



PAINÉIS FOTOVOLTAICOS FLUTUANTES EM ALBUFEIRAS HIDROELÉTRICAS: CONTRIBUIÇÃO PARA A TRANSIÇÃO ENERGÉTICA

LEONARDO BRAND VENTURA

fevereiro de 2026

**PAINÉIS FOTOVOLTAICOS FLUTUANTES EM
ALBUFEIRAS HIDROELÉTRICAS: CONTRIBUIÇÃO
PARA A TRANSIÇÃO ENERGÉTICA**

Leonardo Brand Ventura

**Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em
Engenharia Eletrotécnica - Sistemas Elétricos de Energia**

Orientador: Teresa Alexandra Ferreira Mourão Pinto Nogueira

Co-orientador: Daniel Tenfen

Júri:

Presidente:

Fernando Maurício Teixeira de Sousa Dias, Diretor de Curso, ISEP

Vogais:

Teresa Alexandra Ferreira Mourão Pinto Nogueira, Orientadora, ISEP

Daniel Tenfen, Coorientador, IFSC

Filipe Azevedo, Vogal, ISEP

Rubipiara Cavalcante Fernandes, Vogal, IFSC

Resumo

A dissertação analisa a implementação de centrais fotovoltaicas flutuantes (FPV) em dois sítios: a Central Hidrelétrica (UHE) de Machadinho, no Brasil, e a Central Hidroelétrica de Alqueva, em Portugal. A utilização das albufeiras em conjunto com sistemas fotovoltaicos permite reduzir custos, otimizar áreas subutilizadas e ampliar o aproveitamento de infraestrutura existente. O estudo considerou duas variações do coeficiente de perda de calor, representando diferentes estruturas flutuantes, e avaliou cenários de conexão tanto utilizando a infraestrutura elétrica da central hídrica quanto por ligação independente. As simulações foram realizadas no PVsyst com dados de irradiação provenientes do Meteonorm.

Os resultados mostram que Portugal apresenta o Custo Nivelado de Energia (LCOE) ligeiramente inferior ao brasileiro para potências equivalentes, devido à menor taxa de desconto e ao melhor aproveitamento da irradiação através da inclinação dos módulos. No Brasil, o *curtailment* impactou a associação FPV–UHE, podendo ser mitigado pelo deslocamento da geração hídrica. Já em Alqueva verificou-se maior flexibilidade para integração da geração fotovoltaica, favorecida pela sua operação reversível.

A análise de sensibilidade indicou que o CAPEX e a energia gerada são os parâmetros mais influentes no LCOE. Também são descritos os principais componentes das estruturas flutuantes e suas vantagens, como o arrefecimento proporcionado pela albufeira, o aumento de eficiência dos módulos e a redução da evaporação. Conclui-se que as FPV constituem uma alternativa promissora para ampliar a participação solar na matriz energética.

Palavras-chave: Neutralidade Carbónica, Energias Renováveis, Centrais Fotovoltaicas Flutuantes, Centrais Hidroelétricas, Irradiação Solar

Abstract

This master's thesis investigates the implementation of floating photovoltaic power plants (FPV) at two locations: the Machadinho Hydropower Plant in Brazil and the Alqueva Hydropower Plant in Portugal. Utilizing hydropower reservoir surfaces for photovoltaic deployment enables cost reductions, the optimization of underused areas, and improved use of existing infrastructure. The study considers two heat-loss coefficient values, representing different floating structure configurations, and evaluates connection scenarios using either the hydropower plant's existing electrical infrastructure or an independent grid connection. Simulations were conducted in PVsyst using irradiation data from Meteonorm.

The results show that Portugal achieves a slightly lower LCOE compared to Brazil for equivalent installed capacities, primarily due to its lower discount rate and more favorable utilization of solar irradiation influenced by module inclination. In Brazil, curtailment significantly affected the FPV–HPP integration, although this impact can be reduced by shifting the hydropower generation curve. At Alqueva, greater flexibility for integrating photovoltaic generation was observed, supported by the plant's reversible operation.

The sensitivity analysis indicates that CAPEX and energy generation are the most influential parameters affecting LCOE. The main components of floating structures and their advantages—such as reservoir-induced cooling, increased module efficiency, and reduced evaporation—are also discussed. The study concludes that FPV systems represent a promising alternative for increasing the share of solar energy in the electricity mix.

Keywords: Carbon Neutrality, Renewable Energy, Floating Photovoltaic Power Plants, Hydropower Plants, Solar Irradiation

Agradecimentos

À orientadora professora Teresa Nogueira, e ao coorientador professor Daniel Tenfen, por todo o apoio e auxílio para elaboração desta dissertação.

Aos meus pais e irmãos, que, durante todo este percurso, nunca mediram esforços para me apoiar.

Aos meus avós por toda motivação e incentivo ao longo dos anos.

À minha esposa, por todo o carinho e companheirismo, que aceitou a aventura de passar um ano em Portugal e me acompanhar durante o mestrado.

Ao IFSC – Campus Florianópolis, pela oportunidade de realizar o intercâmbio e por todos os aprendizados durante a graduação.

Ao ISEP, pela enriquecedora experiência acadêmica e pessoal proporcionada durante o período de intercâmbio.

A todos que, de alguma forma, contribuíram para a realização deste trabalho.

Índice

1	Introdução	1
1.1	Contextualização	1
1.2	Definição do Problema	2
1.3	Objetivos	2
1.4	Estrutura do Relatório	3
2	Energia Solar Fotovoltaica Flutuante em Centrais Hidroelétricas com Albufeiras	5
2.1	Energia Fotovoltaica no Contexto Atual	5
2.2	Centrais Hidroelétricas com Albufeiras	7
2.2.1	Projetos com Albufeiras	7
2.2.2	Projetos de armazenamento bombeado/reversível	7
2.3	Principais Componentes de Sistemas Flutuantes e Desafios Construtivos	8
2.3.1	Sistemas Flutuantes e Terrestres: Comparação	11
2.3.2	Oportunidades e Desafios	11
2.4	Pesquisa do Tema	12
2.4.1	Simulação de Centrais Flutuantes	12
2.4.2	Apresentação de Casos de Estudos	13
2.5	Mercado Ibérico Europeu de Energia	14
2.6	Mercado Brasileiro de Energia	15
2.7	Normas e Legislação Aplicáveis no Brasil e em Portugal	16
2.7.1	Normativas Europeias Aplicáveis	16
2.7.2	Normativas Brasileiras Aplicáveis	17
3	Metodologia de Cálculo do LCOE	19
3.1	Conceito e Relevância do LCOE	19
3.1.1	Definição do LCOE	19
3.1.2	Impactos do LCOE na Formação de Preços	20
3.1.3	Análise de LCOE em Centrais Flutuantes	21
3.1.4	Premissas Adotadas para Simulação Financeira	22
3.2	Utilização do PVsyst	25
3.2.1	Coeficiente de Perda de Calor	25
3.2.2	Albedo	28
3.2.3	Perdas	28
3.3	Definição dos Cenários de Comparação	29
4	Casos de Estudo e Resultados	37
4.1	Especificações Técnicas dos Equipamentos	37
4.1.1	Módulos Fotovoltaicos	37

4.1.2	Inversor	38
4.2	Casos de Estudo: Brasil e Portugal.....	39
4.2.1	Central Hidroelétrica de Machadinho	39
4.2.2	Central Hidroelétrica de Alqueva	40
4.2.3	Síntese das Informações Entre os Locais.....	42
4.3	Comparativo do LCOE entre Brasil e Portugal.....	42
4.3.1	Comparativo de uma central de 5 MWp instalada no Brasil e em Portugal	43
4.3.2	Associação das centrais de Machadinho e FPV sem deslocamento da curva de geração	45
4.3.3	Associação das centrais de Alqueva e FPV sem deslocamento da curva de geração	50
4.3.4	Associação das centrais de Machadinho e FPV deslocando a curva de geração da UHE.....	55
4.3.5	Associação das centrais de Alqueva e FPV, fornecimento de energia durante bombeamento	59
4.4	Análise de Sensibilidade no LCOE	60
4.4.1	Varição de CAPEX	60
4.4.2	Varição de OPEX	61
4.4.3	Varição da Taxa de Desconto	62
4.4.4	Varição da Energia Gerada	63
4.4.5	Síntese das Análises de Sensibilidade	65
4.5	Análise e Interpretação dos Resultados.....	66
5	Conclusões	69
5.1	Análise Conclusiva	69
5.2	Perspectivas Futuras.....	71

Lista de Figuras

Figura 1 – Histórico brasileiro da Capacidade Instalada de Geração Elétrica, incluso Micro e Mini Geração Distribuída. Elaborado a partir dos dados: [7].	6
Figura 2 - Exemplo de Central Hidroelétrica com albufeira [10].	7
Figura 3 - Exemplo de central hidroelétrica com armazenamento bombeado [13].	8
Figura 4 - Componentes de uma estrutura flutuante [14].	9
Figura 5 - Estrutura Flutuante (Tipo 1) [17].	10
Figura 6 - Estrutura Flutuante (Tipo 2) [16].	10
Figura 7 - Estrutura Flutuante (Tipo 3) [15].	11
Figura 8 - Competitividade de FPV dependendo das reduções de CAPEX em relação a LPV [40].	15
Figura 9 - Valor médio global de LCOE para as fontes renováveis em 2024. Adaptado de [46].	20
Figura 10 - Comparativo entre o LCOE e o valor da energia elétrica [40].	21
Figura 11 - Diferentes valores de U para os diversos tipos de estruturas. Fonte: [60].	26
Figura 12 - Comparativo do albedo em uma superfície de telhado e na água [60].	28
Figura 13 - Ponto quente induzido por fezes de pássaros. Fonte:[65].	29
Figura 14 - FPV conectada diretamente na rede de transportes (Cenários B e D).	29
Figura 15 - Central FPV associada a uma UHE compartilhando da infraestrutura elétrica (Cenários A e C).	30
Figura 16 - Fluxograma para o cálculo da geração FPV sem alteração na curva de geração da UHE.	32
Figura 17 - Fluxograma para o cálculo da geração FPV com deslocamento da curva de geração da UHE.	33
Figura 18 - Fluxograma para o cálculo do LCOE.	34
Figura 19 - Vista de satélite da albufeira de Machadinho. Fonte: Google Earth.	40
Figura 20 - Gráfico de GHI e Temperatura na Albufeira da Central Hidroelétrica de Machadinho. Fonte: Elaboração própria com dados de Meteonorm 8.2.	40
Figura 21 - Vista de satélite da albufeira de Alqueva. Fonte: Google Earth.	41
Figura 22 - Gráfico de GHI e Temperatura na Albufeira da Central Hidroelétrica de Alqueva. Fonte: Elaboração própria com dados de Meteonorm 8.2.	41
Figura 23 - Geração média horária anual da UHE Machadinho no período de 2022 a 2024.	46
Figura 24 - Médias horárias normalizadas das potências geradas.	46
Figura 25 - FPV com potência de 800 MW associada a UHE Machadinho.	48
Figura 26 - Curva de geração das centrais no Brasil para um período de 14 dias.	48
Figura 27 - LCOE para diferentes potências fotovoltaicas considerando os 4 cenários.	49
Figura 28 - Percentual de <i>curtailment</i> em relação ao LCOE dos cenários A e C.	50
Figura 29 - Geração e Consumo médio horário anual da Central de Alqueva no período de 2024.	51
Figura 30 - Médias horárias normalizadas das potências geradas.	51
Figura 31 - FPV com potência de 520 MW associada a UHE Alqueva.	53

Figura 32 - Curva de geração das centrais em Portugal para um período de 14 dias.	53
Figura 33 - LCOE para diferentes potências fotovoltaicas considerando os quatro cenários em Portugal.	54
Figura 34 - Percentual de <i>curtailment</i> em relação ao LCOE dos cenários A e C em Portugal. ..	55
Figura 35 - Deslocamento da curva de geração da central hidroelétrica de Machadinho para reduzir <i>curtailment</i> da FPV.	56
Figura 36 - FPV com potência de 800 MW associada a UHE Machadinho com deslocamento da curva de geração hídrica.	57
Figura 37 - Curva de geração das centrais associadas no Brasil, após o deslocamento de geração hídrica, ao longo de um período de 14 dias.	58
Figura 38 - LCOE para diferentes potências fotovoltaicas, considerando os 4 cenários e deslocando a curva de geração da UHE.	59
Figura 39 - Percentual de <i>curtailment</i> em relação ao LCOE dos cenários A e C, considerando o deslocamento da curva de geração da UHE.	59
Figura 40 - FPV com potência de 520 MW associada a UHE Alqueva, frente ao consumo por bombeamento.	60
Figura 41 - Sensibilidade do LCOE frente a variação dos parâmetros em 10%.	65
Figura 42 - Comparativo dos custos de CAPEX entre FPV e LPV. Adaptado de [79].	66

Lista de Tabelas

Tabela 1 - Metas de redução da emissão de carbono até 2050 [4].....	5
Tabela 2 - Cenários Térmicos Considerados [39].....	14
Tabela 3 - Resumo estudos do LCOE em FPV.....	22
Tabela 4 - Parâmetros Utilizados para Cálculo Financeiro de FPV.....	23
Tabela 5 - Determinação dos valores de U, através de experimentos ou simulações.	27
Tabela 6 - Apresentação dos cenários comparativos para simulação no PVSyst.....	30
Tabela 7 - Intensidade de acordo com o Coeficiente de Correlação de Pearson.	31
Tabela 8 - Características do módulo JKM-66HL4M-(V)-630	38
Tabela 9 - Características do Inversor SunGrow - SG250HX	39
Tabela 10 - Síntese das informações sobre as albufeiras selecionadas.....	42
Tabela 11 - Comparativo PR, LCOE e Geração para FPV instalada no Brasil.....	43
Tabela 12 - Comparativo PR, LCOE e Geração para FPV instalada em Portugal.....	44
Tabela 13 - Preços médios mensais de energia elétrica nos mercados brasileiro (PLD – CCEE) e português (OMIE) em 2024.....	45
Tabela 14 - Preços médios de energia elétrica nos mercados brasileiro e português para contratos de longo prazo.	45
Tabela 15 - CCPs entre as potências de geração da FPV e UHE.....	47
Tabela 16 - CCPs entre as potências de geração e bombeamento da UHE de Alqueva e FPV..	52
Tabela 17 - Variação do LCOE em função da alteração do CAPEX.....	61
Tabela 18 - Variação do LCOE em função da alteração do OPEX.....	62
Tabela 19 - Variação do LCOE em função da alteração da taxa de desconto.....	63
Tabela 20 - Variação do LCOE em função da alteração da geração de energia.....	64

Acrónimos e Símbolos

Lista de Acrónimos

AC	<i>Alternating Current</i> (Corrente Alternada)
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i> (Despesas de Capital)
CCP	Coeficiente de Correlação de Pearson
DHI	<i>Diffuse Horizontal Irradiance</i> (Irradiância Difusa Horizontal)
FC	Fator de Capacidade
FPV	<i>Floating Photovoltaic</i> (Central Fotovoltaica Flutuante)
FV	Fotovoltaico
GHI	<i>Global Horizontal Irradiance</i> (Irradiância Global Horizontal)
HDPE	<i>High-density Polyethylene</i> (Polietileno de Alta Densidade)
LCOE	<i>Levelized Cost of Electricity</i> (Custo Nivelado da Eletricidade)
LPV	<i>Land Photovoltaic</i> (Central Fotovoltaica Terrestre)
MWp	Mega Watt pico
O&M	Operação e Manutenção
OPEX	<i>Operational Expenditure</i> (Despesas Operacionais)
PR	<i>Performance Ratio</i> (Taxa de Desempenho)
RNC2050	Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050
U	Coeficiente de Perda de Calor
UHE	Central Hidroelétrica

1 Introdução

O presente capítulo traz uma visão introdutória dos temas que serão abordados nesta dissertação. São demarcados os principais pontos de estudo, vinculando sua importância na atualidade.

A apresentação da organização deste documento também é feita neste capítulo, descrevendo brevemente o conteúdo abordado em cada capítulo, orientando o que será desenvolvido no trabalho.

1.1 Contextualização

A crescente procura global por geração de energia a partir de fontes limpas, em conjunto com ambiciosas metas de reduções das emissões de carbono, vem impulsionando a busca por soluções inovadoras em energias renováveis. Todavia, as disponibilidades limitadas de terrenos para a instalação de grandes sistemas solares terrestres constituem um grande obstáculo. Em paralelo a isso, a alteração climática tem tornado cada vez mais importante a diversificação na matriz energética.

No atual contexto, as centrais fotovoltaicas flutuantes (FPV), emergiram como uma solução para superar estas barreiras, pois possuem maior nível de eficiência e podem contribuir reduzindo a evaporação de água, aproveitando áreas de superfície aquática que com frequência são subutilizadas como as albufeiras de hidroelétricas [1], evitando também a ocupação de terrenos que poderiam ser utilizados para agricultura.

A combinação da produção de energia elétrica a partir da água e da irradiação solar é uma solução que recentemente começou a ser utilizada em conjunto, apesar de ambas já serem aproveitadas há anos [2].

A união de dois sistemas de geração conectados na mesma subestação, como uma central fotovoltaica e uma hidroelétrica operando de maneira coordenada, pode diminuir a volatilidade da geração de um sistema fotovoltaico, quando analisado no ponto de injeção da subestação.

Para que seja possível a coordenação é necessária uma proximidade física entre as duas fontes de geração de energia elétrica. Tal exigência torna a solução fotovoltaica flutuante uma ótima solução visto que traz tanto a proximidade com a central hidroelétrica quanto o espaço disponível nas grandes albufeiras das hidroelétricas [3].

A produção fotovoltaica, por não ser uma fonte despachável, traz intrinsecamente a dependência das condições climáticas, porém quando combinado a albufeira de uma central hidroelétrica, durante o período de alta irradiação, é preferível a utilização da energia fotovoltaica como fonte para a injeção no sistema elétrico, tornando a albufeira uma espécie de “bateria virtual” acumulando água, e conseqüentemente energia na forma de energia potencial gravitacional [2].

1.2 Definição do Problema

Mesmo com o avanço das energias renováveis, a geração fotovoltaica mantém sua volatilidade na geração de energia elétrica e a necessidade de utilização de grandes áreas em solo para sua instalação, podendo entrar em disputa com outros tipos de utilização do solo, como a agricultura. Dessa maneira, a utilização das albufeiras de hidroelétricas reduz tanto o custo com a compra ou arrendamento do terreno, quanto mantém livre uma área em solo para outra destinação, sendo benéfico para o sistema também estar instalado diretamente na albufeira pois se beneficia de maior arrefecimento e conseqüente aumento de eficiência e a albufeira acaba por perder menos água por evaporação.

