso Técnico	€ 3.015.285,75	7,5%
Seguro	€ 5.427.514,35	13,5%
Logística <i>Offshore</i>	€ 3.216.304,80	8,0%
Manutenção e serviço de turbinas	€ 17.689.676,40	44,0%
Equilíbrio entre manutenção e serviço da planta	€ 6.022.530,74	15,0%
Inspecções estatutárias	€ 402.038,10	1,0%

Obs: Esta decomposição do OPEX tem como finalidade principal a visualização e a organização dos custos, servindo como uma demonstração da capacidade do modelo computacional e do relatório final do script em detalhar e apresentar dados de forma segmentada. É importante salientar que o valor total de €29,07/MWh não foi alterado; a soma de todos os componentes na Tabela 4 é equivalente a esse valor. Portanto, esta análise não impacta o resultado do LCOE, que permanece consistente com o valor calculado com base no dado original fornecido pela CPI.

O DECEX (custo de descomissionamento) foi informado explicitamente no relatório da CPI como €28,94 milhões (valor futuro), correspondendo a uma provisão financeira para o encerramento das operações do parque eólico.

Outros parâmetros relevantes, como a AEP de 1.383 GWh e o fator de capacidade de 43%, foram derivados pela própria CPI com base nos dados técnicos do projeto. A vida útil considerada foi de 20 anos, assumida como premissa padrão para análise financeira.

Por fim, o valor de LCOE de aproximadamente €112,18/MWh corresponde ao cálculo realizado pela CPI para o projeto *Walney*, servindo como referência para comparação com o resultado obtido pelo script desenvolvido neste trabalho.

4.3 Desenvolvimento da Aplicação

A aplicação da metodologia e do script computacional desenvolvido no Capítulo 3 é demonstrada através do estudo de caso do *Walney Offshore Wind Farm*. O objetivo é testar a funcionalidade e a adaptabilidade do modelo de cálculo do LCOE, bem como dos indicadores financeiros complementares (VAL, TIR, *Payback*), em um cenário com dados reais, ainda que parcialmente desagregados.

A aplicação seguiu a sequência de inserção de dados interativos projetada na ferramenta. Para manter a clareza e a objetividade do corpo principal do texto, as capturas de tela detalhando cada passo da inserção de dados no *prompt* do MATLAB foram compiladas no Anexo B. As subseções a seguir descrevem cada etapa do processo, fazendo referência cruzada às tabelas de dados e às respectivas ilustrações no anexo.

4.3.1 Informação Geral

O primeiro passo consistiu na inserção dos parâmetros fundamentais que definem o escopo da análise. Foram inseridos o título do projeto ("*Walney Offshore Wind Farm*"), sua localização ("Mar da Irlanda, Reino Unido"), a vida útil de 20 anos e a taxa de desconto anual de 5% (0.05), todos extraídos diretamente do estudo de referência da *Climate Policy Initiative* (CPI). Estes dados de entrada estabelecem a base temporal e financeira para todos os cálculos subsequentes de valor presente. O registro detalhado da inserção destes dados no *prompt* do MATLAB pode ser consultado no **Anexo B, Script B.1**.

4.3.2 Parametrização do CAPEX

Conforme discutido na seção 4.2.1, o estudo da CPI forneceu apenas o valor total do CAPEX. Para testar a funcionalidade de decomposição de custos do script, o valor total de € 1.343.650.000,00 foi segmentado em 7 categorias de custo típicas, com base nas proporções percentuais definidas na Tabela 3. Cada um desses componentes foi inserido individualmente no script, que, ao final, somou os valores para validar a consistência com o montante total original. A sequência de inserção de cada componente do CAPEX no script está documentada no **Anexo B, Script B.2**.

4.3.3 Parametrização do OPEX

De forma análoga ao CAPEX, o custo operacional anual, derivado do valor de €29,07/MWh do estudo da CPI, foi detalhado em múltiplas categorias, seguindo a estrutura apresentada na Tabela 4. Estes valores anuais foram inseridos no modelo, demonstrando sua capacidade de gerir um detalhamento granular dos custos recorrentes. O detalhamento da entrada de cada uma das categorias do OPEX na ferramenta computacional é apresentado no **Anexo B, Script B.3**.

4.3.4 Produção Anual de Energia (AEP)

O modelo utiliza uma produção anual de energia constante de 1.383.000 MWh para o caso-base, baseando-se no estudo de referência. Esse valor é aplicado para os 20 anos de vida útil do projeto. No entanto, o diferencial da ferramenta é sua flexibilidade. Sua interface de entrada de dados, disponível no Anexo B, Script B.4, foi projetada para aceitar valores de produção de energia e fatores de frequência de manutenção distintos para cada ano. Isso permite simular cenários mais realistas, como a queda na produção causada por um evento de manutenção não programada, que, por sua vez, eleva o custo operacional (OPEX). Essa capacidade de interligar a indisponibilidade de equipamentos com o custo e a produção demonstra o realismo do modelo, tornando-o uma ferramenta robusta para análise de risco e simulação de cenários operacionais.

4.3.5 Parametrização do DECEX

O custo de descomissionamento (DECEX) foi inserido no script como um custo futuro único de € 28,94 milhões, conforme especificado no relatório da CPI. Uma das funcionalidades importantes do modelo é o tratamento automatizado deste tipo de despesa. Ao receber o valor futuro, o script aplicou internamente a taxa de desconto de 5% ao longo do período do projeto (n+1) para calcular o seu valor presente, que é a cifra efetivamente utilizada no cálculo do LCOE. O registro da entrada deste custo futuro e o cálculo automático do seu valor presente pelo script são demonstrados no **Anexo B, Script B.5**.

4.3.6 Definição da Tarifa de Energia para Análises Complementares

Por fim, o script solicita a inserção da tarifa de energia de venda (Tarifa_Eletricidade), este valor é essencial para o cálculo da receita anual do projeto e, conseqüentemente, para a determinação do Valor Presente Líquido (VAL) e do *Payback* Descontado. Levando em consideração que o estudo da CPI não disponibilizou a Tarifa de Energia, foi utilizado como base o valor médio do mercado N2EX do Reino Unido em janeiro de 2025, que foi de 140,67 €/MWh (AleaSoft Energy Forecasting, 2025) conforme a premissa de um cenário de preço de venda constante para a energia gerada. A etapa final de inserção de dados, correspondente à tarifa de energia, está documentada no **Anexo B, Script B.6**.

Com todos os dados devidamente inseridos, o script foi executado para gerar os resultados que serão apresentados e analisados na seção 4.4.

4.4 Resultados obtidos

Após a execução do script *calcularLCOE.m* com os dados do *Walney Offshore Wind Farm*, os resultados obtidos para os indicadores de viabilidade econômica são apresentados e analisados a seguir.

A Tabela 5 e os scripts documentados no Anexo B (B.6 a B.10) representam o relatório final que o script fornece. Esses documentos contêm os principais indicadores calculados, que servem de base para a validação do modelo e para a discussão do desempenho financeiro do projeto.

Tabela 5 - OUTPUTS - Cálculos Financeiros (Elaboração Própria)

Custo Nivelado de Energia (LCOE)	€107,6322/MWh
Valor Atual Líquido (VAL)	€569414646,42
Taxa Interna de Retorno (TIR)	9,63%
Payback Descontado	11,72 anos
Análise de Viabilidade	Com base nos indicadores, projeto é viável.

Os resultados calculados fornecem uma visão abrangente da viabilidade do projeto Walney. O LCOE obtido pelo script, por exemplo, pode ser comparado diretamente com o valor de €112,18/MWh estimado pelo estudo da CPI, o que permite a validação do modelo, além disso, fornecendo matematicamente a análise de viabilidade.

Os gráficos gerados pelo script também auxiliam na interpretação visual dos resultados:

- **Gráfico de Decomposição dos Custos (Valores Presentes):** Este gráfico de pizza ilustra a contribuição relativa de cada componente de custo (CAPEX, OPEX, DECEX) em valores presentes. Ele reforça a predominância do CAPEX nos custos totais de projetos eólicos *offshore*.

Decomposição dos Custos Totais do Projeto (Valores Presentes)
DECEX (0.56%)

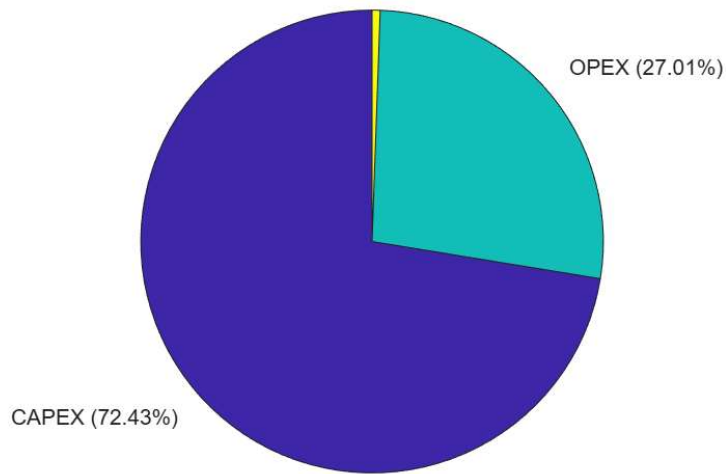


Figura 23 - Gráfico de Decomposição dos Custos (Elaboração Própria)

- **Gráfico de Produção Anual de Energia (AEP):** O gráfico de barras mostra a produção anual de energia, que no cenário de base se mantém constante ao longo da vida útil do projeto.

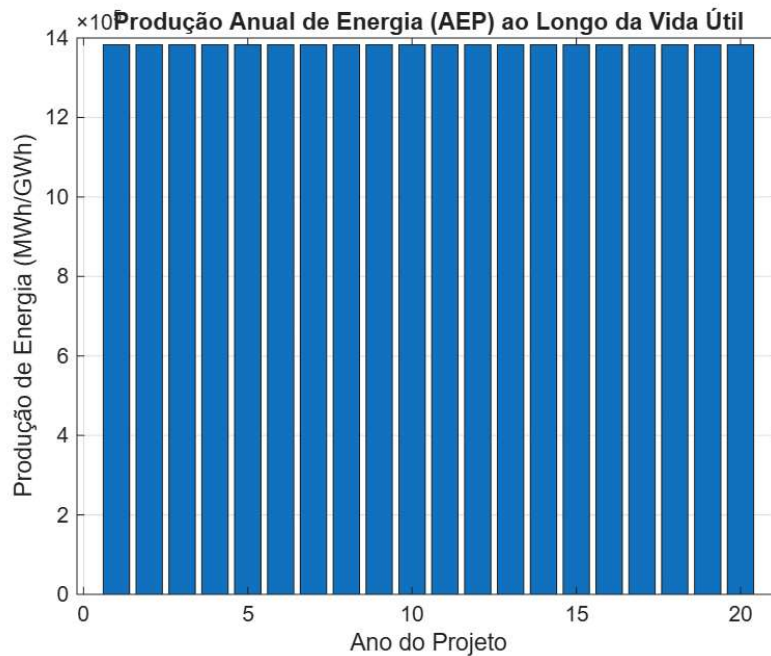


Figura 24 - Gráfico de Produção Anual de Energia AEP (Elaboração Própria)

- **Gráfico de Fluxo de Caixa Acumulado Descontado:** Este gráfico de linha é fundamental para a análise do retorno do investimento, indicando o ponto de cruzamento com a linha zero, que corresponde ao *Payback* Descontado.