Existem diversas experiências internacionais em que há a implantação de centrais flutuantes, porém existem poucos estudos que analisem e comparem a instalação em diferentes contextos geográficos e regulatórios, particularmente entre o sul brasileiro e Portugal, que possuem diferenças nos custos, regulamentações e condições climáticas.

Visando uma maior compreensão do potencial de expansão da tecnologia fotovoltaica flutuante nos dois países, é necessário avaliar o custo nivelado de energia (LCOE), abrangendo ambos os contextos, considerando o aproveitamento ou não da infraestrutura elétrica existente e o ganho de eficiência associado ao arrefecimento dos módulos ou não.

1.3 Objetivos

Com esta dissertação pretende-se realizar a avaliação da viabilidade técnica e econômica da integração de centrais fotovoltaicas flutuantes em albufeiras de hidroelétricas, analisando a complementaridade entre a energia hidroelétrica e fotovoltaica, explorando a sinergia entre as duas tecnologias para que possibilite otimizar a produção de energia elétrica e maximizar os benefícios do sistema híbrido.

A dissertação tem como principais objetivos, os seguintes:

1. Apresentar uma revisão bibliográfica acerca das centrais hidroelétricas com albufeiras, centrais fotovoltaicas flutuantes e a complementaridade entre as duas tecnologias;
2. Identificar os principais componentes, materiais e desafios técnicos associados à implementação de centrais fotovoltaicas flutuantes;
3. Analisar os requisitos regulatórios que orientam a instalação e operação de sistemas fotovoltaicos em albufeiras de hidroelétricas, considerando o contexto de Portugal e da região Sul do Brasil;
4. Calcular o custo nivelado de energia (LCOE), considerando:
 - 4.1. Utilização ou não da infraestrutura elétrica existente das hidroelétricas;
 - 4.2. Ganho de eficiência decorrente do arrefecimento nos módulos pela água;
5. Determinar os fatores que mais influenciam a viabilidade económica em cada país;
6. Modelar e simular o desempenho energético utilizando o software PVsyst, considerando diferentes configurações de layout e o impacto do arrefecimento na eficiência dos módulos.
7. Desenvolver um estudo de caso comparativo em duas albufeiras, sendo uma localizada em Portugal e outra no sul do Brasil.

1.4 Estrutura do Relatório

A organização deste trabalho far-se-á em cinco capítulos, sendo abordado em cada um deles:

- Capítulo 1: Introdução

Apresentação de uma visão geral do tema da dissertação, contextualizando a importância da integração de sistemas fotovoltaicos flutuantes em centrais hidroelétricas, e as metas da UE e Brasil para redução na emissão de gás carbônico para geração de energia elétrica.

- Capítulo 2: Energia Solar Fotovoltaica Flutuante em Centrais Hidroelétricas com Albufeiras

Revisão bibliográfica e contextualização sobre energias renováveis, sintetizando os principais conceitos de centrais hidroelétricas com albufeiras e centrais fotovoltaicas flutuantes e a complementaridade entre as duas tecnologias. Também são discutidos os componentes técnicos principais utilizados para centrais flutuantes, seus desafios associados a implantação e os requisitos regulatórios para operação no Brasil e em Portugal.

- Capítulo 3: Metodologia de Cálculo do LCOE

Descrição dos métodos e ferramentas utilizados no desenvolvimento do trabalho, apresentando as premissas consideradas, a formulação do custo nivelado de energia (LCOE), cenários analisados, albufeiras selecionadas para simulações e as ferramentas utilizadas para análise.

- Capítulo 4: Caso de Estudo e Resultados

Exposição dos resultados obtidos com as simulações e cálculos, como a produção estimada de energia, valores de LCOE para cada um dos cenários propostos e a comparação entre as centrais propostas de instalação no sul do Brasil e em Portugal.

- Capítulo 5: Conclusões e possíveis trabalhos futuros.

Apresentação dos principais resultados obtidos e contribuições para estudos sobre sistemas fotovoltaicos flutuantes, assim como possíveis propostas para trabalhos futuros para a integração de centrais fotovoltaicas flutuantes a centrais hidroelétricas.

2 Energia Solar Fotovoltaica Flutuante em Centrais Hidroelétricas com Albufeiras

Este capítulo reúne a fundamentação teórica necessária para contextualização de centrais fotovoltaicas flutuantes (FPV) instaladas em albufeiras de hidroelétricas. São apresentados os principais conceitos sobre centrais fotovoltaicas flutuantes e hidroelétricas, bem como os principais tipos de estruturas flutuantes, os desafios construtivos associados e os fatores que influenciam o desempenho energético deste tipo de instalação.

2.1 Energia Fotovoltaica no Contexto Atual

Como Estado membro da União Europeia, Portugal firmou um acordo de neutralidade carbónica até 2050, em que especificamente no setor eletro produtor, será necessária uma redução de 99% nas emissões, quando comparado com 2005, conforme pode ser verificado na Tabela 1, em que são ilustradas as metas de redução na quantidade de carbono emitido em alguns setores. Conforme previsto no Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC2050), será necessária a substituição de combustíveis fósseis por eletricidade, e há a perspectiva da entrada do hidrogénio como um importante vetor energético produzido essencialmente por eletrólise através de fontes renováveis [4].

Tabela 1 - Metas de redução da emissão de carbono até 2050 [4].

Total Sistema Energético	2005	2015	2020	2030	2040	2050	$\Delta 2050/2005$
	71,44	52,94	49,73	28,24 28,15	14,15	7,11	-90%
Eletroprodutor	23,04	16,01	12,94	1,18 2,2	0,36	0,17	-99%

Fonte: Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC2050)

Segundo a RNC2050, até o fim do acordo, 100% da produção de energia elétrica será proveniente de fontes renováveis, tendo uma significativa expansão da tecnologia solar

fotovoltaica que é prevista uma potência de 13 GW centralizados e 13 GW descentralizados [4]. A utilização de grandes áreas em que ocorre o subaproveitamento do espaço, como no caso de albufeiras de centrais hidroelétricas, pode ser uma boa alternativa de inserção de centrais fotovoltaicas flutuantes.

O nível de irradiação solar em Portugal é um dos mais altos quando comparado aos demais países da Europa, o que o torna vantajoso para a instalação de sistemas fotovoltaicos, podendo ter um custo de energia mais baixo que os demais países. A irradiação no país aumenta de norte em direção sul, devido à influência da latitude [5].

No cenário brasileiro, há a meta de redução de 59% a 67% até 2035 de suas emissões líquidas de gases de efeito estufa face a 2005, em todos os setores, marcando o alinhamento com o acordo de Paris. Trazendo como consequência que no segmento de energia, é projetada a expansão da geração elétrica renovável e substituição progressiva dos combustíveis fósseis por eletrificação e biocombustíveis, sendo apoiado por leilões, reforço da transmissão e internalização de tecnologias de armazenamento [6].

A Figura 1 ilustra os expressivos aumentos na capacidade instalada das energias renováveis no Brasil nos últimos 10 anos, considerando as centrais de Mini e Micro Geração Distribuída (MMGD). É possível notar que enquanto a capacidade instalada hídrica teve um aumento de aproximadamente 20% nos últimos 10 anos, as capacidades a partir das fontes eólica e solar tiveram expressivos crescimentos, sendo maior que 280% e 140.000% nas respectivas fontes, com forte colaboração advinda das MMGD, o que demonstra forte incentivo governamental na adoção e implantação de centrais geradoras de energia elétrica a partir de fontes renováveis.

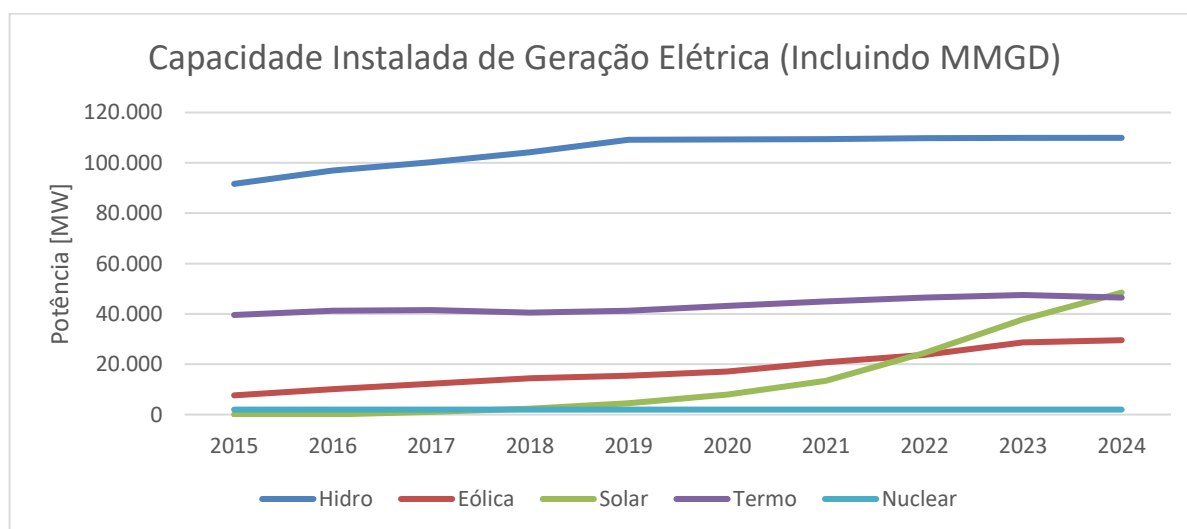


Figura 1 – Histórico brasileiro da Capacidade Instalada de Geração Elétrica, incluso Micro e Mini Geração Distribuída. Elaborado a partir dos dados: [7].

Tanto Portugal quanto o Brasil apresentam condições favoráveis à expansão da energia fotovoltaica especialmente em albufeiras de hidroelétricas. Nesse contexto, é necessária a

avaliação da viabilidade técnica e económica de centrais flutuantes em ambos os países, para melhor compreensão dos benefícios e desafios.

2.2 Centrais Hidroelétricas com Albufeiras

As centrais hidroelétricas são baseadas na conversão da energia cinética das águas que movimentam as turbinas para energia elétrica. Existem dois principais tipos de projetos hidroelétricos, com albufeira e reversível. Cada um dos tipos possui diferentes características, sendo alguns viáveis para instalação do FPV.

2.2.1 Projetos com Albufeiras

Projetos com albufeiras armazenam a água do rio para sua utilização posterior, normalmente economiza água durante uma estação chuvosa para liberar na estação de seca. A albufeira proporciona flexibilidade para operar conforme a demanda do sistema, seja no curto prazo quanto sazonalmente[8]. Hidroelétricas com albufeira de acumulação possuem como vantagem para instalação do FPV, a possibilidade de deslocar a geração hidroelétrica, utilizando a albufeira como uma “bateria virtual” armazenando mais água [9]. A Figura 2 ilustra uma central hidroelétrica com albufeira.

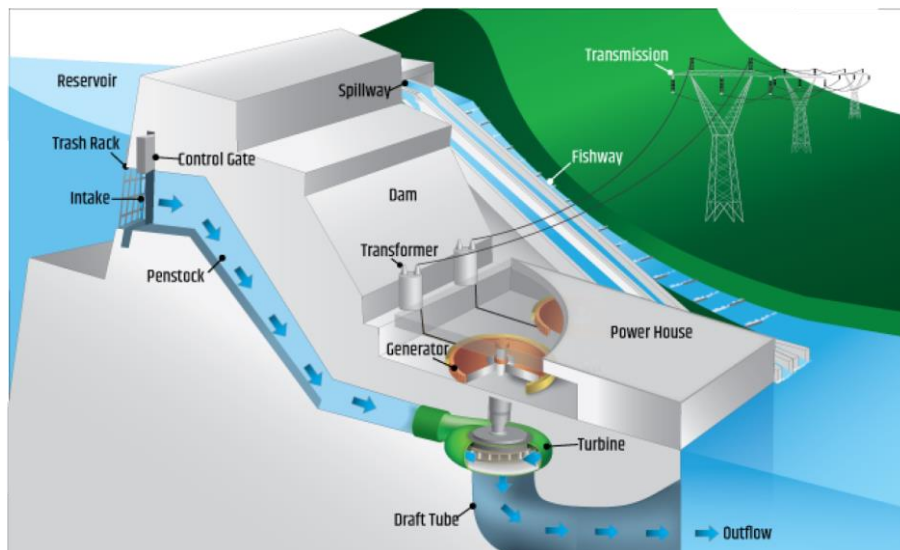


Figura 2 - Exemplo de Central Hidroelétrica com albufeira [10].

2.2.2 Projetos de armazenamento bombeado/reversível

Projetos de armazenamento bombeado ou hidroelétricas reversíveis, possuem uma albufeira superior e outra inferior, em momentos de alta demanda, é turbinada a água da albufeira superior, já em momentos de baixa demanda, a água da albufeira inferior é bombeada de volta

para a albufeira superior [11]. Centrais reversíveis possuem uma boa compatibilidade de integração com FPV, pois, o pico de geração fotovoltaico costuma coincidir com o período de menor demanda da hidroelétrica, favorecendo o bombeamento, utilizando diretamente o excedente de energia para bombear água e reduzindo a necessidade de compra de energia para este fim [12]. A Figura 3, exemplifica uma hidroelétrica reversível.

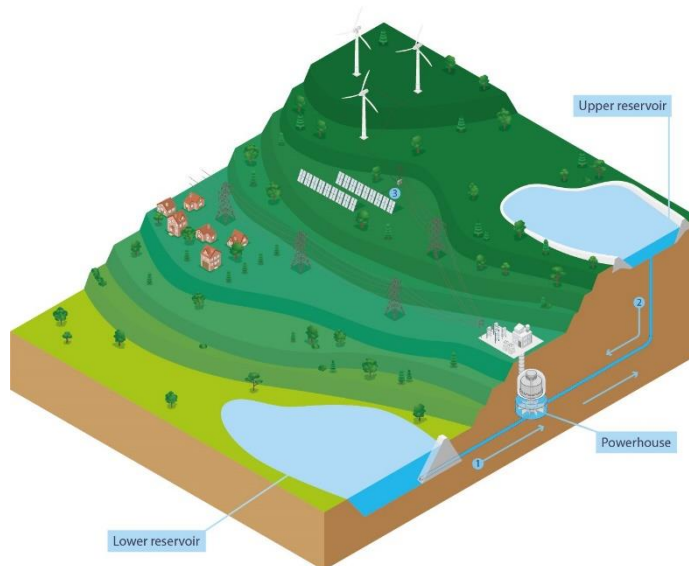


Figura 3 - Exemplo de central hidroelétrica com armazenamento bombeado [13].

2.3 Principais Componentes de Sistemas Flutuantes e Desafios Construtivos

Um dos pontos chaves para manter uma central fotovoltaica flutuante, é a maneira como se mantém todos os módulos flutuando. Existem diversas tecnologias de flutuadores, a Figura 4 ilustra os principais elementos estruturais, sendo eles citados a seguir: [14].

- Plataforma Flutuante: garante a flutuação e estabilidade, sendo fabricado normalmente em Polietileno de Alta Densidade (HDPE), devido a sua resistência a radiação ultravioleta;
- Estrutura de Suporte do Módulo Fotovoltaico: estrutura metálica que deve ser capaz de suportar o peso dos módulos e resistir a força dos ventos, transmitindo a força aerodinâmica a qual o sistema está submetido para o sistema de ancoragem;
- Acoplamentos metálicos: mantém as plataformas flutuantes unidas;
- Acoplamento flexível: dispositivos de borracha que permitem o movimento entre as plataformas flutuantes, fazendo que exista a possibilidade de adaptação a diferentes níveis de água;
- Cordas: material o qual é utilizado para amarrar os flutuadores mais externos, tanto nas bordas quanto ao fundo da albufeira;

- Sistema de ancoragem rígido: constituídos de estacas de concreto armado, que ancora a central flutuante e transmite as forças horizontais para as laterais da albufeira.

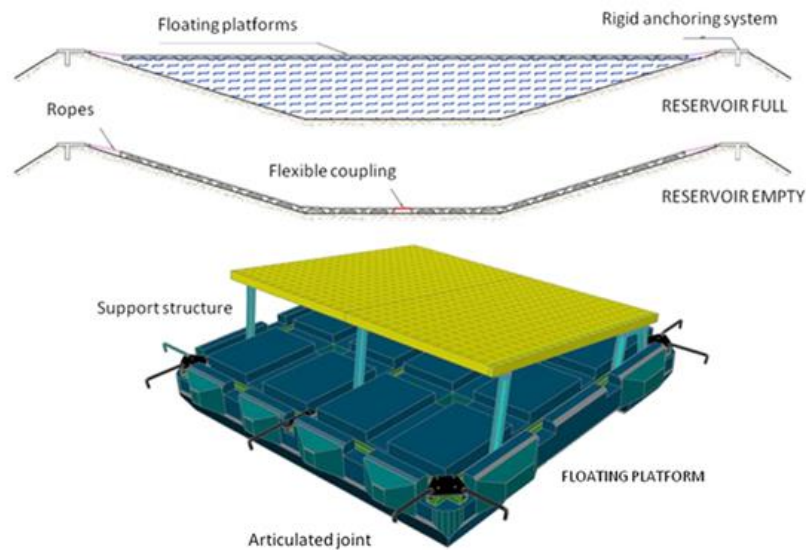


Figura 4 - Componentes de uma estrutura flutuante [14].

Em sistemas fotovoltaicos flutuantes, os flutuadores são conectados em série, fornecendo suporte estrutural aos módulos fotovoltaicos e cobrindo a superfície da água. O projeto da estrutura de suporte para FPV deve satisfazer os requisitos com relação a estabilidade, fluviabilidade, resistência e facilidade de manutenção. Os flutuadores mais utilizados atualmente são feitos de HDPE [15].

Os três mais utilizados e principais tipos de estruturas flutuantes, são os seguintes:

- Tubos flutuantes de HDPE, combinado com balsas de aço ou alumínio;
- Estrutura de flutuadores integralmente em HDPE;
- Plataformas flutuantes conectadas formando uma grande plataforma, sustentando os módulos.

Estes três tipos possuem algumas semelhanças que serão descritas a seguir. Os métodos de avaliação dos benefícios se dão referentes aos seguintes aspectos: custo, menor impacto ambiental, simplicidade na instalação, ancoragem e robustez [16]. Cada solução apresenta distintos valores de Coeficiente de Perda de Calor (U), o que influencia diretamente a eficiência energética da central e por consequência no LCOE.

A estrutura do tipo 1, que pode ser verificada na Figura 5, possui uma simples instalação, oferecendo alta fluviabilidade, transitabilidade sendo que sua parte metálica mantém os módulos fotovoltaicos em uma inclinação vantajosa para o aproveitamento da irradiância. A cobertura dessa estrutura em relação a superfície da água não apresenta grandes benefícios na redução da evaporação, pois ela cobre apenas 20% de toda a central fotovoltaica [16].



Figura 5 - Estrutura Flutuante (Tipo 1) [17].

A estrutura flutuante do tipo 2, possui como principal conceito que cada painel fotovoltaico é sustentado por um único flutuador com trilhos embutidos, tais flutuadores também podem acomodar os componentes elétricos. As diferentes unidades de flutuação são conectadas entre si através de complexas amarrações, com cabos ao longo do perímetro e sob a estrutura, sendo este também um limitante, pois devido a leveza dos flutuadores, podem não suportar grandes esforços como ventos ou ondas com risco de danos nas balsas individuais. Tal tecnologia possui benefícios em relação a seu custo que no geral fica reduzido quando comparado a outros flutuadores, mas devido sua superfície de contato com a água ser maior, a degradação dos materiais expostos pode ser acelerada como a desfolha plástica [18]. Apesar do menor custo, a logística se torna mais custosa devido ao volume ocupado no caminhão [19].



Figura 6 - Estrutura Flutuante (Tipo 2) [16].

Na estrutura de tipo 3, os flutuadores formam uma grande plataforma flutuante, se assemelhando a uma ilha. A estrutura possui alta rigidez trazendo a possibilidade de transitar, sem a necessidade de instalação de passarelas. Com isso torna-se estruturas estáveis e seguras, facilitando a manutenção, contudo possui um maior custo de instalação. São adequadas para o ambiente marinho quando corretamente dimensionados [17].



Figura 7 - Estrutura Flutuante (Tipo 3) [15].

2.3.1 Sistemas Flutuantes e Terrestres: Comparação

O rendimento de sistemas fotovoltaicos flutuantes supera os sistemas fotovoltaicos terrestres em condições homogêneas, segundo uma abrangente revisão entre os anos de 2013 a 2022. A combinação do arrefecimento dos módulos através da água complementado com os ventos, traz um ótimo efeito de arrefecimento de corpo d'água. Foi constatado através de simulações que a eficiência das células possui um aumento de 0,24% e uma diferença de temperatura de operação na célula de 3,5 °C, considerando todos os fatores, a eficiência de geração de um sistema fotovoltaico flutuante pode superar de 1,5 a 2,0% a geração de centrais fotovoltaicas terrestres em condições semelhantes [20]. A inclinação dos módulos fotovoltaicos a 0° otimiza a dissipação de calor de forma mais uniforme em todo o módulo. Contudo, isso impacta negativamente a geração de energia, já que, para uma geração ideal, o sistema deve estar direcionado e inclinado para absorver o máximo de radiação solar, sendo a inclinação ideal próxima à latitude do local [21].

2.3.2 Oportunidades e Desafios

A inserção de centrais fotovoltaicas em ambientes aquáticos constitui uma tecnologia recente. Os seus benefícios e limitações encontram-se ainda em estudo. Há algumas razões que podem ser listadas, que diferenciam essa tecnologia do convencional, conforme pode ser visto:

- Se tratando de um local aquático, as interferências na exposição solar são mínimas [22];
- Os painéis fotovoltaicos são arrefecidos pela água da albufeira, trazendo com isso um aumento na produção de energia;
- Menor taxa de evaporação da água, devido a obstrução através dos módulos [22];

- Economia de água da albufeira quando operado em conjunto com uma central hidroelétrica, otimizando a geração durante o dia;
- Menores custos com aquisição do local de instalação da central fotovoltaica [23];
- Menor sujidade de poeira sobre os módulos, mantendo a radiação que chega nas células de silício [24].

Apesar dos benefícios citados acima, também há desvantagens, podendo ser citado como exemplo a alta humidade que tanto os módulos quanto todo o sistema de flutuadores e amarração estarão expostos, podendo afetar em sua vida útil. A central flutuante é altamente exposta a condições climáticas adversas, como fortes ventos e cheias nas albufeiras de hidroelétricas [25].

2.4 Pesquisa do Tema

Para elaboração do estado da arte sobre centrais fotovoltaicas flutuantes integradas a albufeiras de hidroelétricas, foram feitas pesquisas nas seguintes bases de dados científicas, *ScienceDirect*, *IEEE Xplore*, *SpringerLink*, *MDPI* e *WIREs*. Tais plataformas abrigam grande variedade de artigos com relevância internacional, trazendo a abrangência necessária para levantar os estudos já feitos sobre o tema.

A pesquisa bibliográfica foi realizada com a utilização de algumas palavras-chave em inglês, visando ampliar a variedade de resultados, utilizando as expressões: "*floating photovoltaic*", "*floating solar*", "*floating PV*", "*floating solar PV*", "*hydropower reservoir*", "*hydroelectric reservoir*", "*hydropower plant*", "*hydroelectric dam*", "*hydropower integration*". Os termos foram combinados através de operadores booleanos, restringindo os resultados que tivessem no mínimo uma referência a fotovoltaicos flutuantes e outra a hidroelétricas ou albufeiras. O resultado desta busca inicial foi a obtenção de 675 artigos no total, considerando a busca nas cinco bases de dados. A seguir foi aplicado um critério de separação, selecionando os artigos que apresentavam maior aderência ao tema desta dissertação. Com isso foram selecionados 29 artigos que mais possuem aderência ao tema.

2.4.1 Simulação de Centrais Flutuantes

A literatura informa que por falta de softwares dedicados a FPV, normalmente são utilizados softwares concebidos para simulação de PV em terra, como PVsyst, SAM, HelioScope, PV*SOL, PVGIS e, em alguns casos, SolarGIS/Prospect. Tais ferramentas exigem ajustes para representar efeitos de água [26], [27].

Um estudo mais amplo com um sistema de 1.000 kW (cobertura de canal) e outro de 732 kW (flutuante), realizou o comparativo entre as ferramentas de simulação comerciais, indicando os sistemas com melhor acurácia, enfatizando que a precisão depende principalmente de três fatores: qualidade dos dados meteorológicos, capacidades da ferramenta para sistemas aquáticos e possibilidade de personalização [28].

Diversos estudos utilizam o PVSyst para dimensionar desempenho e indicadores (PR, geração anual): hidroelétricas de Kaptai/Karnafuli (BD), Idukki (Índia) e Ntaruka (Ruanda). Descrevendo os dados iniciais (meteo, ângulo de inclinação, albedo da água) e relatam a metodologia de simulação [29], [30], [31].

Um estudo feito comparando sistemas flutuantes e terrestres instalados na Polônia, o efeito de arrefecimento da água de diminuir a temperatura do módulo não consegue compensar a menor captação de irradiação solar devido as baixas inclinações da estrutura flutuante [32].

Em síntese, os artigos concordam que há carência de ferramentas de simulação dedicadas a FPV, sendo necessária a adequação criteriosa de parâmetros nos *softwares* atualmente voltados a centrais terrestres.

2.4.2 Apresentação de Casos de Estudos

A atual literatura evidencia que a viabilidade técnica econômica de uma instalação fotovoltaica flutuante está diretamente ligada a localização geográfica a qual ela é implantada. Fatores como irradiação solar, temperatura ambiente, custo da terra e incentivo público, fazem com que os desempenhos energéticos e financeiros tenham uma considerável variabilidade.

Um dos estudos faz uma análise comparativa entre uma central fotovoltaica de 9 MW, localizada na Indonésia e outra no Reino Unido. Apesar de possuírem a mesma potência, devido ao clima tropical da Indonésia, sua respectiva planta fotovoltaica alcança maior nível de produção anual e LCOE mais competitivo. Já no Reino Unido devido à alta latitude e condições climáticas não tão favoráveis, faz com que seja obtido um menor desempenho energético e custo de geração mais elevado [33].

Em outro estudo é avaliada a competitividade de centrais flutuantes nas albufeiras espanholas comparando com países como Brasil, Tailândia e Irã. No Brasil e Tailândia foi observado que o prazo de retorno de investimento se assemelha ao de centrais instaladas em solo, já para as centrais instaladas na Europa, são necessárias reduções no capital de investimento e a confirmação dos ganhos por arrefecimento dos módulos [34]. Tais resultados indicam que regiões com maior índice de irradiação possuem significativas vantagens para implementação da tecnologia.

No caso brasileiro houve estudos sobre a implementação de centrais fotovoltaicas na região semiárida, em que é verificado um duplo benefício da tecnologia, que além de ampliar a geração de energia elétrica em até 12 TWh/ano, também conservaria aproximadamente 124 milhões de m³ de água por ano considerando cenários de maior cobertura da superfície [35]. Resultado como esse impõe importância da tecnologia que quando utilizada em cenários de escassez hídrica, pode trazer grandes benefícios.

2.5 Mercado Ibérico Europeu de Energia

O projeto piloto híbrido entre FPV e UHE no Alto Rabagão (Portugal), inaugurado em 2017, é citado como o primeiro do tipo, incitando o tema na península ibérica e trazendo relevância para operação e despacho [36].

Segundo estudo feito através de um mapeamento independente, foi estimado que se utilizado 10% da cobertura dos corpos d'água continentais da Espanha, poderia gerar cerca de 31% da demanda de eletricidade nacional. Essa quantidade de energia poderia chegar ao Mercado Ibérico de Energia (MIBEL) a partir apenas da Espanha [37].

Tem se notado uma evolução positiva na viabilidade económica das FPV, com dados indicando a viabilidade na implantação. Até 2050 é esperado uma diminuição significativa do CAPEX e OPEX, devido aos avanços tecnológicos e que pode ser acelerado através de pesquisas dedicadas a este tipo de tecnologia [38]. Estudos realizados por [39], compararam sistemas FV em solo e flutuantes dividindo em 4 cenários de acordo com seu coeficiente de perda de calor (U), sendo eles o cenário A em que o arrefecimento do FPV é significativamente melhor que o LPV (Central Fotovoltaica Terrestre), nos cenários B e C o FPV possui arrefecimento melhor e no cenário D os dois sistemas possuem o mesmo arrefecimento, tais dados são ilustrados na Tabela 2.

Tabela 2 - Cenários Térmicos Considerados [39].

	Cenário A:	Cenário B:	Cenário C:	Cenário D:
Valor U do FPV	56 W/m ² K	56 W/m ² K	39 W/m ² K	39 W/m ² K
Valor U do LPV	29 W/m ² K	39 W/m ² K	29 W/m ² K	39 W/m ² K

A partir dos cenários destacados e fixando o ângulo de inclinação dos módulos em 10 e 20 graus, foi desenhado um “mapa de calor” da Europa, indicando a viabilidade dos FPV de acordo com seu arrefecimento em comparação as LPV. O custo de centrais flutuantes pode ser tão competitivo quanto centrais terrestres se os custos de “estrutura e montagem” ou/e “conexão na rede” [39], forem eliminados, como é o caso de FPV aplicadas em albufeiras de centrais hidroelétricas, em que há a possibilidade de eliminação da preparação do local de instalação e uso da infraestrutura elétrica pré-existente. Tais informações podem ser verificadas na Figura 8.

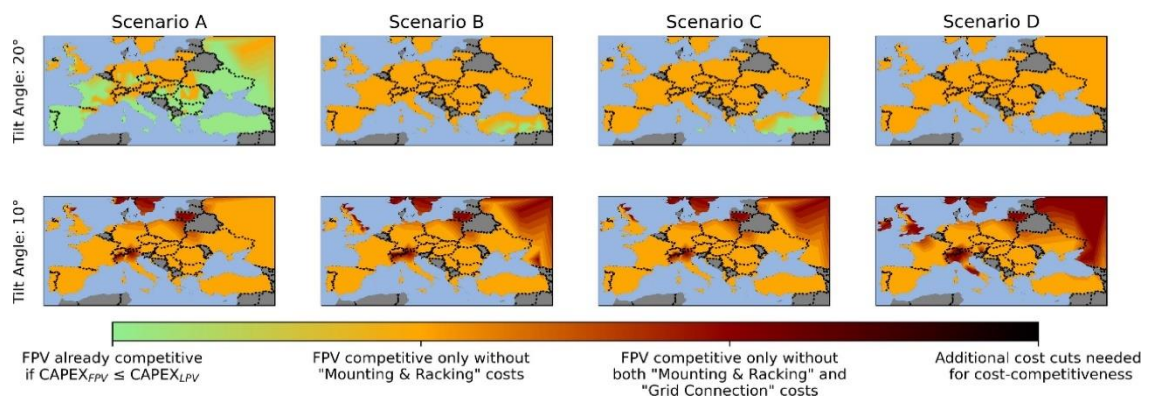


Figura 8 - Competitividade de FPV dependendo das reduções de CAPEX em relação a LPV [40].

Os estudos trazem algumas perspectivas, como, para avaliação da viabilidade económica e CAPEX máximo do FPV é importante a verificação do preço do mercado diário (OMIE), a co-localização com hidroelétricas pode reduzir os custos de conexão por se beneficiar da infraestrutura existente. Devido as dimensões territoriais espanholas, seu potencial técnico é suficientemente grande para afetar a oferta no mercado ibérico [36], [37].

2.6 Mercado Brasileiro de Energia

Modelagens aplicadas a albufeiras brasileiras indicam que o FPV pode substituir parcela da geração térmica planejada, capazes de deslocar aproximadamente 15,7% da geração projetada de térmicas a gás inflexíveis até 2031, além de substituir a geração térmica “mínima” observada no período analisado [41].

Os estudos enfatizam a implantação do FPV associado às UHEs, aproveitando a disponibilidade de potência da subestação para escoar a geração adicional sem necessidade de reforços imediatos de transmissão; do ponto de vista regulatório, apontam a possibilidade de compartilhamento da infraestrutura da UHE [41].

Estudos no semiárido brasileiro mostram significativas reduções na evaporação com FPV e viabilidade económica. Quando se monetiza a água preservada o *payback* pode cair para até 4 anos [42].

No sistema Santa Branca (Brasil), utilizando da albufeira como “bateria virtual” diurna seria possível elevar o fator de capacidade da conexão em 50% [43].

Um conjunto de centrais no rio São Francisco, operando de maneira coordenada com FPV reduz a dependência térmica, com ganho médio de energia de 76% e aumento de aproximadamente 17% no fator de capacidade [44].

Os artigos convergem que, no mercado brasileiro o FPV é tecnicamente viável e se adere as metas: aumento de oferta de fontes de energia com baixo carbono, aproveitamento da

infraestrutura existente das UHEs, redução do despacho térmico, com viabilidade económica em cenários que consideram a monetização da água e coordenação com a UHE [41], [42].

2.7 Normas e Legislação Aplicáveis no Brasil e em Portugal

Atualmente a União Europeia não possui uma diretiva específica para centrais fotovoltaicas flutuantes, porém a instalação destes sistemas deve cumprir normativas ambientais, energéticas e técnicas, não somente a nível europeu como também nacional. Considerando que estas instalações envolvem tanto geração de energia elétrica quanto ocupação de recursos hídricos, é necessário um processo de licenciamento multidisciplinar.

De maneira análoga, no Brasil também é necessário seguir normativas ambientais, energéticas e técnicas. Os principais órgãos competentes responsáveis pelas normas são, Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico (ANA), Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA), órgãos ambientais estaduais e as normas técnicas da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT).

2.7.1 Normativas Europeias Aplicáveis

Apesar de não existir uma diretiva europeia específica para as centrais fotovoltaicas flutuantes, diversos regulamentos e diretivas são aplicáveis para estas construções, como a Diretiva Quadro da Água - DQA (2000/60/CE) que normatiza a proteção dos recursos hídricos. Centrais flutuantes devem possuir a garantia que não causarão degradação do estado ecológico dos corpos d'água, nem comprometerão usos múltiplos como abastecimento, lazer e conservação ambiental. Também há a Diretiva de Energias Renováveis – RED II (2018/2001/EU), a qual incentiva os Estados Membros da EU na adoção de ambiciosas metas do uso de fontes renováveis de energia, inclusive novas tecnologias como instalações fotovoltaicas em corpos de água.

Além das regulamentações impostas pela União Europeia, cada país também tem suas regulamentações específicas, como por exemplo Portugal:

O Decreto-Lei nº 98/2021 define um procedimento unificado para a produção de eletricidade através de centrais fotovoltaicas flutuantes em albufeiras públicas. Seu principal objetivo é unificação dos procedimentos de reserva de capacidade de injeção na rede elétrica de serviço público e da ocupação das águas das albufeiras, neste decreto fica definido as áreas máximas permitidas de ocupação, potência de ligação estimada e nível de tensão e rede correspondente.

O Decreto-Lei nº 99/2024 detalha o regime de licenciamento de projetos de energia renovável, também estabelece os procedimentos para atribuição de capacidade de injeção na rede, exigências de títulos de utilização de recursos hídricos, prazos e requisitos documentais, neste decreto deixa claro que as centrais flutuantes não estão isentas da Avaliação de Impacto Ambiental, mesmo quando instalados em massas de água artificiais.

Os licenciamentos necessários para a construção passam por algumas autoridades como: a Agência Portuguesa do Ambiente (APA) que é responsável pelo licenciamento ambiental, e possui como função a emissão do título de utilização dos recursos hídricos, coordenação da análise do impacto ambiental e após licenciamento a fiscalização.

A Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) faz a coordenação das licenças energéticas, realizando a avaliação do projeto técnico, ponto de conexão a rede, potência instalada, tipo de tecnologia e organiza e executa leilões público de atribuição de capacidade.

Como forma de incentivar a expansão da energia fotovoltaica flutuante, em 2021, o governo português abriu um leilão para alocação de centrais fotovoltaicas em albufeiras públicas, atribuindo 183 MW.

2.7.2 Normativas Brasileiras Aplicáveis

A ANEEL regulamenta a utilização do uso compartilhado da infraestrutura de conexão elétrica, conforme Resolução Normativa nº 954/2021 e nº 1.071/2023, trazendo regulamentação sobre a hibridização de empreendimentos de geração, permitindo o uso do mesmo ponto de conexão e outorga conjunta para fontes complementares.

Para o uso da albufeira para instalação do fotovoltaico, é necessária autorização da ANA conforme Lei nº 9.433/1997, em que é avaliado a interferência do empreendimento nas condições de operação da albufeira e seus múltiplos usos, além da qualidade da água.