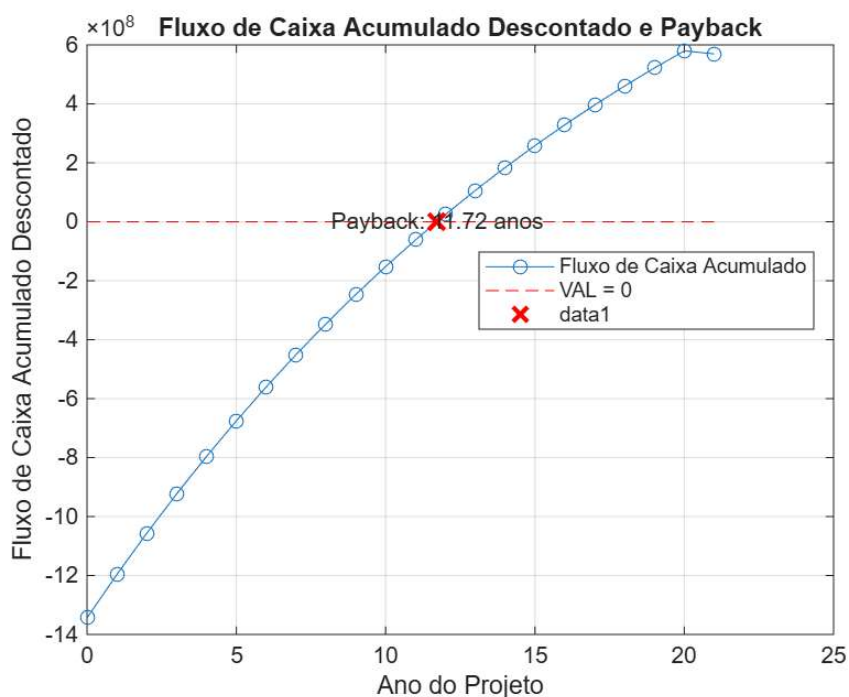


Figura 25 - Gráfico de Fluxo de Caixa Acumulado Descontado (Elaboração Própria)

4.5 Validação do Script

A validação do modelo computacional foi estabelecida através da comparação direta entre o LCOE calculado pelo script e o valor de referência do estudo da *Climate Policy Initiative* (CPI). Este método serve como principal critério para atestar a robustez e a precisão do modelo.

Embora não se esperasse uma replicação exata dos resultados, dadas as premissas de decomposição de custos adotadas, a análise demonstrou uma elevada proximidade. O LCOE calculado pelo script para o projeto *Walney Offshore Wind Farm* foi de €107,6322/MWh, comparando com o LCOE de €112,18/MWh estimado pelo estudo da CPI. Isso revela uma diferença de apenas 4,05% em relação ao valor do estudo original. A pequena margem de desvio confirma a validade e a eficácia do script.

Também podemos observar na Figura 25 do fluxo de caixa acumulado descontado, a análise financeira do projeto demonstra a sua viabilidade e atratividade. O período de *payback* descontado é de 11,72 anos, o que indica que o investimento inicial será recuperado dentro de um prazo razoável. Além disso, como podemos ver na Tabela 5, a Taxa Interna de Retorno (TIR)

de 9,63%, que é a taxa de desconto que torna o Valor Atual Líquido (VAL) igual a zero, apresenta um valor superior à taxa de desconto utilizada na análise ($TIR > r$), confirmando a viabilidade económica para o projeto.

A pequena margem de desvio do LCOE, além dos cálculos financeiros extraídos do relatório final fornecido pelo script confirma a validade, a adaptabilidade e eficácia da metodologia desenvolvida.

4.6 Análise de Sensibilidade

A inclusão de uma análise de sensibilidade é uma etapa crucial para a robustez de um modelo de cálculo desenvolvido, especialmente em projetos de longo prazo como os de energia eólica *offshore*. Ela permite avaliar o impacto das incertezas inerentes às estimativas de custo e produção na viabilidade do projeto.

Para esta análise, foram selecionadas as três variáveis mais críticas e de maior incerteza:

- **CAPEX:** Devido à sua magnitude e à natureza de estimativa por decomposição.
- **AEP:** Representa a incerteza da produção de energia real em relação à projetada.
- **Taxa de Desconto (r):** A única variável puramente financeira que reflete o risco de mercado e o custo de capital.

Onde a Tabela 6 apresenta os resultados da análise, mostrando como o LCOE se altera com variações de $\pm 10\%$ e $\pm 20\%$ em cada uma das variáveis, enquanto as demais são mantidas constantes.

Tabela 6 - Análise de Sensibilidade (Elaboração Própria)

Variável Sensibilizada	Variação Percentual	Novo Valor da Variável	LCOE Calculado (€/MWh)	Variação do LCOE (%)
Cenário Base	-	CAPEX: €1.343.650.000,00	107,6322	-
		AEP: 1383000 MWh		
		Taxa de Desconto: 5%		
CAPEX	-20%	€1.074.920.000,00	92,0422	-14,49
	-10%	€1.209.285.000,00	99,8381	-7,24
	+10%	€1.478.015.000,00	115,4300	7,24
	+20%	€1.612.380.000,00	123,2260	14,49
Taxa de Desconto	-20%	4%	101,2357	-5,94
	-10%	4,50%	104,3990	-3,00
	+10%	5,50%	110,9392	3,07

	+20%	6%	114,3125	6,21
AEP	-20%	1106400	134,5426	25,00
	-10%	1244700	119,5934	11,11
	+10%	1521300	97,8491	-9,09
	+20%	1659600	89,6951	-16,67

A análise da Tabela 5 revela a magnitude do impacto de cada variável sobre o LCOE. Conforme podemos observar na tabela, todos os parâmetros testados influenciaram o valor do LCOE, mas a variável que mais sensibilizou o resultado foi a AEP. Uma variação de -20% na AEP elevou o LCOE em 25,00%, enquanto um aumento de 20% na produção resultou numa diminuição de 16,67% no custo. Esta relação inversa e amplificada é esperada, visto que a AEP constitui o denominador da equação do LCOE; uma menor produção de energia dilui os custos totais por um número menor de MWh, aumentando drasticamente o custo unitário.

O CAPEX demonstrou ser a segunda variável mais influente. Uma variação de $\pm 20\%$ no investimento inicial resultou numa alteração direta de $\pm 14,49\%$ no LCOE. Sendo o CAPEX o principal componente dos custos totais do projeto (representando 72,43% dos custos em valor presente no cenário base), era esperado que a sua variação tivesse um impacto significativo, embora menos pronunciado que o da AEP.

Por fim, a taxa de desconto foi a variável com menor impacto entre as analisadas. Uma variação de $\pm 20\%$ nesta taxa (de 5% para 4% ou 6%) alterou o LCOE em aproximadamente $\pm 6\%$. A influência mais moderada deve-se ao facto de a taxa de desconto ser aplicada tanto ao numerador (custos futuros como OPEX e DECEX) quanto ao denominador (produção futura de energia) da fórmula do LCOE, o que atenua o seu efeito líquido no rácio final.

Para visualizar de forma clara e comparativa o impacto destas variáveis, foi elaborado um Gráfico de Tornado. Este gráfico ordenaria as variáveis da mais para a menos impactante, com barras horizontais representando a variação do LCOE para os desvios de 20% em cada parâmetro. A barra mais longa, no topo do gráfico, corresponderia à AEP, seguida pelo CAPEX e, por fim, pela taxa de desconto, confirmando visualmente que a viabilidade econômica do projeto é mais sensível às incertezas na geração de energia, conforme podemos observar na Figura 26.

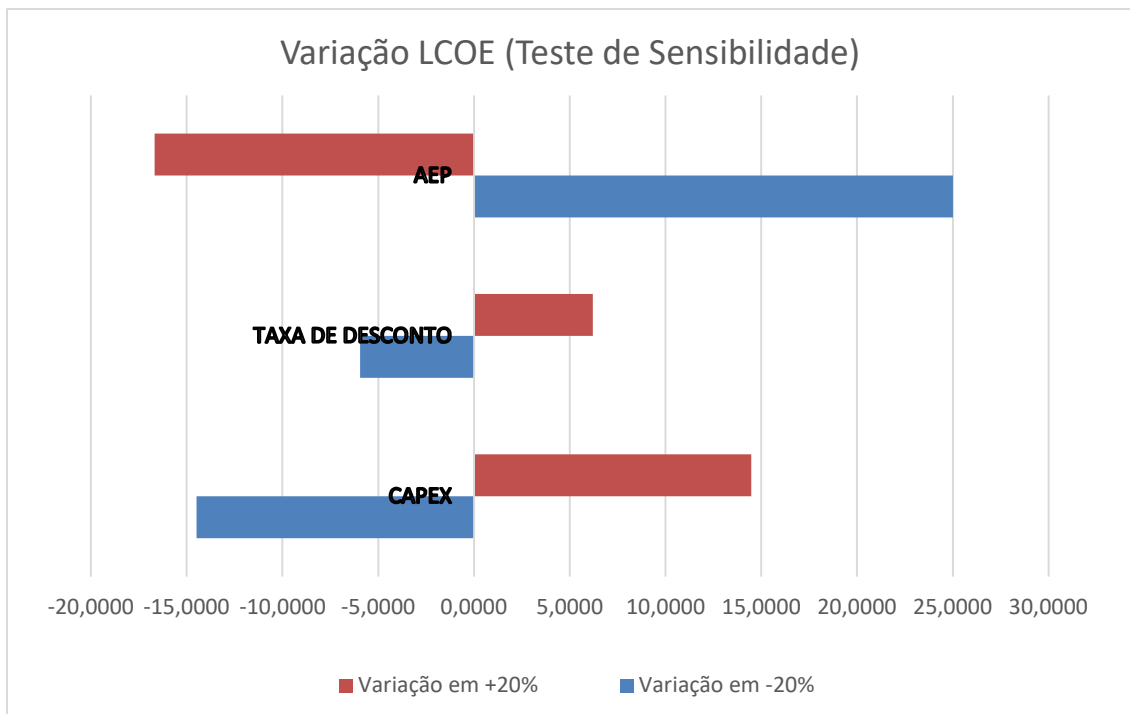


Figura 26 - Variação do LCOE (Teste de Sensibilidade) (Elaboração Própria)

Esta análise de sensibilidade reforça a robustez do modelo desenvolvido, não apenas para calcular um valor pontual de LCOE, mas também como ferramenta de avaliação de risco. Fica evidente que a principal condicionante para o sucesso financeiro do projeto *Walney*, e de empreendimentos similares, reside na garantia da produção energética estimada. Portanto, a precisão nas avaliações do recurso eólico e a fiabilidade e disponibilidade das turbinas são fatores críticos que devem ser priorizados durante todo o ciclo de vida do projeto.