O licenciamento ambiental é realizado através do IBAMA ou órgãos estaduais. Do ponto de vista técnico é necessário que as instalações sigam as normas ABNT aplicáveis aos sistemas fotovoltaicos e estruturas elétricas.

O presente capítulo apresenta a fundamentação teórica que integra a contribuição das centrais fotovoltaicas flutuantes (FPV) no contexto da transição energética no Brasil e em Portugal. A caracterização das diferentes tipologias de plataformas flutuantes expõe a necessidade de considerar distintos coeficientes de perda de calor (U), à medida que a análise das tipologias de centrais hidroelétricas fundamenta a escolha das centrais de Machadinho e Alqueva como casos de estudo representativos de diferentes modelos de integração e operação conjunta com UHEs. A análise dos contextos regulatórios e dos mercados de energia elétrica em ambos os países sustentam a necessidade de premissas económicas, tais como CAPEX, OPEX e taxa de desconto, justificando o comparativo através do custo nivelado de energia (LCOE), a ser desenvolvida no próximo capítulo.

3 Metodologia de Cálculo do LCOE

O atual capítulo apresenta a metodologia adotada para a avaliação técnico económica das centrais fotovoltaicas flutuantes consideradas no estudo. É feita a introdução do conceito de Custo Nivelado de Energia (LCOE), descrevendo a equação matemática, parâmetros envolvidos e sua devida importância para análise comparativa. Também é realizado o detalhamento das premissas utilizadas nas simulações e descrição das ferramentas utilizadas, estabelecendo as bases metodológicas que sustentam os resultados apresentados no capítulo 4.

3.1 Conceito e Relevância do LCOE

A análise económica de um investimento é um dos fatores mais importantes para identificar a viabilidade de implantação de uma central fotovoltaica, sendo inicialmente validado pelo Custo Nivelado de Energia (LCOE, do inglês *Levelized Cost of Energy*), que normalmente é utilizado para comparar os custos entre diferentes tecnologias, pois leva em consideração os seguintes custos, investimento inicial, operação e manutenção (O&M) e combustível (se houver), quantificando o valor do kWh durante toda a vida útil do projeto.

3.1.1 Definição do LCOE

O LCOE é definido conforme a equação (1) [45]:

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_{t,el}}{(1+i)^t}} \quad (1)$$

, onde:

- I_0 : Investimento na construção e comissionamento;
- A_t : Despesa operacional e de manutenção total por ano “t”, durante a vida útil;
- n: Vida útil da central;
- i: Taxa de desconto;
- t: Ano de vida do sistema
- $M_{t,el}$: Geração anual de eletricidade do sistema no respetivo ano em kWh.

Para a condução das análises comparativas entre as centrais instaladas no Brasil e em Portugal, fica evidente através da equação 1, que é necessário o cálculo da energia produzida durante a vida útil da FPV, considerando tanto as características técnicas dos equipamentos, quanto as condições de irradiação. Os custos envolvidos na construção e operação também precisam ser estimados.

3.1.2 Impactos do LCOE na Formação de Preços

As diferentes fontes utilizadas para a geração de energia elétrica apresentam distintos valores de custo nivelado de energia (LCOE). Segundo [42], entre as fontes renováveis, a energia fotovoltaica instalada em solo é a que possui o segundo menor LCOE. A Figura 8 apresenta, em ordem crescente, os valores médios globais de LCOE para diversas fontes renováveis no ano de 2024. Cada uma das fontes contribui para a formação dos preços de venda de energia, condicionando a viabilidade de implantação da central frente aos valores negociados no mercado.

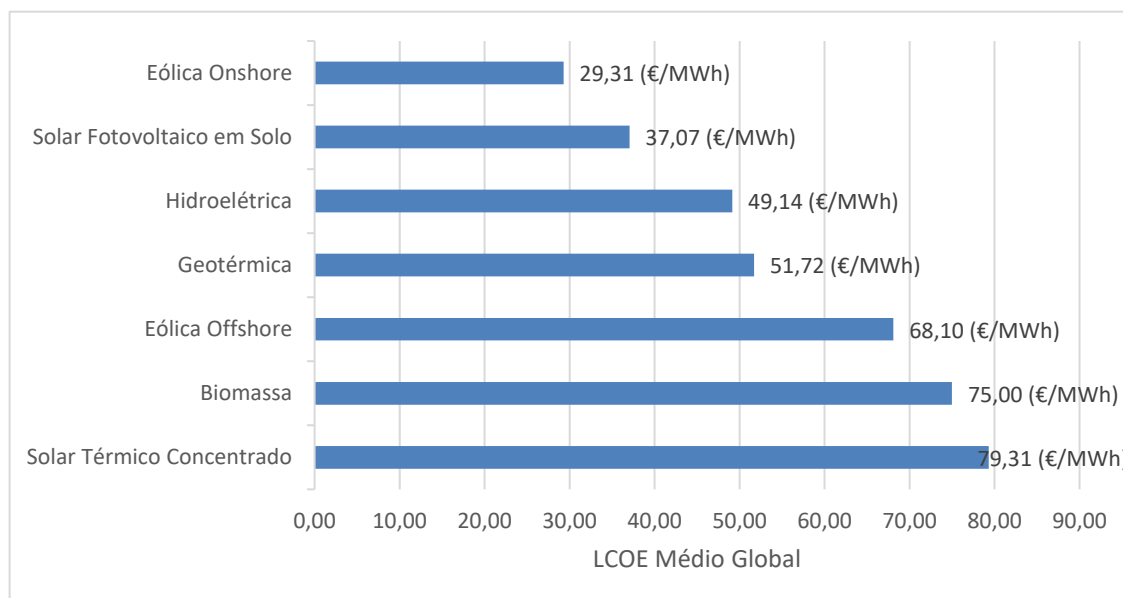


Figura 9 - Valor médio global de LCOE para as fontes renováveis em 2024. Adaptado de [46].

Tabela 3 - Resumo estudos do LCOE em FPV.

Estudo	País	Arranjo	Variação de LCOE	Observações
[48]	Índia	FPV híbrida	-35,16%	Comparativo entre uma FPV híbrida com uma hidroelétrica e uma FPV isolada.
[35]	Brasil	FPV isolada	+9,7%	Comparativo entre uma FPV e LPV.
[33]	Indonésia – Reino Unido	FPV	-53,32%	Comparativo entre um FPV instalado na Indonésia e um FPV instalado no Reino Unido

Os artigos convergem que o LCOE do FPV é fortemente influenciado pelo CAPEX (flutuadores, ancoragem, e etc.), ganho energético (arrefecimento, bifacialidade, inclinação de instalação) e benefícios hídricos (receita hídrica advinda da geração da água não evaporada). O FPV pode ter LCOE igual ou menor que centrais terrestres, quando há redução no CAPEX, otimização da inclinação do sistema e associação do FPV com hidroelétricas. Casos em que o CAPEX é elevado e sem melhoria na *yield*, o LCOE do FPV pode ultrapassar de centrais terrestres, porém há maneiras que auxiliam a deslocar o projeto para faixas competitivas, como otimizações de espaço, inclinação e benefícios referentes a redução na evaporação [34], [35], [39], [48], [49], [50], [51].

3.1.4 Premissas Adotadas para Simulação Financeira

Para a modelagem técnico-económica da FPV integrada em uma albufeira de hidroelétrica, foram estabelecidas algumas premissas baseadas em estudos sobre a viabilidade em fontes recentes de artigos científicos. Os parâmetros considerados incluem vida útil do sistema, taxa de degradação dos módulos, taxa de desconto, custos de investimentos e operação (CAPEX e OPEX), como também a radiação global média.

A Tabela 4 sintetiza os parâmetros que serão utilizados para simulação económica.

Tabela 4 - Parâmetros Utilizados para Cálculo Financeiro de FPV.

	Brasil	Portugal
CAPEX (I_0)	$577,98 * P_{FPVCC}^{-0,01} \text{ €/kWp}^1$	$690,85 * P_{FPVCC}^{-0,01} \text{ €/kWp}$
OPEX (A_t)	22 €/kWp.ano ²	
Taxa de Desconto (i)	10,0%	7,5%
Degradação 1º ano	1,0%	
Degradação demais anos	0,4%	
Vida Útil (n)	25 [anos]	

Os custos referentes ao investimento (CAPEX) de uma FPV, possuem como parâmetros o custo de instalação com equipamentos dado como C_{FPV} [€/kWp] e a potência do sistema P_{FPVCC} [kWp], podendo ser calculado através da Equação 2:

$$I_0 = C_{FPV} * P_{FPVCC} \text{ [€]} \quad (2)$$

Para o caso de uma instalação situada no Brasil, a referência [52] apresenta os custos médios de investimento para centrais fotovoltaicas terrestres (LPV) de 500, 1000, 3000 e 5000 kWp, com estruturas fixas, expressos em euros por kilowatt-pico (€/kWp). Entretanto, devido à escassez de informações nacionais específicas sobre os custos de centrais fotovoltaicas flutuantes (FPV), adotou-se o procedimento descrito por [9], no qual o custo total de implantação de uma FPV é aproximadamente 17,7% superior ao de uma LPV de mesma potência instalada. O acréscimo de valor reflete os custos extras característicos de sistemas flutuantes, como a infraestrutura dos flutuadores e sua respetiva montagem. Para a modelagem económica do custo de FPV, é aplicado esse fator de correção sobre o custo da instalação terrestre. Com esta abordagem é possível estimar o CAPEX para a tecnologia flutuante de acordo com os valores aplicados ao mercado brasileiro.

A equação 3 representa a função que melhor se comportou frente à variação da potência instalada, obtida a partir de uma regressão.

$$C_{FPV} = 577,98 * P_{FPVCC}^{-0,01} \text{ [€/kWp]} \quad (3)$$

¹ Os valores foram disponibilizados em reais e utilizado a taxa de câmbio para conversão (1,00 € = 6,25 R\$).

² Os valores foram disponibilizados em dólares americanos e utilizado a taxa de câmbio para conversão (1,00 € = 1,16 US\$).

Para a modelagem económica de uma instalação FPV situada na Península Ibérica, utilizou-se o procedimento descrito em [53], no qual o custo médio de uma central fotovoltaica de larga escala (50 MWp) é de aproximadamente 620 €/kWp. Visto que existem os ganhos por escala, o custo foi ajustado de forma proporcional ao comportamento da equação 3.

Desta maneira, o custo específico para o caso português foi estimado conforme a equação 4, no qual se mantém a tendência de decréscimo do custo com o aumento da potência instalada, porém refletindo o contexto de preços do mercado europeu.

$$C_{FPV} = 690,85 * P_{FPVcc}^{-0,01} [\text{€/kWp}] \quad (4)$$

As equações 3 e 4 representam os custos de instalação de uma central fotovoltaica considerando todos os custos com a infraestrutura elétrica para conexão na rede de transportes. Conforme [54], para um projeto associado a outro empreendimento é necessário descontar os custos referentes a subestação, porém não é possível descontar integralmente pois ainda são necessários alguns equipamentos para integração entre os empreendimentos. A redução no valor de CAPEX com a utilização da infraestrutura elétrica existente é convencionada em 5,84% [54].

Os custos referentes ao operacional (OPEX) durante a vida útil, é representado no artigo [55], englobando custos de limpeza, inspeções e seguros. Devido a necessidade de embarcações e equipamentos específicos para manutenção, seu valor é levemente superior ao de LPV.

A taxa de desconto (i), varia de acordo com o país no qual é feita a instalação do FPV, seguindo o valor utilizado no estudo de [53] para FPV localizado na Espanha, para o empreendimento localizado em Portugal. Para o caso brasileiro utilizou-se o valor conforme estudo [56].

Para a degradação dos módulos é indicado uma taxa média entre 0,5% e 1,0%, variando de acordo com as especificações do fabricante, porém módulos bifaciais instalados em climas tropicais úmidos, a presença de vapor d'água pode aumentar a taxa efetiva de deterioração ao longo do tempo [51]. A degradação aplicada na energia gerada ($M_{t,el}$), segue as informações contidas no *datasheet* do módulo utilizado, conforme [57].

A vida útil do sistema FPV é geralmente assumida entre 25 e 30 anos, sendo adotado por diversas fontes o valor de 25 anos, o que condiz com a durabilidade do módulo de silício cristalino utilizado em instalações comerciais [58], [59]. Este valor é considerado como um horizonte padrão para estudos referente ao custo nivelado de energia (LCOE), permitindo a comparação ao longo de todo o ciclo de vida.

A irradiação solar média anual constitui o principal parâmetro para o dimensionamento do sistema. Cada uma das ferramentas para simulação de centrais fotovoltaicas, possuem seus bancos de dados meteorológicos, como por exemplo a base Meteonorm 8.2, que fornece dados meteorológicos para qualquer local da Terra, incluindo irradiação global horizontal, difusa, velocidade do vento e temperatura.

Cabe destacar que o objetivo central do trabalho se concentra na determinação técnico-económica do LCOE das centrais fotovoltaicas flutuantes analisadas. Apesar do trabalho apresentar um comparativo indicativo com os preços de energia de curto e longo prazo, essa análise é realizada com base em valores médios agregados, não constituindo uma avaliação completa da viabilidade económico-financeira dos projetos, carecendo de fatores adicionais como formação horária de preços e a correlação entre a geração e os preços da energia elétrica.

3.2 Utilização do PVsyst

Para simulação da geração fotovoltaica utilizou-se o software PVsyst, o qual representa uma das ferramentas de simulação mais populares utilizados na literatura e na indústria. No PVsyst é possível realizar simulações de sistemas conectados à rede, desconectados da rede, bombeamento de água e cenários em que é utilizado a corrente contínua diretamente. A ferramenta também apresenta bases de dados meteorológicas incorporados e uma vasta base com módulos fotovoltaicos e inversores. Apesar do software não possuir a função específica para FPV, é possível realizar modificações no albedo e no coeficiente de perda de calor (U).

A utilização de um ano climático típico nas simulações realizadas no PVsyst, constitui uma limitação deste trabalho. Apesar de amplamente utilizada na literatura, tal procedimento não incorpora explicitamente a variabilidade interanual das condições meteorológicas. Desta maneira, a produção energética estimada pode subestimar ou superestimar o desempenho real em anos atípicos, especialmente em contextos de elevada variabilidade climática, o que representa uma incerteza adicional nos resultados simulados.

3.2.1 Coeficiente de Perda de Calor

Principalmente a possibilidade de modificação de Coeficiente de Perda de Calor (U), ajuda a simular os efeitos de arrefecimento causados pela proximidade com a água. Conforme pode ser verificado através da Tabela 5, o valor de U pode variar conforme o tipo de estrutura flutuante, sendo que estruturas com maior espaço aberto entre a parte traseira do painel e a água, e com

menor bloqueio da passagem do ar, possuem maiores coeficientes de perda de calor, podendo ser verificado através da Figura 11.

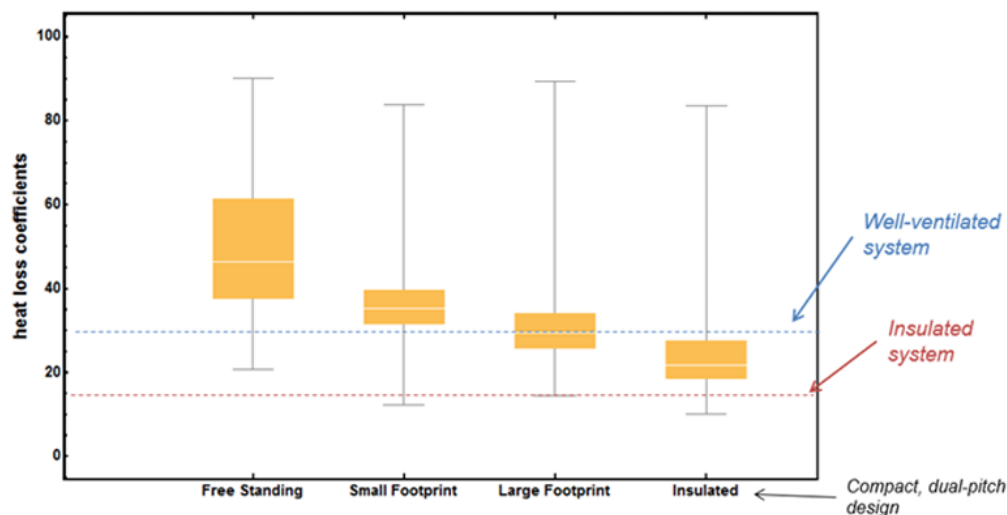


Figura 11 - Diferentes valores de U para os diversos tipos de estruturas. Fonte: [60]

A temperatura de operação de um módulo fotovoltaico é de grande importância, pois está diretamente ligado ao seu desempenho, pois quanto menor sua temperatura de operação, maior seu desempenho. A relação entre a potência fornecida pelo módulo e a temperatura é dada pela equação 5 [61]:

$$P_{Mod} = P_{STC} * (1 + \gamma * \Delta T) \quad (5)$$

As variáveis são definidas como: P_{Mod} é a potência fornecida pelo módulo durante a operação, P_{STC} é a potência fornecida pelo módulo em condições padrões de teste, γ é o coeficiente de temperatura do módulo e ΔT é variação da temperatura do módulo em relação a temperatura padrão de teste, de 25°C. Normalmente na atual tecnologia de fabricação dos módulos utilizados em projetos comerciais, o silício cristalino, a potência máxima fornecida pelo módulo reduz em até 0,4% a cada grau no aumento de temperatura do módulo [60].

O PVsyst possui como valor de U padrão 29 W/m²K para sistemas montados em solo, 15 W/m²K para sistemas instalados em superfícies fechadas e 20 W/m²K para sistemas intermediários entre os dois. Para este trabalho, baseado nas informações disponíveis na literatura, será utilizado os fatores de 57 e 36 W/m²K, para simular a instalação em estruturas de pequena ocupação com estrutura aberta e grande ocupação com estrutura fechada, respetivamente.

Tabela 5 - Determinação dos valores de U, através de experimentos ou simulações.

Local	Tipo de instalação	Valor de U (W/m²K)	Observações	Referência
Singapura	FPV com Grande Ocupação	36	Determinado através de experimento	[32], [60]
Holanda	FPV com Grande Ocupação	37		[32], [60]
Singapura	FPV com Média Ocupação, Estrutura Fechada	41		[61]
Singapura	FPV com Grande Ocupação, Estrutura Fechada	36		[61]
Singapura	FPV com Suporte Independente, Estrutura Aberta	55		[61]
Holanda	FPV com Pequena Ocupação, Estrutura Aberta	57		[61]
Holanda	FPV com Grande Ocupação, Estrutura Fechada	37		[61]
Sri Lanka	FPV com Grande Ocupação	33		[62]
Global	FPV com Pequena Ocupação	35-50	Considerado para simulação em PVsyst	[16]
Global	FPV com Grande Ocupação	30-35		[16]
Alemanha e Itália	FPV com Grande Ocupação	31,92 e 35,22		[63]
Almeria e Espanha	FPV com Pequena Ocupação	35		[19]
Almeria e Espanha	FPV com Grande Ocupação	31		[19]
Países Europeus	FPV com Pequena Ocupação	39		[64]

3.2.2 Albedo

O albedo corresponde a fração de radiação solar que é refletida pela superfície [27]. Esse valor varia conforme o local em que é analisado, como por exemplo, neve fresca possui um albedo de 0,8, enquanto grama fresca de 0,25, o valor padrão utilizado no PVsyst para solo é de 0,2 [19]. Conforme estudos de [60] em uma planta em Singapura, o albedo registado na água varia de 0,05 a 0,07, como comparativo o albedo registado na superfície de um telhado se aproxima de 0,13, a Figura 12 ilustra o comparativo entre o albedo de um dia típico em um telhado e na água. Foram realizadas medições comparando a utilização de módulos bifaciais instalados no mesmo sistema FPV em que havia módulos monofaciais e não houve benefícios em termos de geração ou PR [60]. Para o presente estudo, será utilizado o valor médio de albedo de 5% e não serão utilizados módulos bifaciais.

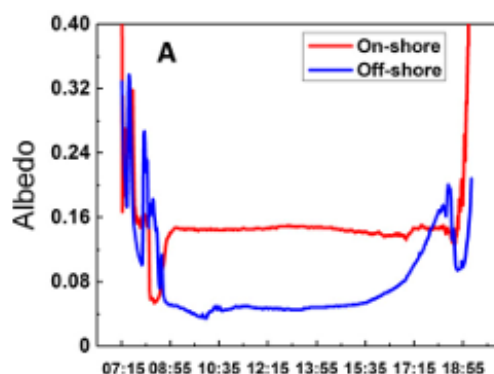


Figura 12 - Comparativo do albedo em uma superfície de telhado e na água [60].

3.2.3 Perdas

Algumas perdas que estão associadas com os módulos fotovoltaicos são por sujeira e *mismatch*. As perdas por *mismatch* ocorrem devido a diferente radiação solar que pode chegar aos módulos interconectados, existem poucos estudos especificamente para FPV sobre esta perda, sendo assim será considerado em 1%, valor padrão do PVsyst [19].

Uma das perdas significativas pode ser por sujeira, pois causam sombreamento nas células, reduzindo a corrente, em alguns projetos testes conforme descreve [60], foi observado que as

fezes de pássaros levaram a uma queda de 10% no desempenho.

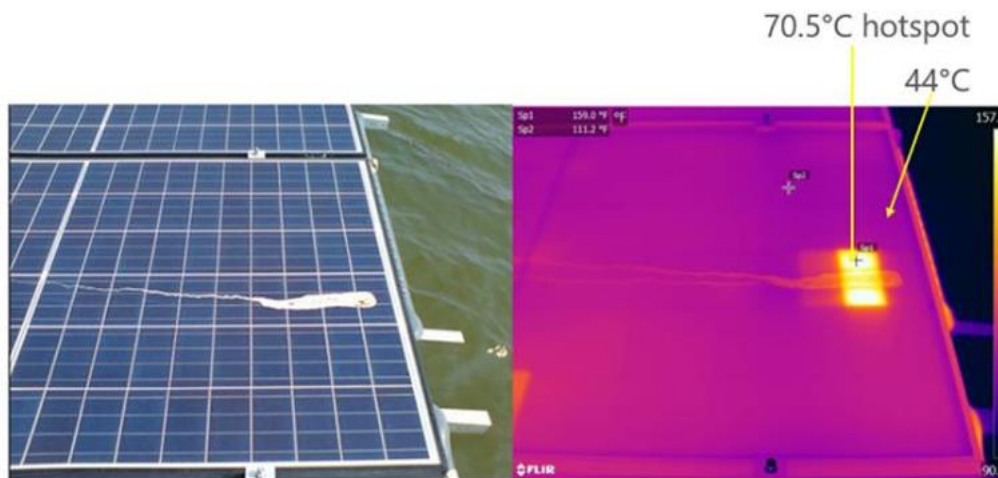


Figura 13 - Ponto quente induzido por fezes de pássaros. Fonte:[65].

No entanto devido não terem sido encontrados estudos que convergissem para um valor, utilizou-se o mesmo valor que [66], sendo o padrão do PVsyst de 2%.

3.3 Definição dos Cenários de Comparação

A definição de cenários é de suma importância para avaliação da influência dos parâmetros técnicos econômicos em relação ao desempenho energético e o LCOE das FPV. Neste trabalho foram considerados quatro principais cenários (A, B, C, D), diferindo entre si quanto ao coeficiente de perda de calor (U), que representa o nível de arrefecimento do módulo fotovoltaico em função da estrutura flutuante. Além do coeficiente térmico, cada cenário considera a utilização ou não da infraestrutura elétrica existente da central hidroelétrica (UHE), ilustrado através da Figura 14 e Figura 15.

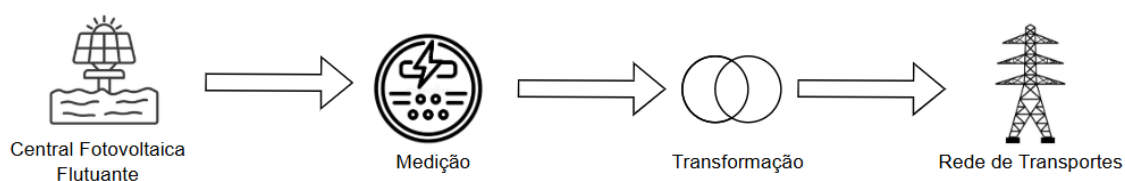


Figura 14 - FPV conectada diretamente na rede de transportes (Cenários B e D).

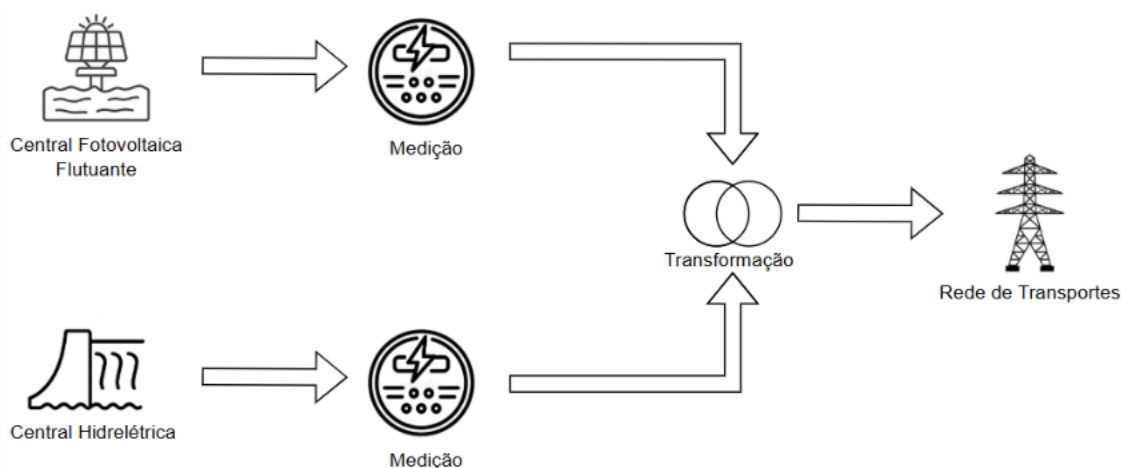


Figura 15 - Central FPV associada a uma UHE compartilhando da infraestrutura elétrica (Cenários A e C).

A Tabela 6 apresenta um quadro resumo das simulações propostas, conforme mencionado anteriormente.

Tabela 6 - Apresentação dos cenários comparativos para simulação no PVsyst.

Cenário	Local de estudo	Coefficiente U [W/m ² K]	Infraestrutura da UHE	Observações
A	Brasil e Portugal	57	Utilizada	Simula o arrefecimento intenso, considerando estrutura aberta com pequena ocupação
B	Brasil e Portugal	57	Não utilizada	Mesma dissipação térmica do cenário A, porém com instalação independente
C	Brasil e Portugal	36	Utilizada	Simula o arrefecimento médio, considerando estrutura fechada com grande ocupação
D	Brasil e Portugal	36	Não utilizada	Mesma dissipação térmica do cenário C, porém com instalação independente

Fonte: Elaboração própria com base em [32], [60] e [61]

Os cenários em que ocorre a associação do FPV com a UHE, se faz necessário a avaliação da complementaridade entre os perfis de geração da central hidroelétrica e da central fotovoltaica flutuante.

A complementaridade energética entre as diferentes fontes, são avaliadas através de índices ou análises utilizando coeficientes de correlação. Um dos índices mais utilizados para avaliação

de complementaridade é o Coeficiente de Correlação de Pearson (CCP)[54] , expresso pela equação 6 [67].

$$CCP = \frac{\sum_{i=1}^n [(x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})]}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2} * \sqrt{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2}} \quad (6)$$

Em que n é o tamanho da amostra, x_i e y_i são as medições individuais de cada parâmetro de potência e \bar{x} e \bar{y} representam as médias aritméticas de cada parâmetro [54].

O CCP mede a correlação entre duas variáveis, oscilando entre -1 e +1, sendo valores positivos e próximos de +1 indicam similaridade no comportamento e valores negativos e próximos de -1, indicam complementariedade [67]. A intensidade da correlação varia de acordo com a proximidade do valor unitário (tanto positivo quanto negativo). A Tabela 7 apresenta a intensidade de correlação de acordo com o resultado do CCP.

Tabela 7 - Intensidade de acordo com o Coeficiente de Correlação de Pearson.

Valores CCP (positivo ou negativo)	Correlação
0,00 a 0,19	Muito Fraca
0,20 a 0,39	Fraca
0,40 a 0,69	Moderada
0,70 a 0,89	Forte
0,90 a 1,00	Muito Forte

Fonte: Adaptado de [67].

A partir das informações retiradas do CCP, é possível identificar se as curvas de geração possuem complementariedade.

Os cenários foram simulados utilizando o *software* PVsyst 8.0, com base no ano típico obtido do Meteoronorm 8.2, conforme será apresentado no capítulo 4.2. Visando a simplificação do comparativo entre as duas localizações e evitando distorções de escala, para alguns casos a potência foi fixada em 5 MWp.

Os cenários em que se aproveita a infraestrutura elétrica existente da UHE são os mais prováveis de implantação prática, pois tendem a apresentar menor CAPEX total, em função da redução e/ou eliminação dos custos com novas subestações, cablagens e acessos terrestres. Todavia, nesses cenários, para o cálculo do LCOE, é necessário avaliar a potência total horária injetada na subestação, de forma a não ultrapassar a potência máxima disponível. Assim, torna-se necessário identificar os instantes em que ocorre *curtailment* da geração fotovoltaica, o que pode suceder de duas maneiras: (i) mantendo-se inalterada a curva de geração hídrica, ou (ii) deslocando-se a curva de geração hídrica para períodos em que a FPV não se encontra operando em sua potência máxima.

A Figura 16 e Figura 17 apresentam, respectivamente, os fluxogramas utilizados para o cálculo da geração fotovoltaica anual, descontando-se da geração total os cortes de potência (*curtailment*) nos casos em que se prioriza a geração hídrica sem alteração de sua curva e no caso em que parte da geração hídrica é deslocada para despacho posterior.

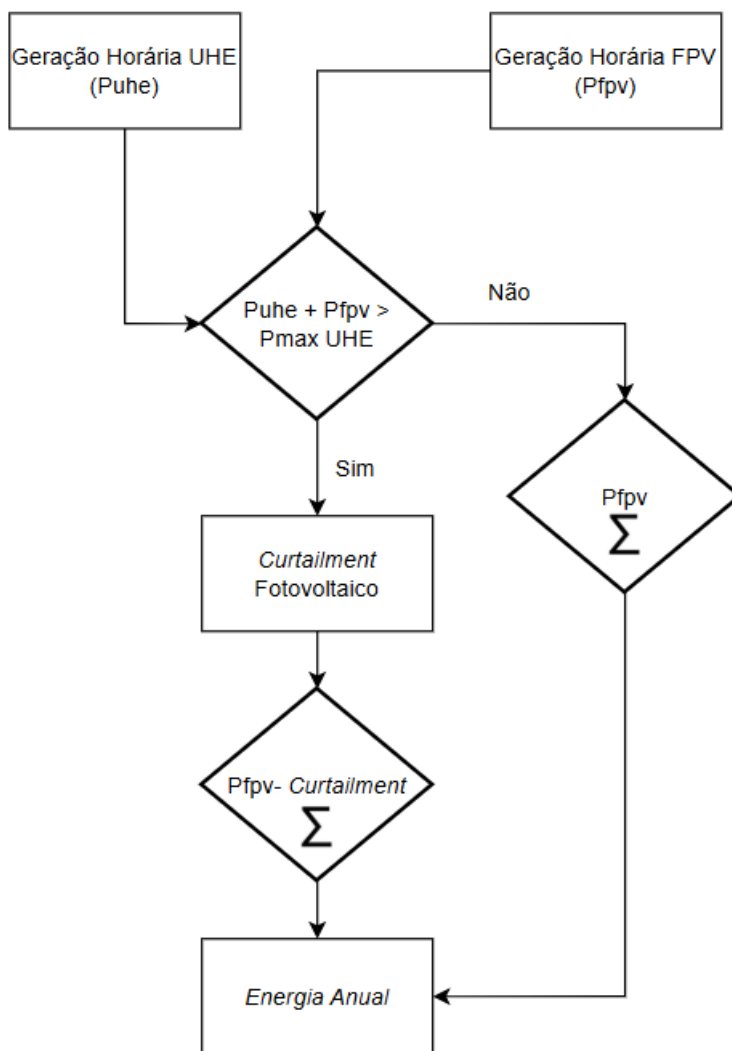


Figura 16 - Fluxograma para o cálculo da geração FPV sem alteração na curva de geração da UHE.

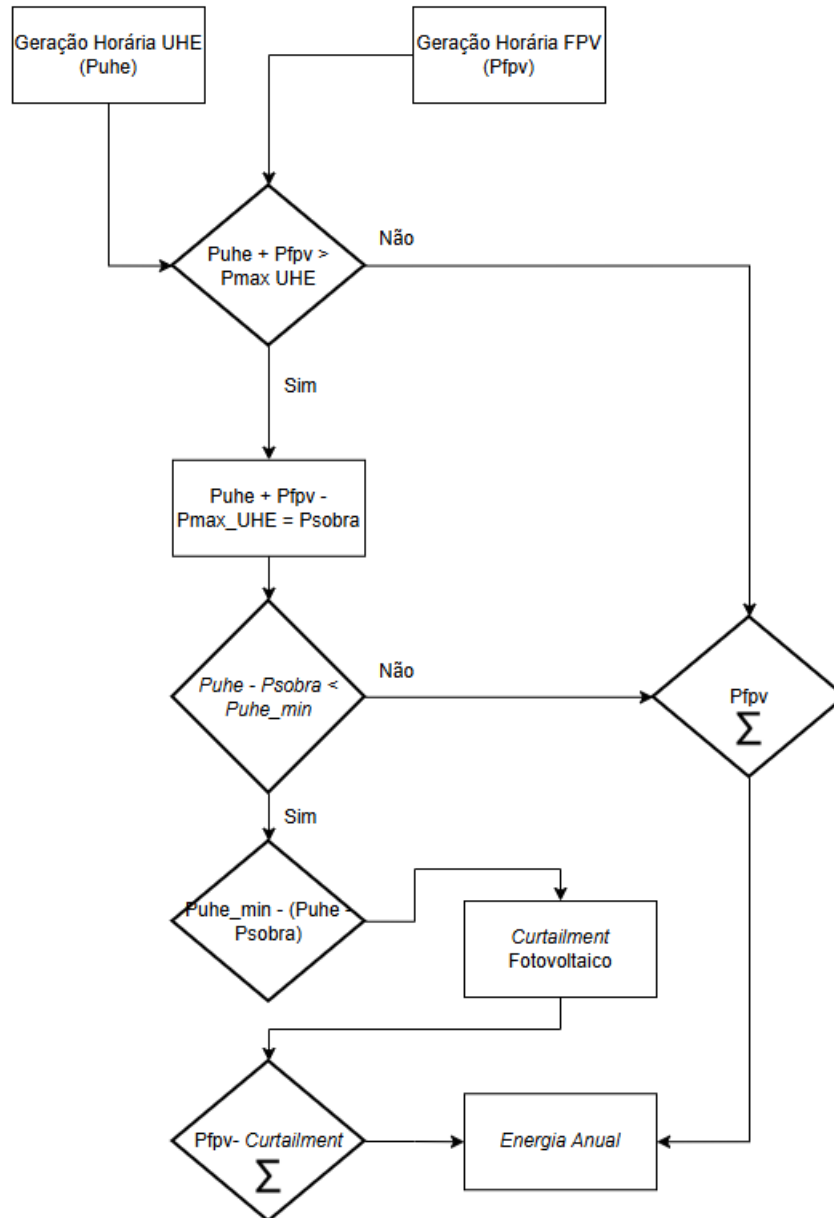


Figura 17 - Fluxograma para o cálculo da geração FPV com deslocamento da curva de geração da UHE.

As análises de desempenho obtidas no PVsyst, sucedem na energia anual gerada e na Performance Ratio (PR) de cada cenário. Os resultados das simulações prestaram para entrada do modelo econômico implementado, possibilitando o cálculo do LCOE segundo a equação 1, variando os parâmetros a seguir:

- I_0 : Investimento na construção e comissionamento;
- A_t : Despesa operacional e de manutenção anual total por ano “t”, durante a vida útil;
- $M_{t,el}$: Geração anual de eletricidade do sistema no respectivo ano em kWh.

A expectativa é que, com os resultados de cada cenário, seja possível determinar o LCOE médio e identificar os fatores que mais tem influência na competitividade do FPV no contexto brasileiro e português. A Figura 18 apresenta o fluxograma que ilustra as principais etapas para o cálculo do LCOE da FPV.