4.7 Síntese e Discussão dos Resultados

Os objetivos propostos foram alcançados com sucesso, conforme demonstrado pela análise dos resultados. Os principais destaques são:

- **Validação do Modelo:** O LCOE calculado para o estudo de caso foi de €107,6322/MWh. Esse valor apresenta uma notável convergência com a referência de €112,18/MWh, com um desvio de apenas 4,05%. Essa proximidade confirma a validade da metodologia e a correta implementação dos cálculos.
- **Análise de Sensibilidade:** A AEP foi identificada como a variável de maior impacto no LCOE. Uma redução de 20% na geração de energia levou a um aumento de 25% no custo.

- **Influência dos Custos:** O CAPEX foi o segundo fator mais influente. Uma variação de $\pm 20\%$ no investimento inicial resultou em uma alteração de $\pm 14,49\%$ no LCOE. A taxa de desconto, embora relevante, demonstrou um impacto mais moderado.

Esses resultados indicam que a viabilidade de projetos eólicos *offshore* está intrinsecamente ligada à garantia da produção energética e à gestão rigorosa dos custos de investimento inicial.

5 Conclusões

Com base em uma análise aprofundada das tecnologias, desafios e quadros regulatórios da energia eólica *offshore*, este trabalho desenvolveu e validou uma metodologia computacional robusta e adaptável para o cálculo do LCOE em parques eólicos *offshore*. A pesquisa abordou os principais componentes tecnológicos, como turbinas e fundações, e os desafios inerentes a esses projetos, além de analisar os panoramas regulatórios e de incentivos no Brasil, na União Europeia e em Portugal, contextualizando a importância de uma ferramenta de análise de viabilidade econômica.

A implementação de um script em MATLAB resultou em uma ferramenta analítica capaz de integrar variáveis técnicas e financeiras. A aplicação da metodologia ao estudo de caso do *Walney Offshore Wind Farm* validou a precisão do modelo e permitiu extrair conclusões significativas sobre os fatores que governam a competitividade da energia eólica em ambiente marítimo.

5.1 Análise Conclusiva

Este trabalho desenvolveu e validou uma metodologia computacional robusta e adaptável para o cálculo do LCOE em parques eólicos *offshore*, fundamentada em uma análise aprofundada das tecnologias, desafios e quadros regulatórios do setor. A pesquisa abordou os componentes tecnológicos essenciais, como turbinas e fundações, e analisou os panoramas regulatórios no Brasil, na União Europeia e em Portugal, contextualizando a necessidade de uma ferramenta de análise de viabilidade econômica.

A implementação de um script em MATLAB resultou em uma ferramenta analítica eficaz, capaz de integrar variáveis técnicas e financeiras. A aplicação da metodologia ao estudo de caso do

Walney Offshore Wind Farm validou a precisão do modelo, com o LCOE calculado de €107,6322/MWh, apresentando uma convergência notável com o valor de referência de €112,18/MWh, um desvio de apenas 4,05%. Esta proximidade confirma a validade da metodologia e a correta implementação dos cálculos.

A análise de sensibilidade identificou a AEP como a variável de maior impacto no LCOE, onde uma redução de 20% na geração elevou o custo em 25%. O CAPEX emergiu como o segundo fator mais influente, com uma variação de $\pm 20\%$ no investimento resultando em uma alteração de $\pm 14,49\%$ no LCOE. A taxa de desconto, embora relevante, demonstrou um impacto mais moderado. Estes resultados sublinham que a viabilidade de projetos eólicos *offshore* está intrinsecamente ligada à garantia da produção energética e à gestão rigorosa dos investimentos iniciais.

Do ponto de vista metodológico, o trabalho oferece uma estrutura de cálculo transparente e reproduzível, materializada em um script de MATLAB que pode ser facilmente adaptado por outros pesquisadores, profissionais do setor e para fins educacionais. Na prática, a identificação da AEP como a variável mais crítica fornece uma orientação estratégica para investidores, reforçando a necessidade de priorizar estudos de vento de alta precisão e a seleção de tecnologias que garantam máxima confiabilidade operacional. Assim, a pesquisa apresenta uma ferramenta valiosa para a tomada de decisões, otimização de projetos e mitigação de riscos no crescente setor da energia eólica *offshore*.

5.2 Perspectivas Futuras

Apesar da robustez demonstrada, o modelo possui limitações e abre caminhos para futuras investigações. O script, na sua versão atual, não incorpora de forma dinâmica o impacto de políticas de incentivo, como tarifas *feed-in* ou benefícios fiscais, nem considera a volatilidade dos preços da energia no mercado. Futuros trabalhos poderiam expandir o modelo para incluir estas variáveis. Outro ponto de aprimoramento seria a inclusão do fator tempo de implementação no cálculo do CAPEX, aplicando a correção a valor presente dos custos ao longo do tempo de construção, o que refletiria de forma mais precisa os custos reais do projeto. Adicionalmente, poder-se-ia desenvolver uma melhor interface para simplificar a inserção de dados, bem como integrar análises de risco mais complexas, para modelar a incerteza dos parâmetros de entrada. A metodologia poderia ainda ser expandida para comparar o LCOE da eólica *offshore* com outras fontes de energia renovável, como a solar flutuante, oferecendo uma visão mais ampla para o planejamento energético.

Referências

Hau, E. & Renouard, H., 2013. *Wind Turbines: Fundamentals, Technologies, Application, Economics*. s.l.:s.n.

Lerch, M., 2019. *Qualification of innovative floating substructures for 10MW wind turbines and water depths greater than 50m*. [Online]

Available at:

<https://ec.europa.eu/research/participants/documents/downloadPublic?documentIds=080166e5c3ac71f4&appId=PPGMS>

[Acedido em 09 Agosto 2025].

A KBR COMPANY, 2023. Revisão de Suposições Técnicas e Custos de Geração. *Revisão do Custo Nivelado de Energia da Energia Eólica Offshore Flutuante*, Março.

Agência Europeia do Ambiente, 2023. *Um futuro baseado nas energias renováveis*. [Online]

Available at: <https://www.eea.europa.eu/pt/sinais-da-aea/sinais-2022/artigos/um-futuro-baseado-nas-energias-renovaveis>

[Acedido em 22 Outubro 2024].

AleaSoft Energy Forecasting, 2025. *Análise janeiro de 2025*. [Online]

Available at: <https://aleasoft.com/pt/janeiro-2025-mercados-europeus-precos-maximos-marco-2023/>

[Acedido em 10 Agosto 2025].

Alves, G. P., 2023. *Tempo de vida útil de projetos eólicos em Portugal*. [Online]

Available at:

<https://repositorium.sdum.uminho.pt/bitstream/1822/89339/1/Goncalo%20Pimentel%20Alves.pdf>

[Acedido em 24 Maio 2025].

Amaral, B. M., 2011. *Modelos VARX para Geração de Cenários de Vento e Vazão Aplicados à Comercialização de Energia*. [Online]

Available at: https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/19308/19308_1.PDF

[Acedido em 18 Maio 2025].

APREN - Associação Portuguesa de Energias Renováveis, 2024. *Portugal - Parques Eólicos 2023*. [Online]

Available at: <https://www.apren.pt/contents/documents/portugal-parques-eolicos-2023.pdf>.

[Acedido em 23 Julho 2025].

Azzellino, A., Rezaei, F., Contestabile, P. & Vicinanza, D., 2023. *Towards understanding environmental and cumulative impacts of floating wind farms: Lessons learned from the fixed-bottom offshore wind farms*. [Online]

Available at: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0964569123002971>
[Acedido em 24 Maio 2025].

Barooni, M. et al., 2022. *Floating Offshore Wind Turbines: Current Status and Future Prospects*. [Online]
Available at: <https://www.mdpi.com/1996-1073/16/1/2>
[Acedido em 24 Maio 2025].

Betz, A., 1920. *Das Maximum der theoretisch möglichen Ausnutzung des Windes durch Windmotoren. Zeitschrift für das gesamte Turbinenwesen..* s.l.:s.n.

Brizon, D. & Schild, N., s.d. *ESTUDO APLICADO DE UMA EÓLICA*. [Online]
Available at: https://e-lee.ist.utl.pt/realisations/EnergiesRenouvelables/FiliereEolienne/Generalites/Etudeappliquee/EstudoAplicado_PO.pdf
[Acedido em 18 Maio 2025].

BVGAssociates, 2024. *Guide to an Offshore Wind Farm*. [Online]
Available at: <https://guidetoanoffshorewindfarm.com/wind-farm-costs/>
[Acedido em 09 Agosto 2025].

C. Meyer, M. H. A. P. a. R. W. D. D., 2007. "Control and design of DC grids for offshore wind farms" *IEEE Transactions on Industry Applications*. Em: *IEEE Transactions on Industry Applications*. vol. 43 ed. s.l.:s.n., pp. 1475-1482.

Cardoso, A. T. B., 2024. *Avaliação financeira de um projeto eólico flutuante. Análise à luz da 'Lei do Mar'*. [Online]
Available at: https://run.unl.pt/bitstream/10362/169537/1/Cardoso_Ana_2024.pdf
[Acedido em 24 Maio 2025].

Chaves, S. R. d. C., 2018. *O ESTADO DA ARTE DOS AEROGERADORES*. [Online]
Available at:
<https://dspace.sti.ufcg.edu.br/bitstream/riufcg/18942/1/SAMARA%20RAFAELLA%20DE%20CAVALHO%20CHAVES%20-%20TCC%20ENG.%20EL%C3%89TRICA%202018.pdf>
[Acedido em Maio 2025].