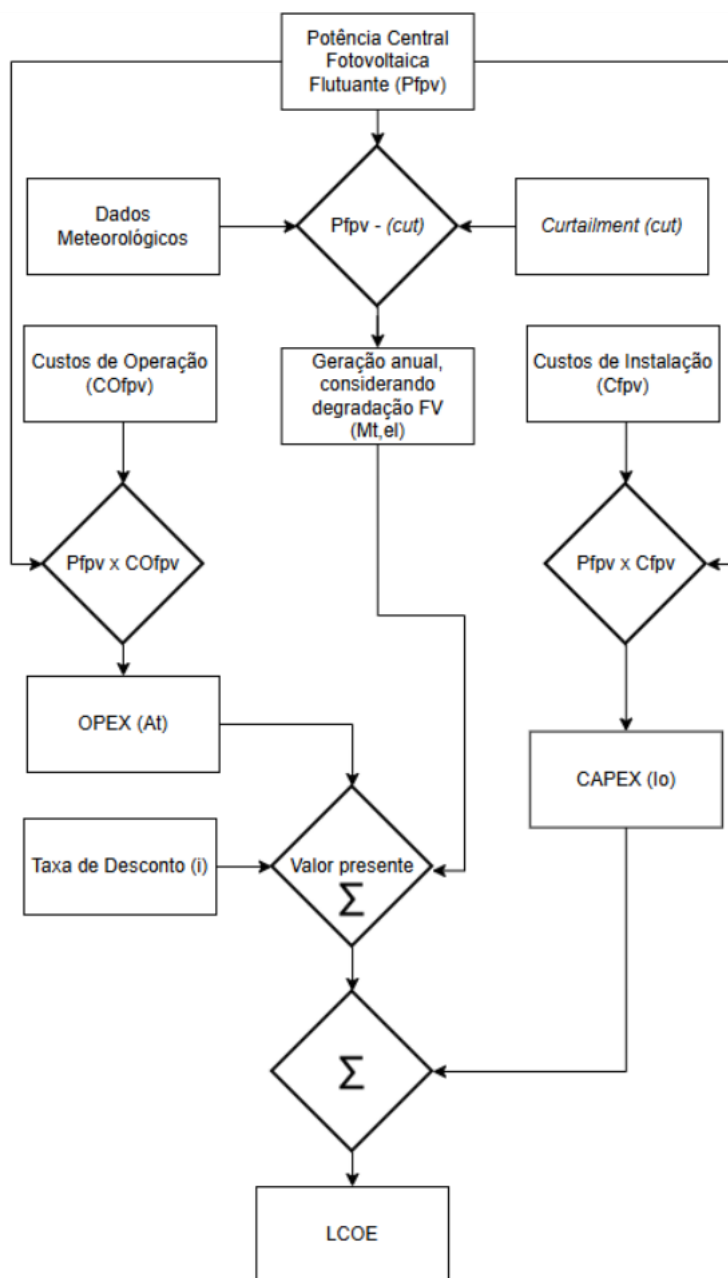


Figura 18 - Fluxograma para o cálculo do LCOE.

Para a realização das análises propostas neste trabalho, algumas premissas foram adotadas, as quais configuram limitações da pesquisa. Em primeiro lugar, os resultados obtidos baseiam-se em séries horárias, o que restringe a capacidade de representação de fenômenos de curta duração, como variações rápidas de irradiância ou flutuações instantâneas no comportamento

hidráulico. A utilização de modelos com maior resolução temporal poderia captar tais eventos com maior precisão e contribuir para um dimensionamento mais robusto.

Além disso, não foram consideradas as limitações físicas da albufeira decorrentes das variações do nível de água, sejam elas associadas a períodos de cheias ou de estiagem, que podem afetar significativamente a área disponível para a instalação de centrais fotovoltaicas flutuantes. A integração de uma análise hidrológica específica poderia alterar o dimensionamento potencial da FPV e, conseqüentemente, influenciar o valor final do LCOE.

4 Casos de Estudo e Resultados

O presente capítulo apresenta os resultados obtidos a partir das simulações energéticas e económicas realizadas para as centrais fotovoltaicas flutuantes nos locais de estudo, sendo eles a albufeira da UHE de Machadinho no Brasil, e a albufeira da UHE de Alqueva em Portugal. A análise segue as premissas e cenários definidos no capítulo 3, avaliando de forma comparativa o desempenho energético, o impacto dos diferentes coeficientes de perda de calor (U), a influência da utilização da infraestrutura elétrica disponível e suas implicações no custo nivelado de energia (LCOE).

4.1 Especificações Técnicas dos Equipamentos

Esta seção apresenta os equipamentos utilizados na modelagem das centrais fotovoltaicas flutuantes consideradas neste estudo. A definição destes componentes garante a consistência com as simulações realizadas no PVsyst e com o modelo econômico aplicado ao cálculo do LCOE. Foram adotados equipamentos amplamente utilizados em projetos comerciais de grande escala, garantindo a representatividade dos resultados e a comparabilidade com estudos similares encontrados na literatura.

4.1.1 Módulos Fotovoltaicos

Para as simulações foi selecionado os módulos fotovoltaicos do fabricante JINKOSOLAR modelo JKM-66HL4M-(V)-630, tecnologia N-type monocristalino, com potência nominal 630 Wp [57]. A escolha deste módulo se deve à elevada eficiência em condições STC e maior robustez em ambientes extremos, como o caso de centrais flutuantes.

A elevada potência unitária reduz a quantidade total de módulos, resultando numa diminuição da complexidade da instalação e redução de custos de O&M. As características elétricas relevantes encontram-se sintetizadas na Tabela 8.

Tabela 8 - Características do módulo JKM-66HL4M-(V)-630

Parâmetro	Valor
Potência Nominal Máxima [Wp]	630
Tipo de Célula	N-type Monocristalino
Eficiência STC [%]	23,32
Tensão de Máxima Potência (Vmp) [V]	41,23
Tensão de Circuito Aberto (Voc) [V]	49,27
Corrente de Máxima Potência (Imp) [A]	15,28
Corrente de Curto-Circuito (Isc) [A]	16,29
Coefficiente de Temperatura de P_{máx} [%/°C]	-0,29
Coefficiente de Temperatura de Voc [%/°C]	-0,25
Coefficiente de Temperatura de Isc [%/°C]	0,045
Degradação no 1º ano [%]	1,0
Degradação anual até o 30º ano [%]	0,40

Fonte: Adaptado de [57].

A potência total instalada foi fixada em aproximadamente 5,0 MWp, correspondendo a 7950 módulos, valor adotado visando uniformizar a comparação entre os dois locais estudados e evitar viés decorrente de economias de escala.

4.1.2 Inversor

Para conversão da energia CC para CA, foi adotado o inversor string de 250 kW, com tensão máxima de entrada de 1500 V e máxima eficiência de 99% [68]. Os inversores string foram escolhidos por apresentarem maior modularidade e facilidade na distribuição em arranjos distribuídos sobre a plataforma. A Tabela 9 sintetiza as informações referentes ao inversor utilizado. A potência total instalada em inversores é dimensionada para garantir a relação CC/CA adequada segundo as recomendações do fabricante e do PVsyst.

Tabela 9 - Características do Inversor SunGrow - SG250HX .

Parâmetro	Valor
Potência Nominal [kW]	250
Tipo	Inversor String
Tensão Máxima de Entrada PV [V]	1500
Máxima Corrente CA [A]	180,5
Eficiência Máxima [%]	99,0
Tensão Nominal CA [V]	800
Quantidade de Inversores [Unidades]	15
Potência Total Instalada [MW]	3,75

Fonte: Adaptado de [68].

4.2 Casos de Estudo: Brasil e Portugal

As centrais hidroelétricas consideradas para o estudo são a Albufeira da Central Hidroelétrica de Machadinho, localizada no sul do Brasil e a Albufeira da Central Hidroelétrica de Alqueva, situada em Portugal. Visando o comparativo técnico económico entre duas centrais flutuantes, em contextos climáticos distintos, foi arbitrado a mesma potência de 5 MWp para ambas as instalações, o valor adotado permite uma comparação direta entre as duas localizações reduzindo efeitos de economia de escala sobre o LCOE.

Os dados meteorológicos utilizados nas simulações foram obtidos a partir da base Meteonorm 8.2, integrada no software PVSyst, contendo séries anuais típicas de Irradiação Global Horizontal (GHI), Irradiação Difusa (DHI), temperatura média, velocidade do vento e humidade relativa.

Esses parâmetros constituem a base de entrada para a modelação energética e determinação da energia anual produzida de cada central, posteriormente utilizada no cálculo do LCOE.

4.2.1 Central Hidroelétrica de Machadinho

A central hidroelétrica de Machadinho fica localizada no sul do Brasil, mais precisamente na divisa entre os estados do Rio Grande do Sul e Santa Catarina, nas coordenadas -27.52702, -51.79017. O empreendimento possui uma albufeira de 79 km², perímetro de 500 km, profundidade média de 30m, é equipada com 3 turbinas Francis de 380 MW, totalizando 1140 MW de capacidade instalada [69]. A Figura 19 ilustra a localização via satélite da barragem de Machadinho.



Figura 19 - Vista de satélite da albufeira de Machadinho. Fonte: Google Earth.

A região situa-se no clima subtropical húmido e de acordo com dados da Meteonorm 8.2, o local apresenta uma GHI média anual de 1862,5 kWh/m² e temperatura média de 20,2°C, com variação interanual de 4,5%. A Figura 20 apresenta a variação mensal típica da GHI e da temperatura média do ar durante o ano, evidenciando seu maior potencial de geração durante o verão.

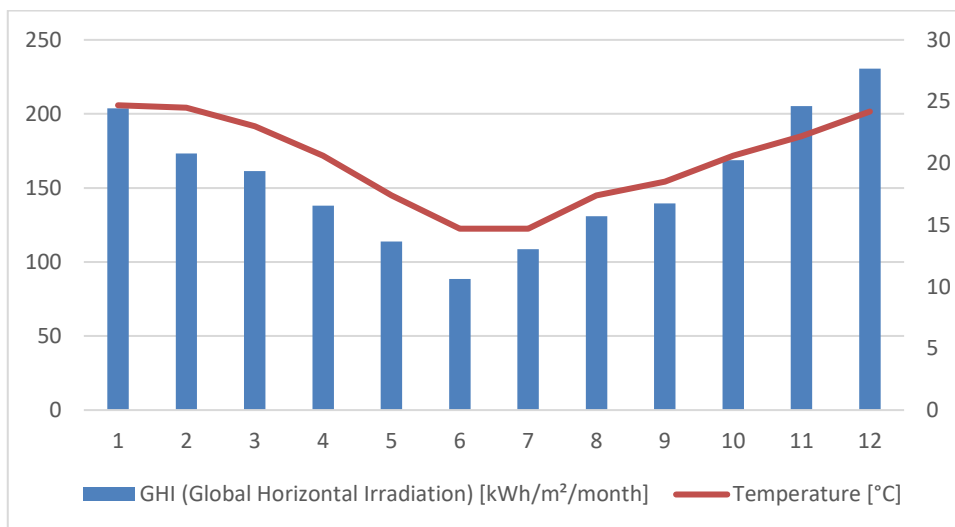


Figura 20 - Gráfico de GHI e Temperatura na Albufeira da Central Hidroelétrica de Machadinho. Fonte: Elaboração própria com dados de Meteonorm 8.2.

4.2.2 Central Hidroelétrica de Alqueva

A Central Hidroelétrica de Alqueva está localizada na fronteira entre o distrito de Évora e Beja, nas coordenadas 38.19750, -7.49679. Possui a maior albufeira artificial da Europa com 250 km² e um perímetro de 1100 km, está equipada com turbinas do tipo Francis, totalizando 520 MW de potência instalada [70]. Em 2022 foi inaugurada a FPV na albufeira da hidroelétrica, com 5

MWp de potência instalada. A Figura 21 ilustra a localização via satélite da barragem de Alqueva.



Figura 21 - Vista de satélite da albufeira de Alqueva. Fonte: Google Earth.

A região apresenta clima mediterrânico, e conforme dados da Meteonorm 8.2, A GHI média anual é de 1808,3 kWh/m² e a temperatura média anual é de 16,6 °C, cerca de 17% inferior à observada em Machadinho. A variabilidade interanual é de 3,5%. A Figura 22 mostra os valores de um ano típico de GHI e temperatura para cada mês.

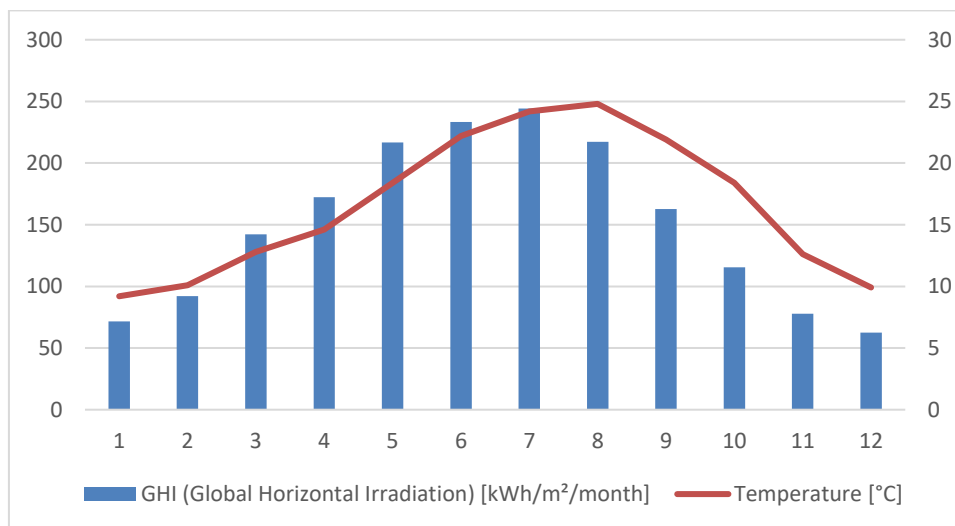


Figura 22 - Gráfico de GHI e Temperatura na Albufeira da Central Hidroelétrica de Alqueva. Fonte: Elaboração própria com dados de Meteonorm 8.2.

4.2.3 Síntese das Informações Entre os Locais

A Tabela 10 apresenta a síntese dos parâmetros característicos das duas albufeiras, reunindo informações hidrológicas e meteorológicas utilizadas na simulação energética e no cálculo económico.

Tabela 10 - Síntese das informações sobre as albufeiras selecionadas.

Parâmetro	Machadinho	Alqueva	Fonte
Área de Albufeira [km ²]	79	250	[69], [70]
Perímetro da Albufeira [km]	500	1100	[69], [70]
Potência Hídrica Instalada [MW]	1140	520	[69], [70]
Potência FPV Instalada [MWp]	0	5	[70]
GHI [kWh/m ² /ano]	1862,5	1808,3	Meteonorm 8.2
DHI [kWh/m ² /ano]	741	593,6	Meteonorm 8.2
Temperatura Média [°C]	20,2	16,6	Meteonorm 8.2
Velocidade Média do Vento [m/s]	4,3	3,7	Meteonorm 8.2
Humidade Relativa [%]	72,9	70,4	Meteonorm 8.2

Os dados apresentados neste capítulo constituem as entradas meteorológicas utilizadas no PVsyst para a modelagem dos cenários propostos. Cada central foi configurada com as mesmas condições de potência e parâmetros térmicos definidos no capítulo 3.2, o que permite uma comparação direta da produtividade eficiência energética.

A energia anual gerada, posteriormente será utilizada no modelo económico apresentado através da equação 1, para determinar o LCOE de cada local. Desta forma as condições meteorológicas e desempenho energético possibilitam a avaliação técnico-económica das centrais flutuantes nos contextos analisados.

4.3 Comparativo do LCOE entre Brasil e Portugal

O presente subcapítulo tem como objetivo analisar de forma comparativa os resultados do LCOE obtidos para os casos de estudo considerados no Brasil e em Portugal, avaliando a associação com centrais hidroelétricas em diferentes cenários operacionais. São analisadas centrais fotovoltaicas flutuantes instaladas sobre as albufeiras de Machadinho e Alqueva.

4.3.1 Comparativo de uma central de 5 MWp instalada no Brasil e em Portugal

Sendo o objetivo principal das simulações avaliar a influência do coeficiente de perda de calor (U) e o impacto da utilização da infraestrutura elétrica existente da UHE, optou-se por não considerar perdas por sombreamento, indisponibilidade da rede ou consumos noturnos. A análise contempla apenas a energia entregue na saída dos inversores fotovoltaicos, razão pela qual não foram incluídas as perdas elétricas em corrente alternada, nomeadamente perdas em cablagem, transformadores ou subestação.

Para ambas as centrais foram simulados quatro cenários. Nos cenários “A” e “B” adotou-se um coeficiente U de 57 W/m²·K, representativo de estruturas flutuantes de pequena ocupação e maior ventilação traseira, distinguindo estes cenários apenas pela utilização, ou não, da infraestrutura elétrica existente da UHE. Nos cenários “C” e “D”, o coeficiente U foi reduzido para 36 W/m²·K, correspondente a estruturas de maior ocupação e menor circulação de ar, repetindo-se igualmente a distinção quanto ao aproveitamento da infraestrutura elétrica.

Os resultados obtidos para Machadinho indicam que, para uma instalação de aproximadamente 5 MWp, a redução mais significativa no LCOE ocorre quando há aproveitamento da infraestrutura elétrica da hidroelétrica, verificando-se uma diminuição próxima de 4,2%. Tal redução decorre da eliminação parcial dos custos associados à construção de subestação, cablagem e acessos, conforme discutido na Secção 3.1.2. Já a alteração do coeficiente térmico resultou num efeito mais modesto, com redução aproximada de 1,0% no LCOE, refletindo o aumento da eficiência energética proveniente do melhor arrefecimento dos módulos. A Tabela 11 apresenta o comparativo dos quatro cenários, considerando todas as condições descritas e não incluindo qualquer corte de geração na operação conjunta com a UHE.

Tabela 11 - Comparativo PR, LCOE e Geração para FPV instalada no Brasil.