CLIMATE POLICY INITIATIVE, 2012. *San Giorgio Group Case Study: Walney Offshore Windfarms*. [Online]
Available at: <http://climatepolicyinitiative.org/wp-content/uploads/2012/06/Walney-Offshore-Windfarms.pdf>
[Acedido em 10 Agosto 2025].

COMISSÃO EUROPEIA, 2012. *Taxas de câmbio do euro 20 de abril de 2012*. [Online]
Available at: <https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:C:2012:117:0004:0004:PT:PDF>
[Acedido em 27 Agosto 2025].

Creation Innovation of Products and Process Renewable Energies, 2024. *Energia Eólica Offshore: Fundamentos e Estado da Arte*. [Online]
Available at: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/sntep/dte/cgebc/gt-eolicas-offshore-1/arquivos/20240815-curso-fundamentos-e-estado-da-arte-em-energia-eolica-offshore-publicar.pdf>
[Acedido em 25 Maio 2025].

Custódio, R., 2002. *Parâmetros de Projeto de Fazendas Eólicas e Aplicação Específica no Rio Grande do Sul*. [Online]
Available at: <https://www.portal-energia.com/downloads/energia-eolica-principios-tecnologias.pdf>
[Acedido em 18 Maio 2025].

De Assis Leandro Filho, F., 2012. *AVALIAÇÃO ESTRUTURAL DE SISTEMAS DE GERAÇÃO DE ENERGIA EÓLICA DE PEQUENO PORTE UTILIZANDO MÉTODOS ESTOCÁSTICOS*. [Online]
Available at: <https://ppgengmecanica.ufc.br/wp-content/uploads/2022/03/dissertacao-francisco-de-assis-leandro-filho.pdf>
[Acedido em 2 Setembro 2025].

DGEG - Direção-Geral de Energia e Geologia, 2024. *Energia em Números, edição 2024*. [Online]
Available at: <https://www.dgeg.gov.pt/pt/destaques/energia-em-numeros-edicao-2024>
[Acedido em 23 Julho 2025].

Diário da República: Série I, n.º 123., 2019. *Resolução do Conselho de Ministros n.º 107/2019, da Presidência do Conselho de Ministros*. [Online]
Available at: <https://files.diariodarepublica.pt/1s/2019/07/12300/0320803299.pdf>
[Acedido em 23 Julho 2025].

Diniz Júnior Gonçalves, O., 2012. *As Contribuições do Valor Presente Líquido, Taxa de Interna Retorno, Payback e Fluxo de Caixa Descontado para avaliação e análise de um projeto de Investimento em cenário hipotético*. [Online]
Available at: <https://repositorio.uniceub.br/jspui/bitstream/235/7269/1/21000709.pdf>
[Acedido em 10 Junho 2025].

Dutra, R., 2008. *Energia eólica, princípios e tecnologia. Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito*. [Online]
Available at: <https://www.portal-energia.com/downloads/energia-eolica-principios-tecnologias.pdf>
[Acedido em 18 Maio 2025].

EPE - Empresa de Pesquisa Energética, 2024. *BEN2025 | Relatório Síntese 2025*, s.l.: s.n.

Europeia, C. d. U., 2022. *REPowerEU: Plano de recuperação energética da União Europeia*. [Online]

Available at: <https://www.consilium.europa.eu/pt/policies/eu-recovery-plan/repowereu/>
[Acedido em 21 Novembro 2024].

Eurostat, 2023. *Eurostat - Statistics Explained*. [Online]
Available at: [https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Renewable energy statistics#Wind and water provide most renewable electricity.3B solar is the fastest-growing energy source](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Renewable_energy_statistics#Wind_and_water_provide_most_renewable_electricity.3B_solar_is_the_fastest-growing_energy_source)
[Acedido em 22 Outubro 2024].

Eurostat, 2025. *Eletricidade proveniente de fontes renováveis atinge 47% em 2024*. [Online]
Available at: <https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-eurostat-news/w/ddn-20250319-1>
[Acedido em 30 Setembro 2025].

Exchange Rates, 2012. *British Pound to US Dollar History: 2012*. [Online]
Available at: <https://www.exchangerates.org.uk/GBP-USD-spot-exchange-rates-history-2012.html>
[Acedido em 10 Agosto 2025].

EXCHANGE-RATES.org, 2012. *Histórico de Taxas de Câmbio da Libra Esterlina (GBP) para o Euro (EUR) 2012*. [Online]
Available at: [Histórico de Taxas de Câmbio da Libra Esterlina \(GBP\) para o Euro \(EUR\)](#)
[Acedido em 27 Agosto 2025].

F. Tatsuta and S. Nishikata, 2010. Dynamic performance analysis of a wind turbine generating system with series connected wind generators and bypass diodes using a current source thyristor inverter. Em: *in The 2010 International Power Electronics Conference-ECCE ASIA*. Sapporo, Japão: s.n., pp. 1830-1836.

Ferguson, A., de Villiers, P., Fitzgerald, B. & Matthiesen, . J., 2012. *Benefits in moving the inter-array voltage from 33 kV to 66 kV AC for large offshore wind farms*. [Online]
Available at: <https://www.iqpc.com/media/1000249/29410.pdf>
[Acedido em Junho 2025].

Ferreira, C., 2025. *ANÁLISE TÉCNICA E ECNÔMICA NA INTEGRAÇÃO DA GERAÇÃO EÓLICA OFFSHORE PARA ELETRIFICAÇÃO DAS UNIDADES DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS*. [Online]
Available at: <https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-07082025-072856/publico/ClaudioFerreiraCorr25.pdf>
[Acedido em 4 Agosto 2025].

Ferreira, E. R., 2021. *O contributo potencial da energia eólica offshore para as metas de descarbonização da economia e do setor energético em Portugal para 2050. Dissertação (Mestrado em Economia e Políticas Públicas) – Instituto Superior de Economia e Gestão, Universidade de Lisboa*: s.n.

FGV CERI - CENTRO DE ESTUDOS EM REGULAÇÃO E INFRAESTRUTURA, 2022. *Contribuição para Consulta Pública sobre normas e procedimentos complementares relativos à cessão de uso onerosa para exploração de central geradora offshore, de que trata o Decreto nº 10.946/2022*. [Online]

Available at: https://ceri.fgv.br/sites/default/files/publicacoes/2022-10/contribuicao_cp_134_2022.pdf

[Acedido em 12 Junho 2025].

Guimarães, B., Ricarte, E., Nogueira, E. & Morais, R., 2022. *Estudo Cadeia de Valor: Energia Eólica Offshore - Sumário Executivo*. [Online]

Available at: <https://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2023/01/Sumario-Executivo.pdf>

[Acedido em Junho 2025].

HINOJOSA, A. J. C., 2023. *TIPIFICAÇÕES DAS FUNDAÇÕES PARA PARQUES EÓLICOS OFFSHORE NO BRASIL*, CAMPO MOURÃO: s.n.

IBAMA, 2019. *COMPLEXOS EÓLICOS OFFSHORE - ESTUDO SOBRE AVALIAÇÃO DE IMPACTOS*. [Online]

Available at: [https://www.gov.br/ibama/pt-](https://www.gov.br/ibama/pt-br/assuntos/laf/consultas/arquivos/publicacoes/2019-Ibama-UE-Estudo-Eolicas-Offshore.pdf)

[br/assuntos/laf/consultas/arquivos/publicacoes/2019-Ibama-UE-Estudo-Eolicas-Offshore.pdf](https://www.gov.br/ibama/pt-br/assuntos/laf/consultas/arquivos/publicacoes/2019-Ibama-UE-Estudo-Eolicas-Offshore.pdf)

[Acedido em 30 Setembro 2025].

IBAMA, 2025. *COMPLEXOS EÓLICOS OFFSHORE - PROJETOS COM PROCESSO DE LICENCIAMENTO AMBIENTAL ABERTO NO IBAMA*. [Online]

Available at: [https://www.gov.br/ibama/pt-](https://www.gov.br/ibama/pt-br/assuntos/laf/consultas/arquivos/20250311_Eolicas_Offshore_Ibama_marco_25.pdf)

[br/assuntos/laf/consultas/arquivos/20250311_Eolicas_Offshore_Ibama_marco_25.pdf](https://www.gov.br/ibama/pt-br/assuntos/laf/consultas/arquivos/20250311_Eolicas_Offshore_Ibama_marco_25.pdf)

[Acedido em 30 Setembro 2025].

J. D. Herbst and A. L. Gattozzi, 2011. *MVDC and HFAC electric power system architectures for the transformable sea base connector (T-craft)*. [Online]

Available at: <https://repositories.lib.utexas.edu/server/api/core/bitstreams/67266af9-6bbe-4ba6-bf19-1ea87e41ff58/content>

[Acedido em 15 Maio 2025].

J. Ruddy, R. M. a. T. O., 2015. A comparison of VSC-HVDC with low frequency AC for offshore wind farm design and interconnection. Em: *Energy Procedia*. s.l.:s.n., pp. 185-192.

J. Ruddy, R. M. a. T. O., 2016. Low Frequency AC transmission for offshore wind power: a review. Em: *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. s.l.:s.n., pp. 75-86.

LNEG - Laboratório Nacional de Energia e Geologia, 2020. *Energias renováveis 2020. Fórum Energias Renováveis em Portugal 2020*.

Lopes, A. M., 2009. *Produção Eólica e Enquadramento Técnico-Económico em Portugal*. 07.

Lopes, P., 2005/2006. *Tipos de Aerogeradores Modelização, Controlo e Protecções*. [Online]
Available at: https://paginas.fe.up.pt/~jpl/textos/EE_Tipos_Aerog.pdf
[Acedido em 18 Maio 2025].

Maienza, C. et al., 2020. A life cycle cost model for floating offshore wind farms. 15 Maio.

MANWELL JAMES F, M. J. G. ., M., 2009. *WIND ENERGY EXPLAINED*. 2 ed. University of Massachusetts, USA: WILEY.

Marques, J., 2004. *TURBINAS EÓLICAS: Modelo, Análise e Controlo do gerador de indução com dupla alimentação*. [Online]
Available at: <http://repositorio.ufsm.br/bitstream/handle/1/8442/JEFERSON%20MARQUES.p>
[Acedido em 18 Maio 2025].

Martins Mestre, C. . F., 2010. Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Civil. *Avaliação das Oportunidades de Investimento no Âmbito das Opções Reais Aplicadas ao Imobiliário*, Setembro.

Ministério do Ambiente e Transição Energética, 2019. *RNC2050*. [Online]
Available at: <https://descarbonizar2050.apambiente.pt/>
[Acedido em 23 Julho 2025].

MIT Technology Review, 2024. *O que vem por aí para a energia eólica offshore*. [Online]
Available at: <https://mittechreview.com.br/o-que-vem-por-ai-para-a-energia-eolica-offshore/>
[Acedido em 24 Maio 2025].

N. Holtsmark, H. J. B. M. M. B. A. M. a. H. K., 2013. An All-DC offshore wind farm with series-connected turbines: An alternative to the classical parallel AC model?. Em: *IEEE Transactions on Industrial Electronics*. s.l.:s.n., pp. 2420-2428.

N. Qin, S. Y. Z. X. a. V. A., 2009. Offshore wind farm connection with low frequency AC transmission technology. Em: *IEEE Power & Energy Society General Meeting*. s.l.:s.n.

NSES FIRCROFT, 2021. *The Biggest Wind Turbines In The World*. [Online]
Available at: <https://www.nesfircroft.com/resources/blog/the-biggest-wind-turbines-in-the-world/>
[Acedido em 24 Maio 2025].

Our World in Data, 2024. *Levelized cost of energy for renewables, World*. [Online]
Available at: <https://ourworldindata.org/grapher/levelized-cost-of-energy?time=earliest..2024&facet=none&focus=Offshore+wind~Hydropower~Onshore+wind~Solar+photovoltaic~Bioenergy~Concentrated+solar+power>
[Acedido em 5 Setembro 2025].

Our World in Data, 2024. *Our World in Data - Levelized cost of energy by technology*. [Online]
Available at: <https://ourworldindata.org/grapher/levelized-cost-of-energy?time=earliest..2024&facet=none&focus=Offshore+wind~Hydropower~Onshore+wind>

~Solar+photovoltaic~Bioenergy~Concentrated+solar+power

[Acedido em 5 Setembro 2025].

Oz Energia, 2023. *Um Futuro com mais Energia (Renovável)*. [Online]

Available at: <https://www.ozenergia.pt/um-futuro-com-mais-energia-renovavel>

[Acedido em 5 Janeiro 2025].

Padmavathi Lakshmanan, R. S. J. L., 2021. Electrical Collection Systems for Offshore Wind Farms: A Review. 5 Setembro.

PEREIRA, S. P. D. S., 2023. ANÁLISE BIBLIOMÉTRICA DO ESTADO DA ENERGIA EÓLICA. Outubro.

PERMAN Advogados Associados, 2024. *Artigo | Eólica Offshore no Brasil: Marco Legal e Perspectivas Futuras*. [Online]

Available at: <https://perman.adv.br/artigo-eolica-offshore-no-brasil-marco-legal-e-perspectivas-futuras/>

[Acedido em 12 Junho 2025].

Piffer, G., 2022. *COMPARAÇÃO TÉCNICA DE AEROGERADORES COM MÁQUINAS DFIG E PMSG*. [Online]

Available at: <https://repositorio.unifesp.br/server/api/core/bitstreams/b932cc53-de66-4b31-bad6-77c1b0cee00e/content>

[Acedido em 12 Julho 2025].

Portugal, R., 2023. *Recuperar Portugal. Portugal recebe pré-financiamento do REPowerEU*. [Online]

Available at: <https://recuperarportugal.gov.pt/2023/12/22/portugal-recebe-pre-financiamento-do-repowereu/>

[Acedido em 21 Novembro 2024].

Proctor, D., 2024. *Siemens Gamesa Reportedly Developing 21-MW Offshore Wind Turbine*. [Online]

Available at: <https://www.powermag.com/siemens-gamesa-reportedly-developing-21-mw-offshore-wind-turbine/>

[Acedido em 24 Maio 2025].

Reis, P., 2025. *Quais os 10 principais fabricantes de turbinas eólicas*. [Online]

Available at: <https://www.portal-energia.com/10-principais-fabricantes-turbinas-eolicas/>

[Acedido em 24 Maio 2025].

REZAEI, F. [a., 2023. *Towards understanding environmental and cumulative impacts of floating wind farms: Lessons learned from the fixed-bottom offshore wind farms*. [Online]

Available at: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0964569123002971>

[Acedido em 24 Maio 2025].

Rocha, M. A., 2018. *Modelagem e Controle de Gerador de Indução Duplamente Alimentado para Estudo de Sistema de Geração Eólica*. [Online]

Available at: <https://repositorio.unesp.br/server/api/core/bitstreams/6d951303-76b7-4e72-9da8-eddcdeacc137/content>

[Acedido em 18 Maio 2025].

Senado Federal, 2025. *Lei sancionada cria regras para geração de energia em alto-mar.*

[Online]

Available at: <https://www12.senado.leg.br/noticias/materias/2025/01/14/lei-sancionada-cria-regras-para-geracao-de-energia-em-alto-mar>

[Acedido em 12 Junho 2025].

Siemens Gamesa, 2025. *SG 14-236 Offshore Wind Turbine.* [Online]

Available at: <https://www.siemensgamesa.com/global/en/home/products-and-services/offshore/wind-turbine-sg-14-236-dd.html>

[Acedido em 24 Maio 2025].

Solvik, M., Nergard, B. & Ramstad, M. C., 2022. Tool development for LCOE calculation for floating offshore wind. *Bachelor's thesis in Renewable energy*, Maio.

Strachan, D. J. a. N., 2009. Offshore wind farm with centralised power conversion and DC interconnection. Em: *IET Generation, Transmission & Distribution*. s.l.:s.n., pp. 586-595.

Tolmasquim, M. et al., 2022. *Estudo Cadeia de Valor: Energia Eólica Offshore.* [Online]

Available at: <https://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2023/01/Sumario-Executivo.pdf>

[Acedido em 26 Maio 2025].

U.S. DEPARTMENT OF ENERGY, 2021. *Offshore Wind Market Report: 2021 Edition.* [Online]

Available at: https://www.energy.gov/sites/default/files/2021-08/Offshore%20Wind%20Market%20Report%202021%20Edition_Final.pdf

[Acedido em 10 Julho 2025].

Vestas, 2025. *V236-15.0 MW.* [Online]

Available at: <https://www.vestas.com/en/energy-solutions/offshore-wind-turbines/V236-15MW>

[Acedido em 24 Maio 2025].

visit Cleveleys, 2019. *About the Walney Offshore Windfarm.* [Online]

Available at: <https://www.visitcleveleys.co.uk/about/history/about-the-walney-offshore-windfarm/>

[Acedido em 9 Agosto 2025].

Wind Turbine Models, 2024. *GE Vernova GE Haliade-X 14 MW.* [Online]

Available at: <https://en.wind-turbine-models.com/turbines/2320-ge-vernova-ge-haliade-x-14-mw>

[Acedido em 24 Maio 2025].

Xiaomei Ma, M. L. W. L. Y. L., 2025. *Overview of Offshore Wind Power Technologies*. [Online]
Available at: <https://www.mdpi.com/2071-1050/17/2/596>
[Acedido em 24 Maio 2025].

ANEXOS

Anexo A: Código MATLAB para Cálculo do LCOE

```
% Script MATLAB para Cálculo do LCOE de Centrais Eólicas Offshore
% Desenvolvido por: Juan Hernamperez Walter
% Objetivo: Calcular o Custo Nivelado de Energia (LCOE) e outros
indicadores financeiros para projetos
% eólicos offshore, com inputs personalizáveis e um relatório detalhado.
% Dissertação de Mestrado em Engenharia Eletrotécnica - Sistemas Elétricos
de Energia
%% 0. Informações Gerais do Projeto
fprintf('--- INFORMAÇÕES GERAIS DO PROJETO ---\n');
projectName = input('Título do Projeto: ', 's');
projectLocation = input('Localidade da Central: ', 's');
projectCountry = input('País: ', 's');
projectDescription = input('Breve descrição do projeto: ', 's');
projectLife = input('Vida útil do projeto (n) em anos: ');
discountRate = input('Taxa de desconto anual (r) em decimal (ex: 0.08 para
8%): ');
%% 1. Parametrização do CAPEX (Capital Expenditure)
fprintf('\n--- PARAMETRIZAÇÃO DO CAPEX (INVESTIMENTOS INICIAIS) ---\n');
numCapexCategories = input('Quantas categorias de CAPEX você deseja
inserir? ');
capexComponents = cell(numCapexCategories, 2); % Coluna 1: Descrição,
Coluna 2: Valor
totalCapex = 0;
for i = 1:numCapexCategories
    fprintf('\nComponente de CAPEX #d:\n', i);
    capexComponents{i, 1} = input('Descrição do componente (ex: "Turbinas",
"Fundações", "Cabos Submarinos): ', 's');
    capexComponents{i, 2} = input(sprintf('Valor do componente "%s" (em
moeda local): ', capexComponents{i, 1}));
    totalCapex = totalCapex + capexComponents{i, 2};
end
fprintf('\nCAPEX total calculado: %.2f\n', totalCapex);
%% 2. Parametrização do OPEX (Operational Expenditure)
fprintf('\n--- PARAMETRIZAÇÃO DO OPEX (CUSTOS OPERACIONAIS RECORRENTES) ---
\n');
numOpexCategories = input('Quantas categorias de OPEX você deseja inserir?
');
opexComponents = cell(numOpexCategories, 2); % Coluna 1: Descrição, Coluna
2: Valor Anual
for i = 1:numOpexCategories
    fprintf('\nComponente de OPEX #d:\n', i);
    opexComponents{i, 1} = input('Descrição do componente (ex: "Manutenção
Preventiva", "Seguros", "Pessoal Técnico): ', 's');
    opexComponents{i, 2} = input(sprintf('Valor anual base do componente
"%s" (em moeda local): ', opexComponents{i, 1}));
end
% AEP (Annual Energy Production) e Fator de Frequência/Eventos (Dt)
fprintf('\n--- PRODUÇÃO DE ENERGIA (AEP) E VARIAÇÃO ANUAL DE OPEX ---\n');
```

```

annualEnergyProduction = zeros(1, projectLife);
opexFrequencyFactor = ones(1, projectLife); % Dt, assumindo 1 por padrão se
não houver variação
for t = 1:projectLife
    annualEnergyProduction(t) = input(sprintf('Produção anual de energia
(AEP) no Ano %d (em MWh ou GWh): ', t));

    % Pergunta sobre Dt para OPEX, permitindo customização ano a ano
    hasOpexVariation = input(sprintf('O OPEX no Ano %d terá um fator de
frequência/eventos diferente (S/N)? ', t), 's');
    if strcmpi(hasOpexVariation, 'S')
        opexFrequencyFactor(t) = input(sprintf('Fator de frequência/eventos
(Dt) para OPEX no Ano %d: ', t));
    end
end
end
%% 3. Parametrização do DECEX (Decommissioning Expenditure)
fprintf('\n--- PARAMETRIZAÇÃO DO DECEX (CUSTOS DE DESATIVACÃO) ---\n');
numDecexCategories = input('Quantas categorias de DECEX você deseja
inserir? ');
decexComponents = cell(numDecexCategories, 2); % Coluna 1: Descrição,
Coluna 2: Valor
totalDecex_D1 = 0; % Sum dk
for i = 1:numDecexCategories
    fprintf('\nComponente de DECEX #%d:\n', i);
    decexComponents{i, 1} = input('Descrição do componente (ex: "Remoção de
Turbinas", "Recuperação Ambiental"): ', 's');
    decexComponents{i, 2} = input(sprintf('Valor estimado do componente
"%s" (em moeda local): ', decexComponents{i, 1}));
    totalDecex_D1 = totalDecex_D1 + decexComponents{i, 2};
end
% DECEX_n+1 é o valor presente do custo futuro no ano n+1
decexPresentValue = totalDecex_D1 / ((1 + discountRate)^(projectLife + 1));
fprintf('\nValor presente do DECEX calculado: %.2f\n', decexPresentValue);
%% 4. Cálculo do LCOE (Levelized Cost of Energy)
fprintf('\n--- CÁLCULO DO LCOE ---\n');
% Numerador do LCOE: Sum(CAPEX_t + OPEX_t) * (1+r)^-t + DECEX_n+1 * (1+r)^-
(n+1)
% O CAPEX é geralmente um custo inicial (t=0), então vamos tratá-lo
separadamente
% e incluir o OPEX e o DECEX descontados ao longo da vida útil.
numeratorSum = 0;
% Termo CAPEX (considerado no tempo t=0)
numeratorSum = numeratorSum + totalCapex; % Já está no valor presente (t=0)
% Termo OPEX (somatória dos valores presentes anuais)
totalOpexPresentValue = 0;
for t = 1:projectLife
    currentYearOpex = 0;
    for j = 1:numOpexCategories
        currentYearOpex = currentYearOpex + opexComponents{j, 2};
    end
    currentYearOpex = currentYearOpex * opexFrequencyFactor(t);
    opexPresentValue_t = currentYearOpex * (1 + discountRate)^(-t);
    numeratorSum = numeratorSum + opexPresentValue_t;
    totalOpexPresentValue = totalOpexPresentValue + opexPresentValue_t;
end
% Termo DECEX (já calculado como valor presente)
numeratorSum = numeratorSum + decexPresentValue;
% Denominador do LCOE: Sum(AEP_t * (1+r)^-t)
denominatorSum = 0;
for t = 1:projectLife