	Cenário A 57 W/m²K	Cenário B 57 W/m²K	Cenário C 36 W/m²K	Cenário D 36 W/m²K
PR (1º ano) [%]	85,83		85,10	
LCOE (25º ano) [€/MWh]	46,07	48,11	46,51	48,57
Geração em 25 anos [MWh]	204.738,00		202.681,00	

Tal como ocorre em Machadinho, a utilização da infraestrutura elétrica existente da Central Hidroelétrica de Alqueva se resume em uma redução de 4,2% no LCOE, mostrando que é vantajoso reduzir os custos com a conexão ao associar o sistema a uma central hidroelétrica. A Tabela 12, sintetiza os resultados dos cenários simulados para FPV localizada em Portugal, considerando todas as condições descritas e não incluindo qualquer corte de geração na operação conjunta com a UHE. Observa-se que a geração acumulada ao longo de 25 anos é

superior à do caso brasileiro, essa diferença ocorre principalmente devido a cobertura do céu conforme [71], a menor média de irradiação difusa (DHI) em Alqueva indica uma maior predominância de dias de céu limpo, o que maximiza o ganho de transposição e o aproveitamento da irradiação direta.

Tabela 12 - Comparativo PR, LCOE e Geração para FPV instalada em Portugal.

	Cenário A 57 W/m ² K	Cenário B 57 W/m ² K	Cenário C 36 W/m ² K	Cenário D 36 W/m ² K
PR (1º ano) [%]	86,29		85,59	
LCOE (25º ano) [€/MWh]	44,72	46,69	45,13	47,11
Geração em 25 anos [MWh]	207.870,00		205.907,00	

Para mensurar a competitividade dos valores de LCOE obtidos, é apresentado na Tabela 13 uma referência aos preços médios de energia elétrica nos mercados de curto prazo do sul do Brasil e de Portugal, respetivamente, ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e ao preço médio do mercado diário do Operador do Mercado Ibérico de Energia (OMIE). Tais valores não representam preços contratuais garantidos, contudo podem ser utilizados como indicadores de viabilidade económica das centrais.

Visando também apresentar uma perspetiva de longo prazo, a Tabela 14 introduz valores de contratos de médio e longo prazo. Para o contexto brasileiro, o preço médio de venda de energia solar no Leilão de Energia Nova A-4 de 2022 [72] e, para Portugal, valores de referência de contratos de aquisição de energia solar (*Power Purchase Agreements* – PPA) negociados no país no segundo trimestre de 2025, conforme dados publicados por [73].

A comparação entre os valores calculados de LCOE para as centrais fotovoltaicas flutuantes e os preços de energia de curto e longo prazo evidencia que, para o cenário brasileiro, a competitividade económica depende de reduções adicionais no CAPEX e otimização da eficiência energética, visto que os valores de LCOE se situam superiores aos valores de venda de energia tanto no curto quanto no longo prazo. Contudo, para o caso português, os preços de curto prazo apresentam, em valores anuais, valores superiores ao LCOE, o que indica maior potencial de viabilidade.

Todavia é importante salientar que os valores apresentados na Tabela 13 correspondem a médias mensais de mercados que são formados em base horária. Por consequência, parte da variabilidade intradiária é suprimida na representação. No contexto português, a elevada potência instalada de fontes renováveis, nos períodos de maior irradiação, impacta na redução dos preços de curto prazo, podendo influenciar na rentabilidade económica.

Tabela 13 - Preços médios mensais de energia elétrica nos mercados brasileiro (PLD – CCEE) e português (OMIE) em 2024.

	Brasil [€/MWh]³	Portugal [€/MWh]
jan/24	9,78	74,08
fev/24	9,79	39,86
mar/24	9,77	19,26
abr/24	9,77	13,23
mai/24	9,77	30,74
jun/24	10,62	58,11
jul/24	13,93	74,12
ago/24	19,01	91,11
set/24	49,24	73,63
out/24	76,92	69,41
nov/24	16,56	104,60
dez/24	10,37	111,54
Média Anual	20,46	63,31

Adaptado de:[74], [75].

Tabela 14 - Preços médios de energia elétrica nos mercados brasileiro e português para contratos de longo prazo.

	Brasil [€/MWh]⁴	Portugal [€/MWh]
Longo Prazo	28,52	35,63

Adaptado de: [72], [73].

4.3.2 Associação das centrais de Machadinho e FPV sem deslocamento da curva de geração

Com o intuito de avaliar o comportamento da associação entre a FPV e a UHE de Machadinho, realizou-se um estudo variando a potência instalada da FPV entre 1 MW e a potência nominal da hidroelétrica (1140 MW). O objetivo consistiu em identificar o melhor aproveitamento possível da infraestrutura elétrica existente, preservando o perfil horário de geração da UHE sem qualquer alteração. A partir da base de dados apresentada em [76], foram obtidas as séries horárias de geração da UHE referentes ao período de 01/01/2022 a 31/12/2024. A Figura 23 apresenta as curvas de geração média horária anual do período, representando o padrão típico de operação da central.

³ Os valores foram disponibilizados em reais e utilizado a taxa de câmbio para conversão (1,00 € = 6,25 R\$).

⁴ Os valores foram disponibilizados em reais e utilizado a taxa de câmbio para conversão (1,00 € = 6,25 R\$).

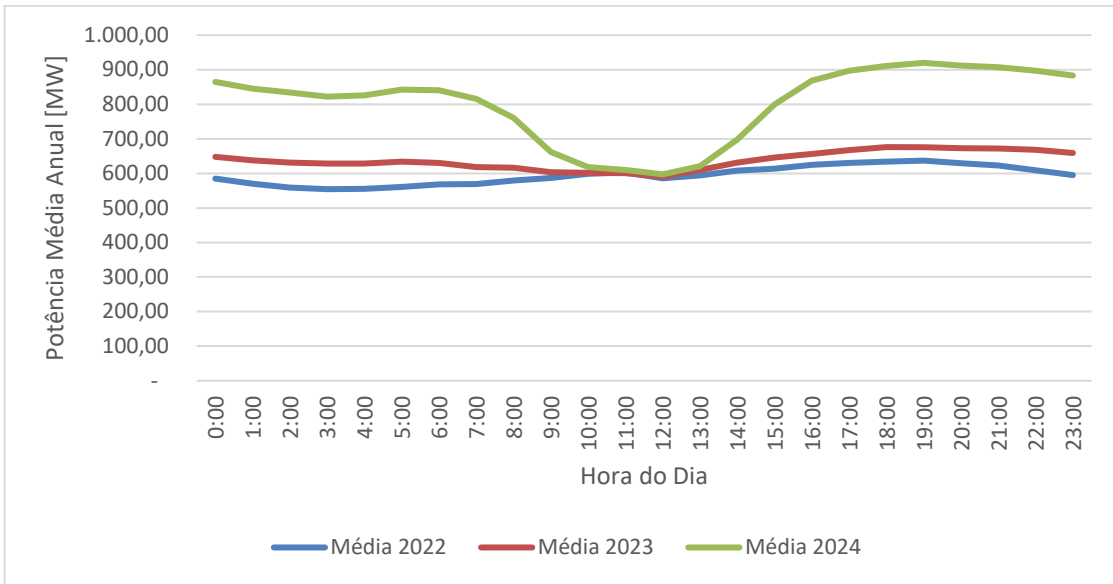


Figura 23 - Geração média horária anual da UHE Machadinho no período de 2022 a 2024.

A normalização das séries horárias de geração da FPV e UHE permite comparar os perfis com magnitudes distintas, o que evidencia as diferenças na curva de geração de cada fonte. A partir da Figura 24, é possível observar que a geração hidroelétrica apresenta um perfil mais estável ao longo do dia, principalmente nos anos de 2022 e 2023, enquanto a produção fotovoltaica apresenta sua curva de geração concentrada entre o final da manhã e início da tarde.

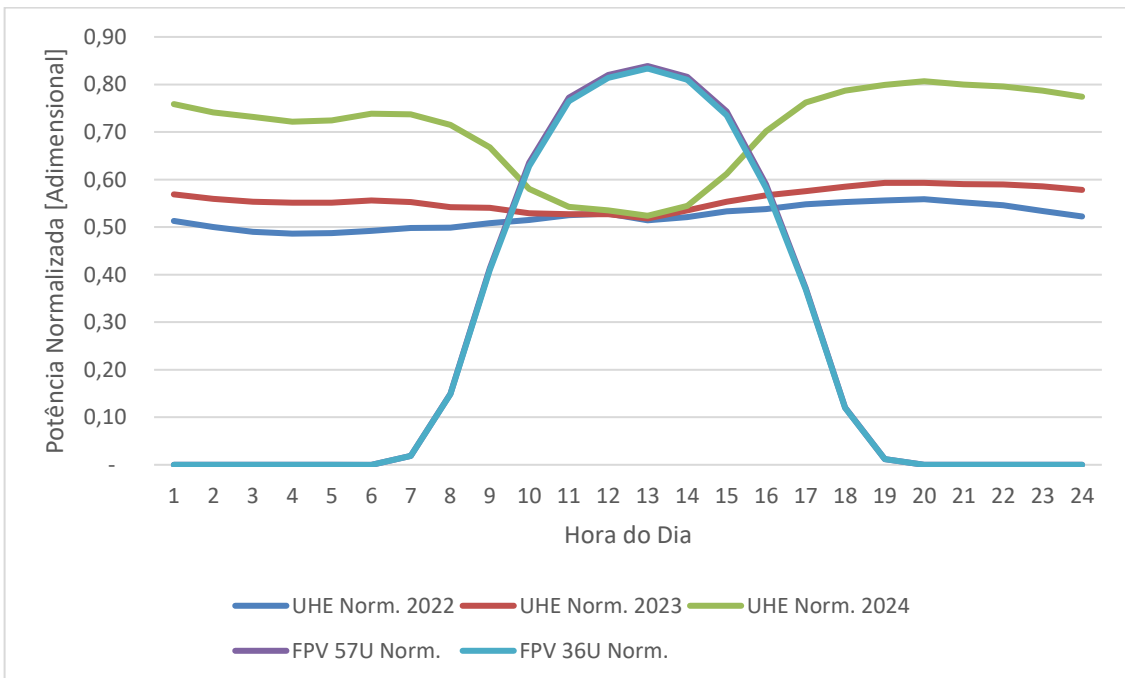


Figura 24 - Médias horárias normalizadas das potências geradas.

Visualmente é possível perceber que o ano de 2024 possui maior complementaridade entre as duas fontes, visto que a hidroelétrica tende a reduzir sua geração durante o pico de geração

fotovoltaico, o que não é tão evidente nos demais anos. No entanto a complementaridade varia ao longo dos meses e para quantificar essa relação foi calculado o Coeficiente de Correlação de Pearson (CCP) entre as médias horárias mensais da geração FPV e UHE, para todos os anos do período analisado. Valores negativos de CCP indicam complementaridade energética, já valores positivos sugerem comportamento sincronizado.

Os valores obtidos encontram-se apresentados na Tabela 15, que permite identificar a variação sazonal da complementaridade.

Tabela 15 - CCPs entre as potências de geração da FPV e UHE.

Meses	2022	2023	2024
Janeiro	0,22	0,05	-0,32
Fevereiro	0,18	-0,11	-0,15
Março	-0,01	0,03	-0,38
Abril	0,17	0,07	-0,16
Maio	0,09	0,19	-0,14
Junho	-0,09	0,11	-0,29
Julho	-0,08	-0,17	-0,13
Agosto	-0,06	-0,11	-0,60
Setembro	0,06	-0,17	-0,55
Outubro	0,06	-0,20	-0,42
Novembro	0,09	-0,20	-0,43
Dezembro	-0,09	-0,24	-0,26

A análise dos coeficientes resulta em padrões distintos para o período avaliado, sendo o ano de 2022 predominantemente comportamento síncrono, 2023 possui uma complementaridade inexistente ou muito fraca durante vários meses. Já o ano de 2024, há uma alteração no comportamento, apresentando complementaridade de fraca a moderada. Dado que 2024 representa o ano com a melhor complementaridade entre as duas fontes, este será adotado como referência para as análises subseqüentes, incluindo análise de *curtailment* e determinação da potência ótima de FPV quando associado à UHE.

Considerando que a capacidade máxima de transformação de potência da subestação corresponde à potência nominal da UHE (1140 MW), e assumindo prioridade de despacho para a geração hidráulica, qualquer momento em que a soma das potências instantâneas da UHE e da FPV ultrapasse esse limite resulta na necessidade de aplicar *curtailment* (limitação de potência) à geração fotovoltaica. A Figura 25 ilustra esse comportamento para uma FPV de 800 MW associada à UHE de Machadinho, durante os períodos de maior irradiação, a produção

fotovoltaica excede a capacidade disponível de escoamento, impondo a limitação da potência injetada pela FPV.

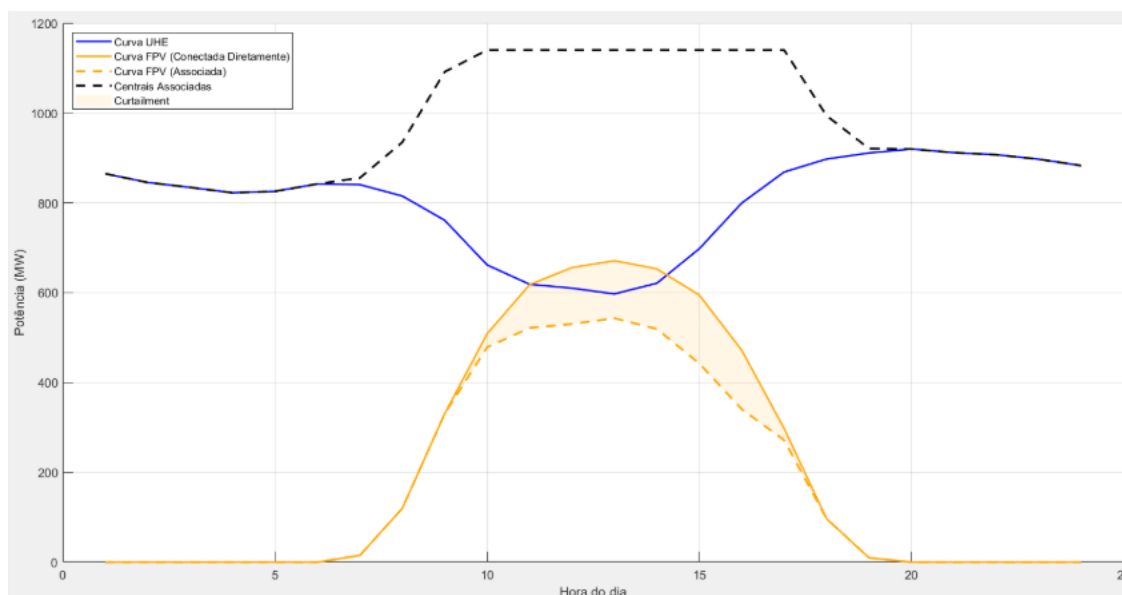


Figura 25 - FPV com potência de 800 MW associada a UHE Machadinho.

A curva apresentada na Figura 25 não permite identificar com precisão os instantes em que ocorre o *curtailment* da geração fotovoltaica, uma vez que utiliza apenas valores médios de geração. Para evidenciar esses momentos, a Figura 26 apresenta as séries horárias de um período de 14 dias (01/01/2024 a 14/01/2024), mostrando simultaneamente os perfis de geração hidroeétrica e fotovoltaica. Nessa representação, é possível observar claramente que, para respeitar o limite máximo de 1140 MW da central, torna-se necessário aplicar cortes na potência fotovoltaica em determinados intervalos, caracterizando o *curtailment*.

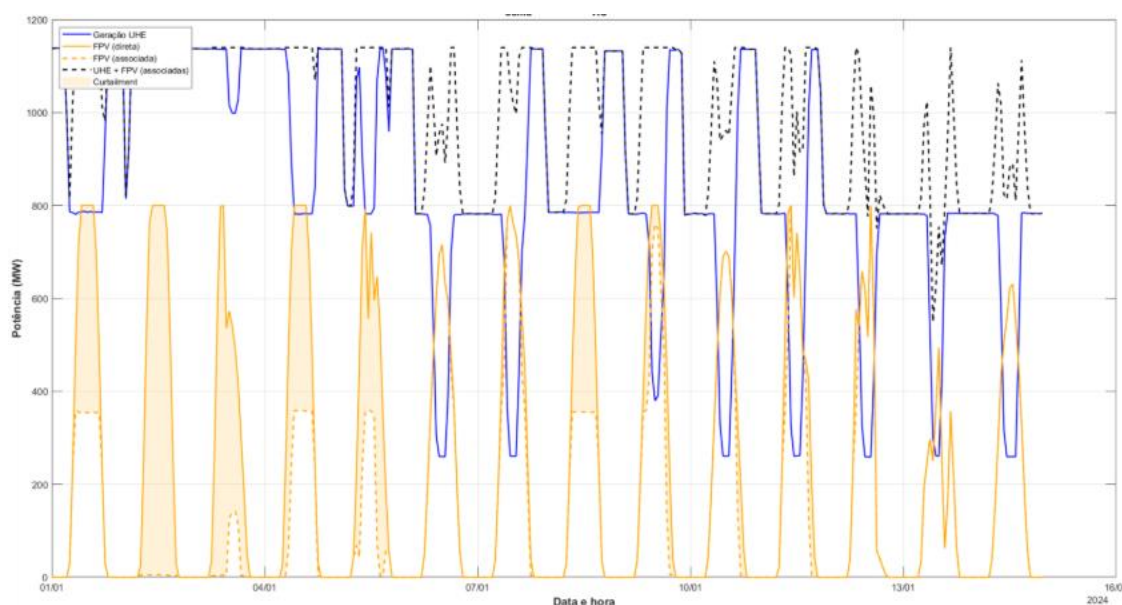


Figura 26 - Curva de geração das centrais no Brasil para um período de 14 dias.

Com o objetivo de identificar a potência fotovoltaica que minimiza o LCOE na operação coordenada com a UHE, realizou-se uma análise quantitativa comparando o ganho de escala da instalação com as perdas associadas ao *curtailment*. A Figura 27 apresenta os resultados para os quatro cenários definidos. Observa-se que, nos casos em que a FPV não utiliza a infraestrutura elétrica existente, os menores valores de LCOE são obtidos para as maiores potências instaladas, beneficiando-se do efeito de economia de escala. Por outro lado, para os cenários em que há compartilhamento da infraestrutura da UHE, verifica-se a existência de um ponto ótimo, situado em 2 MW. Acima deste intervalo, o aumento das perdas por *curtailment* supera o benefício decorrente da redução marginal do CAPEX por kWp instalado.