```

```

        denominatorSum = denominatorSum + annualEnergyProduction(t) * (1 +
discountRate)^(-t);
end
if denominatorSum == 0
    lcoe = Inf; % Evita divisão por zero se não houver produção de energia
    fprintf('Erro: A produção total de energia (denominador) é zero. LCOE
indefinido.\n');
else
    lcoe = numeratorSum / denominatorSum;
    fprintf('LCOE calculado: %.4f (por unidade de energia, ex: $/MWh ou
€/MWh)\n', lcoe);
end
%% 5. Parâmetros Financeiros Complementares (VAL, TIR, Payback Descontado)
fprintf('\n--- CÁLCULO DOS PARÂMETROS FINANCEIROS COMPLEMENTARES ---\n');
% Necessário definir uma tarifa para calcular Receita (Rt)
fprintf('\nPara calcular VAL, TIR e Payback, é necessário definir uma
tarifa de energia.\n');
tariff = input('Tarifa média de energia (por unidade de energia, ex:
$/MWh): ');
% Preparar Fluxos de Caixa
% R_t = AEP_t * tarifa
% C_t = CAPEX_t + OPEX_t + DECEX_t (apenas CAPEX no t=0 e DECEX no t=n+1,
OPEX anualmente)
cashFlows = zeros(1, projectLife + 1); % Fluxos de caixa do ano 0 até o ano
n
% Ano 0 (CAPEX)
cashFlows(1) = -totalCapex;
% Anos 1 a n (OPEX e Receita)
for t = 1:projectLife
    currentYearOpex = 0;
    for j = 1:numOpexCategories
        currentYearOpex = currentYearOpex + opexComponents{j, 2};
    end
    currentYearOpex = currentYearOpex * opexFrequencyFactor(t);

    revenue_t = annualEnergyProduction(t) * tariff;
    cost_t = currentYearOpex;

    cashFlows(t+1) = revenue_t - cost_t;
end
% Ano n+1 (DECEX - tratado como um custo no final da vida útil do projeto
para VAL/TIR/Payback)
% A formulação do capítulo 3 para DECEX é DECEX_n+1, então vamos adicioná-
lo ao final do fluxo
% para VAL/TIR/Payback, no ano 'n+1'. Para isso, o array cashFlows precisa
ser expandido.
% Se considerarmos a vida útil 'n', e o DECEX ocorre no ano n+1, isso
significa que
% os fluxos de caixa vão até o ano n, e o DECEX é um evento futuro.
% Para os cálculos de VAL, TIR e Payback, o fluxo de caixa é geralmente
considerado até o ano n.
% O DECEX é um custo futuro que afeta a viabilidade.
% Para simplificar, vou adicionar o DECEX como um custo no último ano de
operação (n)
% ou como um fluxo de caixa adicional no ano n+1, dependendo da
interpretação.
% Seguindo a fórmula do LCOE onde DECEX é no ano n+1, VAL/TIR/Payback
também deveriam considerar isso.
% Vamos ajustar 'cashFlows' para ir até 'n+1'.
cashFlowsExtended = zeros(1, projectLife + 2); % Do ano 0 até o ano n+1

```

```

cashFlowsExtended(1:projectLife+1) = cashFlows; % Copia os fluxos
existentes
% Adiciona o DECEX como um custo no ano n+1
cashFlowsExtended(projectLife + 2) = cashFlowsExtended(projectLife + 2) -
totalDecex_D1;
% VAL (Valor Atual Líquido)
val = sum(cashFlowsExtended .* ((1 + discountRate).^(-(0:projectLife+1))));
fprintf('\nValor Atual Líquido (VAL): %.2f\n', val);
if val > 0
    fprintf(' -> Projeto Viável (VAL > 0)\n');
elseif val == 0
    fprintf(' -> Indiferença (VAL = 0)\n');
else
    fprintf(' -> Projeto Inviável (VAL < 0)\n');
end
% TIR (Taxa Interna de Retorno) - Substituição da função irr
% A função para calcular o VPL em função de uma taxa de desconto 'x'
npv_function = @(x) sum(cashFlowsExtended ./ ((1 + x).^(:projectLife+1)));
% Encontra a raiz da função NPV (onde NPV = 0) usando fzero
% É importante fornecer um intervalo inicial para fzero. Um bom palpite
pode ser a taxa de desconto.
% Se o fzero não encontrar a raiz, pode ser necessário ajustar o intervalo
de busca.
% Por exemplo, um intervalo de [-0.9, 10] (ou algo mais razoável para taxas
de juros)
% representa -90% a 1000%.
try
    tir = fzero(npv_function, discountRate); % Tenta usar a taxa de
desconto como palpite inicial
    fprintf('Taxa Interna de Retorno (TIR): %.4f (%.2f%%)\n', tir, tir *
100);
    if tir > discountRate
        fprintf(' -> Projeto Atrativo (TIR > Taxa de Desconto)\n');
    else
        fprintf(' -> Projeto Não Atrativo (TIR <= Taxa de Desconto)\n');
    end
catch
    fprintf('Não foi possível calcular a TIR. Verifique os fluxos de caixa
ou o intervalo de busca.\n');
    tir = NaN; % Define TIR como NaN se o cálculo falhar
end
% Payback Descontado
discountedCashFlows = zeros(1, projectLife + 2);
for t = 0:projectLife+1
    discountedCashFlows(t+1) = cashFlowsExtended(t+1) * (1 +
discountRate)^(-t);
end
cumulativeDiscountedCashFlows = cumsum(discountedCashFlows);
paybackPeriod = NaN;
for t = 0:projectLife+1
    if cumulativeDiscountedCashFlows(t+1) >= 0
        paybackPeriod = t;
        % Interpola para um valor mais preciso se o fluxo for positivo pela
primeira vez
        if t > 0 && cumulativeDiscountedCashFlows(t+1) > 0 &&
cumulativeDiscountedCashFlows(t) < 0
            % Linear interpolation for a more precise payback period
            paybackPeriod = (t-1) + abs(cumulativeDiscountedCashFlows(t)) /
discountedCashFlows(t+1);
        end
    end
end

```

```

        break;
    end
end
end
fprintf('Payback Descontado: ');
if isnan(paybackPeriod)
    fprintf('O investimento nunca é recuperado dentro da vida útil do
projeto.\n');
else
    fprintf('%.2f anos\n', paybackPeriod);
end
fprintf(' -> Tempo para recuperação do investimento, considerando o valor
do dinheiro no tempo.\n');
%% 6. Geração do Relatório Final
fprintf('\n--- RELATÓRIO FINAL DO PROJETO ---\n');
fprintf('=====\n');
fprintf('RELATÓRIO DE VIABILIDADE ECONÔMICA DE CENTRAL EÓLICA OFFSHORE\n');
fprintf('=====\n\n');
fprintf('Título do Projeto: %s\n', projectName);
fprintf('Autor: Juan Hernamperez Walter\n');
fprintf('Orientação: Dissertação de Mestrado em Engenharia Eletrotécnica -
Sistemas Elétricos de Energia\n\n');
fprintf('Informações Gerais do Projeto:\n');
fprintf(' Localidade: %s\n', projectLocation);
fprintf(' País: %s\n', projectCountry);
fprintf(' Descrição: %s\n', projectDescription);
fprintf(' Vida Útil do Projeto (n): %d anos\n', projectLife);
fprintf(' Taxa de Desconto (r): %.2f%%\n\n', discountRate * 100);
fprintf(' Tarifa Média de Energia: %.2f (por unidade de energia)\n\n',
tariff);
fprintf('Sumário dos Custos:\n');
fprintf(' CAPEX Total (Investimentos Iniciais): %.2f\n', totalCapex);
fprintf(' Componentes de CAPEX:\n');
for i = 1:numCapexCategories
    fprintf(' - %s: %.2f\n', capexComponents{i, 1}, capexComponents{i,
2});
end
fprintf('\n OPEX Anual (Custos Operacionais Recorrentes):\n');
fprintf(' Componentes Base de OPEX:\n');
for i = 1:numOpexCategories
    fprintf(' - %s: %.2f (valor anual base)\n', opexComponents{i, 1},
opexComponents{i, 2});
end
fprintf(' Variação Anual de OPEX (Fator Dt):\n');
for t = 1:projectLife
    fprintf(' Ano %d: %.2f\n', t, opexFrequencyFactor(t));
end
fprintf('\n DECEX (Custos de Desativação):\n');
fprintf(' Componentes de DECEX:\n');
for i = 1:numDecexCategories
    fprintf(' - %s: %.2f\n', decexComponents{i, 1}, decexComponents{i,
2});
end
fprintf(' Valor Presente do DECEX (no início do projeto): %.2f\n\n',
decexPresentValue);
fprintf('Produção Anual de Energia (AEP):\n');
for t = 1:projectLife
    fprintf(' Ano %d: %.2f (MWh/GWh)\n', t, annualEnergyProduction(t));
end

```

```

fprintf('\nResultados dos Cálculos Financeiros:\n');
fprintf('-----\n');
--\n');
if isinf(lcoe)
    fprintf('Custo Nivelado de Energia (LCOE): Indefinido (produção de
energia zero)\n');
else
    fprintf('Custo Nivelado de Energia (LCOE): %.4f (por unidade de
energia)\n', lcoe);
end
fprintf('\nValor Atual Líquido (VAL): %.2f\n', val);
if val > 0
    fprintf(' Status: Projeto Viável\n');
elseif val == 0
    fprintf(' Status: Indiferença\n');
else
    fprintf(' Status: Projeto Inviável\n');
end
fprintf('\nTaxa Interna de Retorno (TIR): ');
if isnan(tir)
    fprintf('Não foi possível calcular.\n');
else
    fprintf('%.4f (%.2f%)\n', tir, tir * 100);
    if tir > discountRate
        fprintf(' Status: Projeto Atrativo\n');
    else
        fprintf(' Status: Projeto Não Atrativo\n');
    end
end
fprintf('\nPayback Descontado: ');
if isnan(paybackPeriod)
    fprintf('O investimento nunca é recuperado dentro da vida útil do
projeto.\n');
else
    fprintf('%.2f anos\n', paybackPeriod);
end
fprintf(' Significado: Tempo para recuperação do investimento,
considerando o valor do dinheiro no tempo.\n');
fprintf('-----\n');
--\n\n');
fprintf('Análise de Viabilidade:\n');
if val > 0 && ~isnan(tir) && tir > discountRate && ~isnan(paybackPeriod) &&
paybackPeriod <= projectLife
    fprintf(' Com base nos indicadores, o projeto é economicamente viável
e atrativo, com o investimento sendo recuperado dentro da vida útil.\n');
elseif val > 0 && ~isnan(tir) && tir > discountRate
    fprintf(' O projeto é economicamente viável e atrativo, mas o
payback pode não ocorrer dentro da vida útil ou não foi possível
calcular.\n');
else
    fprintf(' O projeto apresenta desafios de viabilidade econômica,
sugerindo uma análise mais aprofundada ou ajustes nos parâmetros.\n');
end
fprintf('\n=====
====\n');
fprintf('FIM DO RELATÓRIO\n');
fprintf('=====
==\n');
%% 7. Geração de Gráficos
fprintf('\n--- GERANDO GRÁFICOS ---\n');

```

```

% Para que os gráficos sejam úteis, precisamos dos valores presentes dos
custos
% Vamos recalculer o valor presente do OPEX para o gráfico de pizza
totalOpexPresentValue = 0;
for t = 1:projectLife
    currentYearOpex = 0;
    for j = 1:numOpexCategories
        currentYearOpex = currentYearOpex + opexComponents{j, 2};
    end
    currentYearOpex = currentYearOpex * opexFrequencyFactor(t);
    totalOpexPresentValue = totalOpexPresentValue + currentYearOpex * (1 +
discountRate)^(-t);
end

% Dados para o Gráfico de Pizza
pieData = [totalCapex, totalOpexPresentValue, decexPresentValue];
pieLabels = {sprintf('CAPEX (%.2f%%)', totalCapex/sum(pieData)*100),...
    sprintf('OPEX (%.2f%%)',
totalOpexPresentValue/sum(pieData)*100),...
    sprintf('DECEX (%.2f%%)',
decexPresentValue/sum(pieData)*100)};
figure('Name', 'Decomposição dos Custos (Valores Presentes)');
pie(pieData, pieLabels);
title('Decomposição dos Custos Totais do Projeto (Valores Presentes)');

% Gráfico de Produção de Energia Anual (AEP)
figure('Name', 'Produção Anual de Energia (AEP)');
years = 1:projectLife;
bar(years, annualEnergyProduction);
xlabel('Ano do Projeto');
ylabel('Produção de Energia (MWh/GWh)');
title('Produção Anual de Energia (AEP) ao Longo da Vida Útil');
grid on;

% Gráfico de Fluxo de Caixa Acumulado Descontado
figure('Name', 'Fluxo de Caixa Acumulado Descontado');
yearsWithZero = 0:(projectLife + 1);
cumulativeDiscountedCashFlowsPlot = cumsum(cashFlowsExtended .* ((1 +
discountRate).^(-yearsWithZero)));
plot(yearsWithZero, cumulativeDiscountedCashFlowsPlot, '-o');
hold on;
plot(yearsWithZero, zeros(size(yearsWithZero)), 'r--'); % Linha de
referência no zero
xlabel('Ano do Projeto');
ylabel('Fluxo de Caixa Acumulado Descontado');
title('Fluxo de Caixa Acumulado Descontado e Payback');
legend('Fluxo de Caixa Acumulado', 'VAL = 0', 'Location', 'best');
grid on;

% Adicionando uma marca para o Payback Descontado, se calculado
if ~isnan(paybackPeriod)
    plot(paybackPeriod, 0, 'rx', 'MarkerSize', 10, 'Linewidth', 2);
    text(paybackPeriod, 5, sprintf('Payback: %.2f anos', paybackPeriod),
'HorizontalAlignment', 'center', 'FontSize', 10);
end
hold off;
fprintf('\nGráficos gerados com sucesso.\n');

```

ANEXO B – SCRIPTS VALIDAÇÃO CÓDIGO

- Script B.1 - INPUTS - Inserção das Informações Gerais

```
calcularLCOE
--- INFORMAÇÕES GERAIS DO PROJETO ---
Título do Projeto: Walney Offshore Wind Farm
Localidade da Central: Mar da Irlanda
País: Reino Unido
Breve descrição do projeto: Teste para validação do script
Vida útil do projeto (n) em anos: 20
Taxa de desconto anual (r) em decimal (ex: 0.08 para 8%X): 0.05
```

- Script B.2 - INPUTS - Inserção CAPEX

```
-- PARAMETRIZAÇÃO DO CAPEX (INVESTIMENTOS INICIAIS) --
Quantas categorias de CAPEX você deseja inserir? 7
Componente de CAPEX #1:
Descrição do componente (ex: "Turbinas", "Fundações", "Cabos Submarinos");
Turbina
Valor do componente "Turbina" (em moeda local): 524023500
Componente de CAPEX #2:
Descrição do componente (ex: "Turbinas", "Fundações", "Cabos Submarinos");
Subestrutura
Valor do componente "Subestrutura" (em moeda local): 483714000
Componente de CAPEX #3:
Descrição do componente (ex: "Turbinas", "Fundações", "Cabos Submarinos");
Infraestrutura Eletrica
Valor do componente "Infraestrutura Eletrica" (em moeda local): 174674500
Componente de CAPEX #4:
Descrição do componente (ex: "Turbinas", "Fundações", "Cabos Submarinos");
Montagem e Instalacao
Valor do componente "Montagem e Instalacao" (em moeda local): 80619000
Componente de CAPEX #5:
Descrição do componente (ex: "Turbinas", "Fundações", "Cabos Submarinos");
Desenvolvimento
Valor do componente "Desenvolvimento" (em moeda local): 67182500
Componente de CAPEX #6:
Descrição do componente (ex: "Turbinas", "Fundações", "Cabos Submarinos");
Porto e Estadiamento
Valor do componente "Porto e Estadiamento" (em moeda local): 6718250
Componente de CAPEX #7:
Descrição do componente (ex: "Turbinas", "Fundações", "Cabos Submarinos");
Comissionamento da Central
Valor do componente "Comissionamento da Central " (em moeda local): 6718250
CAPEX total calculado: 1343650000.00
```

- Script B.3 - INPUTS - Inserção OPEX

--- PARAMETRIZAÇÃO DO OPEX (CUSTOS OPERACIONAIS RECORRENTES) ---

Quantas categorias de OPEX você deseja inserir? 10

Componente de OPEX #1:

Descrição do componente (ex: "Manutenção Preventiva", "Seguros", "Pessoal Técnico"); Porto de operações, manutencao e servicos

Valor anual base do componente "Porto de operações, manutencao e servicos" (em moeda local): 2018231.26

Componente de OPEX #2:

Descrição do componente (ex: "Manutenção Preventiva", "Seguros", "Pessoal Técnico"); Centro de controle de Operações

Valor anual base do componente "Centro de controle de Operações" (em moeda local): 603057.15

Componente de OPEX #3:

Descrição do componente (ex: "Manutenção Preventiva", "Seguros", "Pessoal Técnico"); Treinamento

Valor anual base do componente "Treinamento" (em moeda local): 1206114.30

Componente de OPEX #4:

Descrição do componente (ex: "Manutenção Preventiva", "Seguros", "Pessoal Técnico"); Logística Terrestre

Valor anual base do componente "Logística Terrestre" (em moeda local): 603057.15

Componente de OPEX #5:

Descrição do componente (ex: "Manutenção Preventiva", "Seguros", "Pessoal Técnico"); Recurso Tecnico

Valor anual base do componente "Recurso Tecnico" (em moeda local): 3015285.75

Componente de OPEX #6:

Descrição do componente (ex: "Manutenção Preventiva", "Seguros", "Pessoal Técnico"); Seguro

Valor anual base do componente "Seguro" (em moeda local): 5427514.35

Componente de OPEX #7:

Descrição do componente (ex: "Manutenção Preventiva", "Seguros", "Pessoal Técnico"); Logística Offshore

Valor anual base do componente "Logística Offshore" (em moeda local): 3216304.80

Componente de OPEX #8:

Descrição do componente (ex: "Manutenção Preventiva", "Seguros", "Pessoal Técnico"); Manutencao e servico de turbinas

Valor anual base do componente "Manutencao e servico de turbinas" (em moeda local): 17689676.40

Componente de OPEX #9:

Descrição do componente (ex: "Manutenção Preventiva", "Seguros", "Pessoal Técnico"); Equilibrio entre manutencao e servico da planta

Valor anual base do componente "Equilibrio entre manutencao e servico da planta" (em moeda local): 6022530.74

Componente de OPEX #10:

Descrição do componente (ex: "Manutenção Preventiva", "Seguros", "Pessoal Técnico"); Inspecoes estatutarias

Valor anual base do componente "Inspecoes estatutarias" (em moeda local): 402038.10

- Script B.4 - INPUTS - Inserção da Produção Anual de Energia

--- PRODUÇÃO DE ENERGIA (AEP) E VARIAÇÃO ANUAL DE OPEX ---

Produção anual de energia (AEP) no Ano 1 (em MWh ou GWh): 1383000

O OPEX no Ano 1 terá um fator de frequência/eventos diferente (S/N)? n

Produção anual de energia (AEP) no Ano 2 (em MWh ou GWh): 1383000

O OPEX no Ano 2 terá um fator de frequência/eventos diferente (S/N)? n

Produção anual de energia (AEP) no Ano 3 (em MWh ou GWh): 1383000
O OPEX no Ano 3 terá um fator de frequência/eventos diferente (S/N)? n
Produção anual de energia (AEP) no Ano 4 (em MWh ou GWh): 1383000
O OPEX no Ano 4 terá um fator de frequência/eventos diferente (S/N)? n
Produção anual de energia (AEP) no Ano 5 (em MWh ou GWh): 1383000
O OPEX no Ano 5 terá um fator de frequência/eventos diferente (S/N)? n
Produção anual de energia (AEP) no Ano 6 (em MWh ou GWh): 1383000
O OPEX no Ano 6 terá um fator de frequência/eventos diferente (S/N)? n
Produção anual de energia (AEP) no Ano 7 (em MWh ou GWh): 1383000
O OPEX no Ano 7 terá um fator de frequência/eventos diferente (S/N)? n
Produção anual de energia (AEP) no Ano 8 (em MWh ou GWh): 1383000
O OPEX no Ano 8 terá um fator de frequência/eventos diferente (S/N)? n
Produção anual de energia (AEP) no Ano 9 (em MWh ou GWh): 1383000
O OPEX no Ano 9 terá um fator de frequência/eventos diferente (S/N)? n
Produção anual de energia (AEP) no Ano 10 (em MWh ou GWh): 1383000
O OPEX no Ano 10 terá um fator de frequência/eventos diferente (S/N)? n
Produção anual de energia (AEP) no Ano 11 (em MWh ou GWh): 1383000
O OPEX no Ano 11 terá um fator de frequência/eventos diferente (S/N)? n
Produção anual de energia (AEP) no Ano 12 (em MWh ou GWh): 1383000
O OPEX no Ano 12 terá um fator de frequência/eventos diferente (S/N)? n
Produção anual de energia (AEP) no Ano 13 (em MWh ou GWh): 1383000
O OPEX no Ano 13 terá um fator de frequência/eventos diferente (S/N)? n
Produção anual de energia (AEP) no Ano 14 (em MWh ou GWh): 1383000
O OPEX no Ano 14 terá um fator de frequência/eventos diferente (S/N)? n
Produção anual de energia (AEP) no Ano 15 (em MWh ou GWh): 1383000
O OPEX no Ano 15 terá um fator de frequência/eventos diferente (S/N)? n
Produção anual de energia (AEP) no Ano 16 (em MWh ou GWh): 1383000
O OPEX no Ano 16 terá um fator de frequência/eventos diferente (S/N)? n
Produção anual de energia (AEP) no Ano 17 (em MWh ou GWh): 1383000
O OPEX no Ano 17 terá um fator de frequência/eventos diferente (S/N)? n
Produção anual de energia (AEP) no Ano 18 (em MWh ou GWh): 1383000
O OPEX no Ano 18 terá um fator de frequência/eventos diferente (S/N)? n
Produção anual de energia (AEP) no Ano 19 (em MWh ou GWh): 1383000
O OPEX no Ano 19 terá um fator de frequência/eventos diferente (S/N)? n
Produção anual de energia (AEP) no Ano 20 (em MWh ou GWh): 1383000
O OPEX no Ano 20 terá um fator de frequência/eventos diferente (S/N)? n

- Script B.5 - INPUTS - Inserção DECEX

--- PARAMETRIZAÇÃO DO DECEX (CUSTOS DE DESATIVAÇÃO) ---

Quantas categorias de DECEX você deseja inserir? 1

Componente de DECEX #1:

Descrição do componente (ex: "Remoção de Turbinas", "Recuperação Ambiental"); Descomissionamento

Valor estimado do componente "Descomissionamento" (em moeda local):
28940000

Valor presente do DECEX calculado: 10387792.03

- Script B.6 - INPUTS - Inserção da Tarifa de Energia

--- CALCULO DOS PARAMETROS FINANCEIROS COMPLEMENTARES ---

Para calcular VAL, TIR e Payback, é necessário definir uma tarifa de energia.

Tarifa média de energia (por unidade de energia, ex: \$/Mlh): 140.67

- Script B.7 - OUTPUTS - Dados gerais e CAPEX

--- RELATÓRIO FINAL DO PROJETO ---

=====

RELATÓRIO DE VIABILIDADE ECONÔMICA DE CENTRAL EÓLICA OFFSHORE

=====

Título do Projeto: Walney Offshore Wind Farm
Autor: Juan Hernamperez Walter
Orientação: Dissertação de Mestrado em Engenharia Eletrotécnica - Sistemas Elétricos de Energia

Informações Gerais do Projeto:
Localidade: Mar da Irlanda
País: Reino Unido
Descrição: Teste para validação do script
Vida Útil do Projeto (n): 20 anos
Taxa de Desconto (r): 5.00%

Tarifa Média de Energia: 140.67 (por unidade de energia)

Sumário dos Custos:

CAPEX Total (Investimentos Iniciais): 1343650000.00

Componentes de CAPEX:

- Turbina: 524023500.00
- Subestrutura: 483714000.00
- Infraestrutura Elétrica: 174674500.00
- Montagem e Instalação: 80619000.00
- Desenvolvimento: 67182500.00
- Porto e Estacionamento: 6718250.00
- Comissionamento da Central: 6718250.00

- Script B.8 - OUTPUTS - OPEX e DECEX

OPEX Anual (Custos Operacionais Recorrentes):

Componentes Base de OPEX:

- Porto de operacoes, manutencao e servicos: 2018231.26 (valor anual base)
- Centro de controle de Operacoes: 603057.15 (valor anual base)
- Treinamento: 1206114.30 (valor anual base)
- Logistica Terrestre: 603057.15 (valor anual base)
- Recurso Tecnico: 3015285.75 (valor anual base)
- Seguro: 5427514.35 (valor anual base)
- Logistica Offshore: 3216304.80 (valor anual base)
- Manutencao e servico de turbinas: 17689676.40 (valor anual base)
- Equilibrio entre manutencao e servico da planta: 6022530.74 (valor anual base)
- Inspecoes estatutarias: 402038.00 (valor anual base)

Variação Anual de OPEX (Fator Dt):

- Ano 1: 1.00
- Ano 2: 1.00
- Ano 3: 1.00
- Ano 4: 1.00
- Ano 5: 1.00

Ano 6: 1.00
Ano 7: 1.00
Ano 8: 1.00
Ano 9: 1.00
Ano 10: 1.00
Ano 11: 1.00
Ano 12: 1.00
Ano 13: 1.00
Ano 14: 1.00
Ano 15: 1.00
Ano 16: 1.00
Ano 17: 1.00
Ano 18: 1.00
Ano 19: 1.00
Ano 20: 1.00

DECEX (Custos de Desativação):

Componentes de DECEX:

- Descomissionamento: 28940000.00

Valor Presente do DECEX (no início do projeto): 10387792.03

- Script B.9 - OUTPUTS – AEP

Produção Anual de Energia (AEP)

Ano 1: 1383000.00 (MWh/GWh)
Ano 2: 1383000.00 (MWh/GWh)
Ano 3: 1383000.00 (MWh/GWh)
Ano 4: 1383000.00 (MWh/GWh)
Ano 5: 1383000.00 (MWh/GWh)
Ano 6: 1383000.00 (MWh/GWh)
Ano 7: 1383000.00 (MWh/GWh)
Ano 8: 1383000.00 (MWh/GWh)
Ano 9: 1383000.00 (MWh/GWh)
Ano 10: 1383000.00 (MWh/GWh)
Ano 11: 1383000.00 (MWh/GWh)
Ano 12: 1383000.00 (MWh/GWh)
Ano 13: 1383000.00 (MWh/GWh)
Ano 14: 1383000.00 (MWh/GWh)
Ano 15: 1383000.00 (MWh/GWh)
Ano 16: 1383000.00 (MWh/GWh)
Ano 17: 1383000.00 (MWh/GWh)
Ano 18: 1383000.00 (MWh/GWh)
Ano 19: 1383000.00 (MWh/GWh)
Ano 20: 1383000.00 (MWh/GWh)

- Script B.10 - Cálculos Financeiros

Resultados dos Cálculos Financeiros:

Custo Nivelado de Energia (LCOE): 107.6322 (por unidade de energia)

Valor Atual Líquido (VAL): 569414646.42
Status: Projeto Viável

Taxa Interna de Retorno (TIR): 0.0963 (9.63%)
Status: Projeto Atrativo

Payback Descontado: 11.72 anos
Significado: Tempo para recuperação do investimento, considerando o valor do dinheiro no tempo.

Análise de Viabilidade:

Com base nos indicadores, o projeto é economicamente viável e atrativo, com o investimento sendo recuperado dentro da vida útil.

=====
FIM DO RELATÓRIO
=====

DECLARAÇÃO DE INTEGRIDADE

DECLARAÇÃO DE INTEGRIDADE

Declaro ter conduzido este trabalho académico com integridade. Não plagiei ou apliquei qualquer forma de uso indevido de informações ou falsificação de resultados ao longo do processo que levou à sua elaboração.

Declaro que o trabalho apresentado neste documento é original e de minha autoria, não tendo sido utilizado anteriormente para nenhum outro fim.

Declaro ainda que tenho pleno conhecimento do Código de Conduta Ética do P.PORTO.

ISEP, Porto, 02 de setembro de 2025

Assinado por: Juan Walter Hernamperez
Num. de Identificação: PASES-XDE092147
Data: 02-09-2025 11:54:29 -03:00