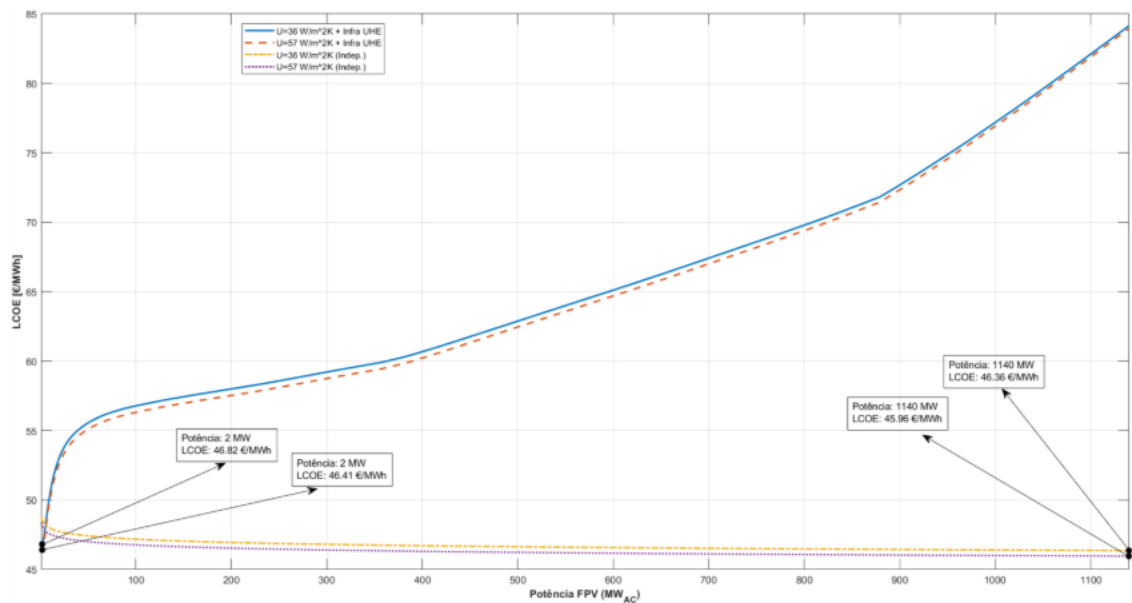


Figura 27 - LCOE para diferentes potências fotovoltaicas considerando os 4 cenários.

Para os cenários A e C — aqueles que utilizam a infraestrutura elétrica da hidroelétrica — o ganho de escala permanece vantajoso enquanto os cortes de geração não chegam a 4%, momento este que aproximadamente o custo nivelado de energia se equipara ao de uma FPV conectada diretamente ao sistema. A Figura 28 apresenta a relação entre potência instalada, LCOE e *curtailment*, evidenciando que a potência fotovoltaica que otimiza o LCOE corresponde ao limite em que a operação conjunta com a UHE restringe menos de 1% da energia gerada.

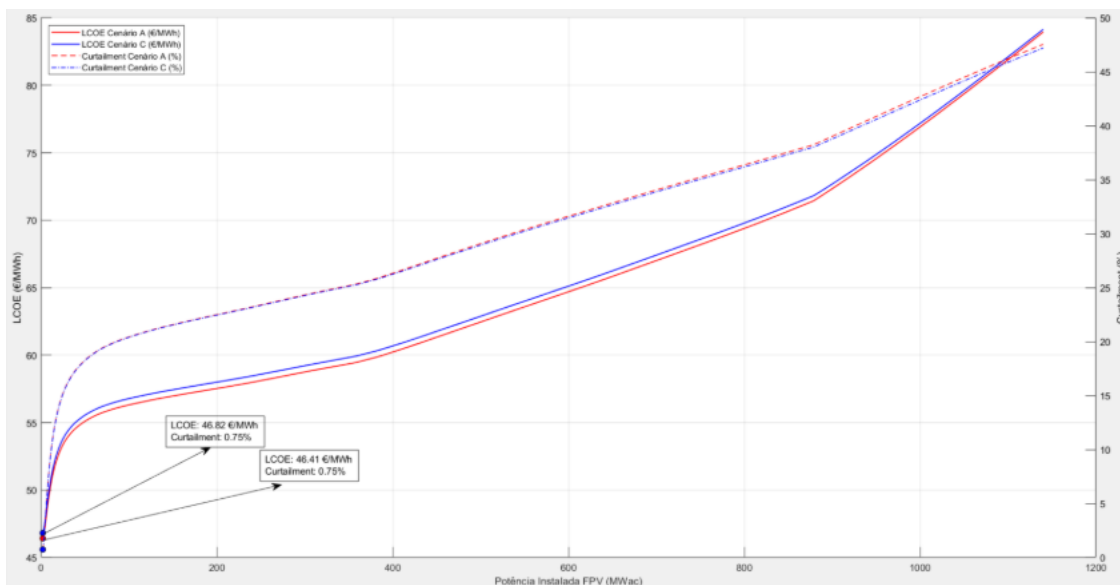


Figura 28 - Percentual de *curtailment* em relação ao LCOE dos cenários A e C.

4.3.3 Associação das centrais de Alqueva e FPV sem deslocamento da curva de geração

De maneira semelhante ao realizado para a central de Machadinho, será realizado um estudo variando a potência instalada de FPV de 1MW até alcançar a potência nominal da hidroelétrica de Alqueva (520 MW). Como objetivo a otimização do aproveitamento da infraestrutura elétrica existente, preservando a curva horária de geração da UHE, sem qualquer alteração no despacho. A partir da base de dados disponibilizada por [77], foram obtidas as séries horárias tanto de geração quanto de consumo, visto se tratar de uma central reversível, os dados se referem ao período de 01/01/2024 a 31/12/2024. A Figura 29 apresenta as curvas de geração e consumo médio horário anual do período, representando o padrão típico de operação da central.

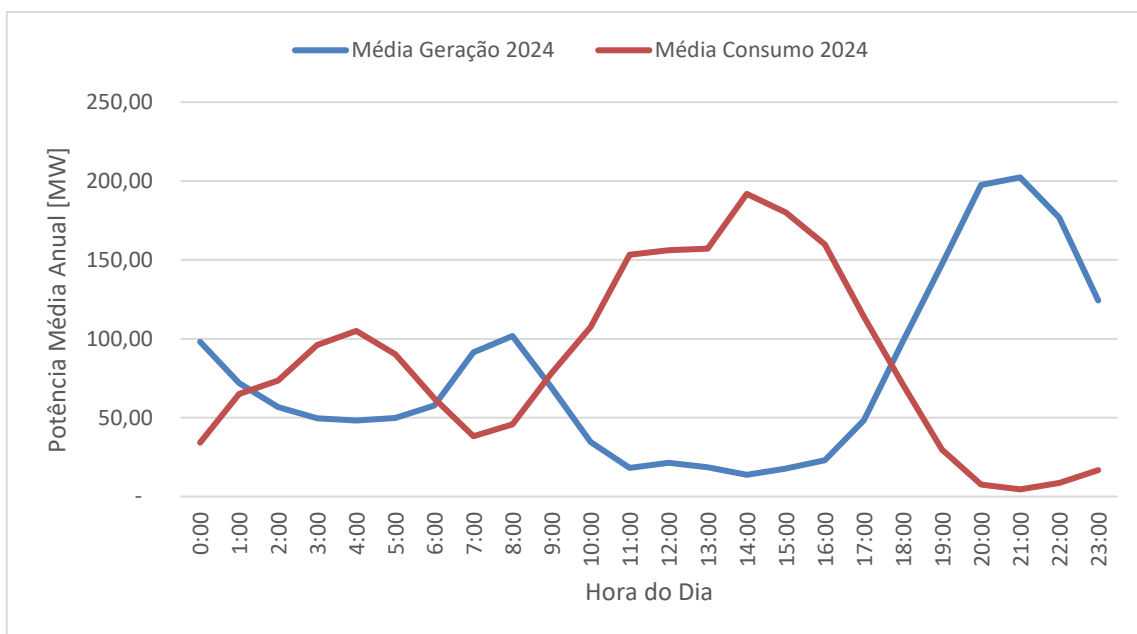


Figura 29 - Geração e Consumo médio horário anual da Central de Alqueva no período de 2024.

Para possibilitar a comparação entre perfis de magnitude distinta, foram normalizadas as séries horárias de geração da FPV e da UHE. Na Figura 30 observa-se que a UHE apresenta um baixo fator de capacidade, evidenciando elevada disponibilidade para operar de forma complementar à FPV e otimizar o uso da infraestrutura elétrica existente. Além disso, verifica-se que a central opera predominantemente em modo de bombeamento durante os períodos de maior produção fotovoltaica.

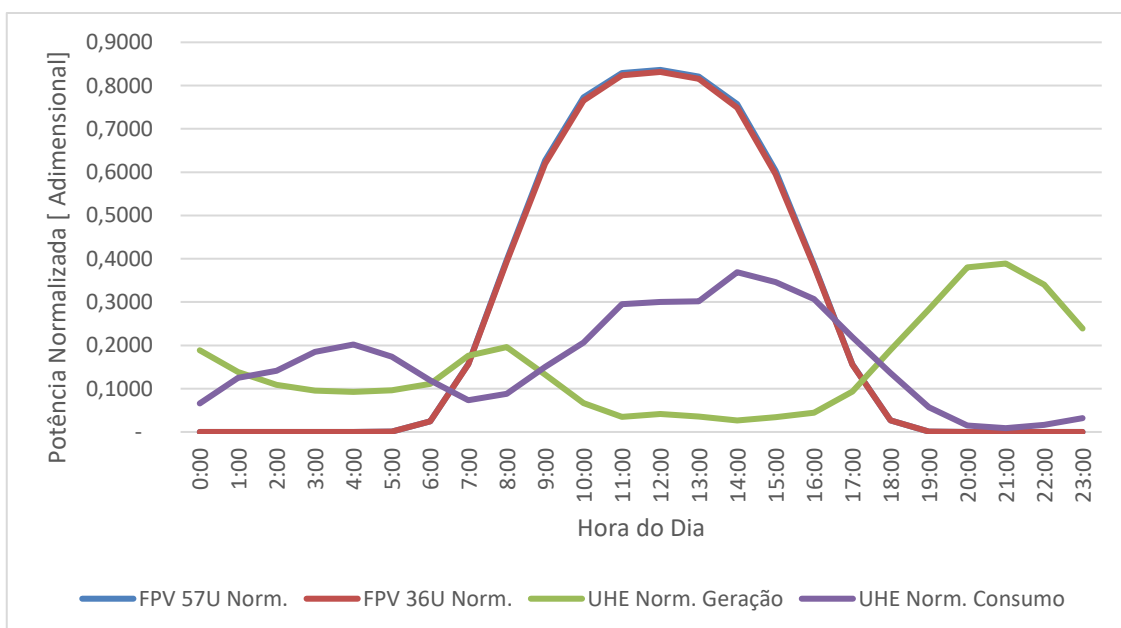


Figura 30 - Médias horárias normalizadas das potências geradas.

É possível perceber através da Figura 30 que a FPV possui uma complementaridade com a central de Alqueva durante a geração de energia e há um comportamento coordenado com o bombeamento. Para quantificar a relação, utilizou-se o Coeficiente de Correlação de Pearson (CCP), para todos os meses do ano utilizado. Conforme explicitado no capítulo 3.3, valores positivos sugerem comportamento coordenado e valores negativos sugerem comportamento complementar.

A Tabela 16, apresenta os valores de CCP tanto para geração quanto para o bombeamento da UHE Alqueva com a geração da FPV, permitindo identificar a sazonalidade entre as fontes.

Tabela 16 - CCPs entre as potências de geração e bombeamento da UHE de Alqueva e FPV.

Meses	Geração	Bombeamento
Janeiro	-0,18	0,15
Fevereiro	-0,25	0,43
Março	-0,35	0,45
Abril	-0,28	0,34
Maio	-0,43	0,44
Junho	-0,41	0,33
Julho	-0,53	0,50
Agosto	-0,59	0,55
Setembro	-0,49	0,48
Outubro	-0,19	0,13
Novembro	-0,22	0,12
Dezembro	-0,24	0,32

A partir dos dados de CCPs mensais, é perceptível que durante os meses de maior irradiação (maio a setembro) existe uma complementaridade moderada entre as gerações da FPV e da UHE. Durante os demais meses há predominantemente uma fraca complementaridade. Ao observar os CCPs referentes ao bombeamento e a geração FPV, resulta em um comportamento majoritariamente síncrono moderado, o que é benéfico, visto que a energia do FPV pode ser utilizada para alimentar as bombas.

Partindo do objetivo de não sobrecarregar a infraestrutura elétrica existente, tampouco ser necessário qualquer melhoria, a capacidade máxima de transformação de potência, corresponde a potência nominal da UHE Alqueva (520 MW). De maneira análoga ao assumido para a UHE de Machadinho, a prioridade de despacho se mantém para a geração hídrica, caso a soma das potências instantâneas da UHE e FPV ultrapasse o limite da subestação é necessário aplicar o *curtailment* à geração fotovoltaica. A Figura 31, ilustra a associação de uma FPV de 520 MW com a central de Alqueva, mostrando que devido a maior complementariedade e menor

fator de capacidade da UHE, mesmo com o FPV na potência máxima suportada pela infraestrutura, não há grandes perdas por corte de geração.

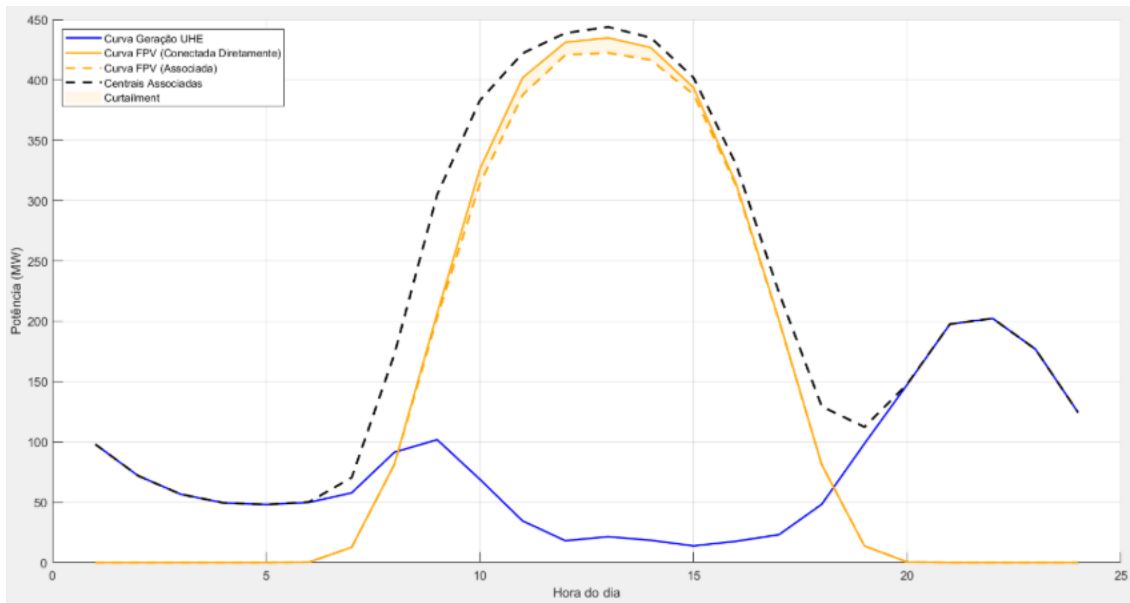


Figura 31 - FPV com potência de 520 MW associada a UHE Alqueva.

Para identificar os momentos em que ocorre o *curtailment* da geração fotovoltaica em Alqueva, considerando que estão sendo utilizados valores médios horários, a Figura 32 apresenta as séries horárias referentes ao período de 14 dias (01/07/2024 a 14/07/2024). A análise desses dados evidencia que, em diversos instantes, há simultaneidade entre a geração hidroelétrica e a geração fotovoltaica, o que força a redução da potência produzida pela FPV para que os limites operativos estabelecidos não sejam excedidos.

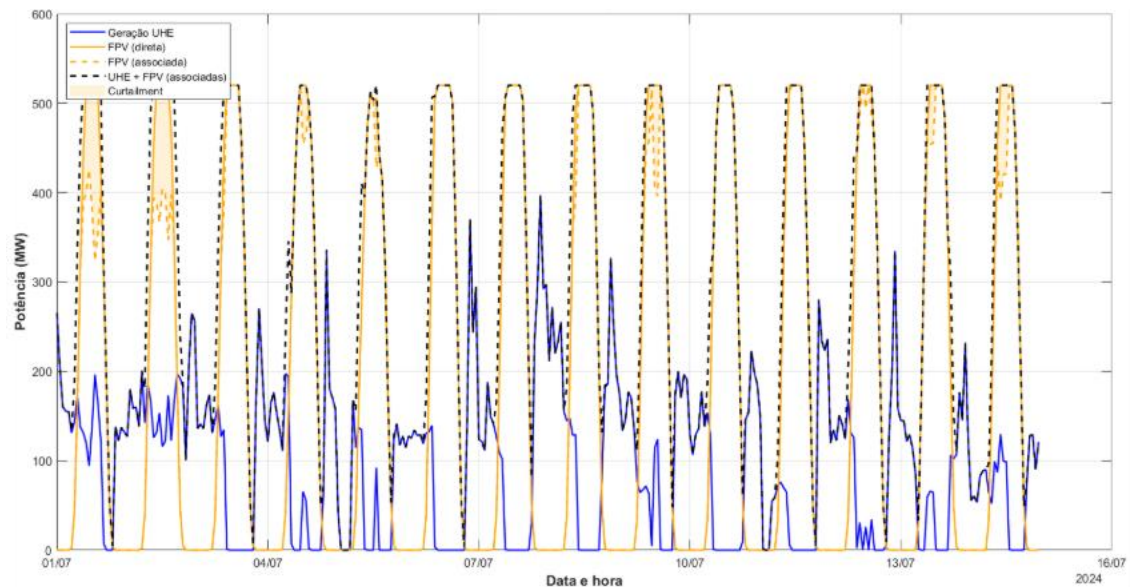


Figura 32 - Curva de geração das centrais em Portugal para um período de 14 dias.

Para identificação da potência fotovoltaica que minimiza o LCOE na operação coordenada com a UHE, foi realizado uma análise semelhante a elaborada para o caso brasileiro, em que é verificado até que ponto o ganho de escala da instalação é viável frente as perdas por *curtailment*. A Figura 33 ilustra os resultados do LCOE para os quatro cenários propostos. Consta-se que da mesma maneira que no caso brasileiro, para centrais conectadas de forma independente, os menores valores de LCOE são obtidos com as maiores potências devido ao ganho de escala. Já para a FPV associada a central hidroelétrica, diferentemente do caso brasileiro, mesmo com a máxima potência FPV (520 MW) o valor do LCOE se mantém mais baixo que para uma central conectada de forma independente.

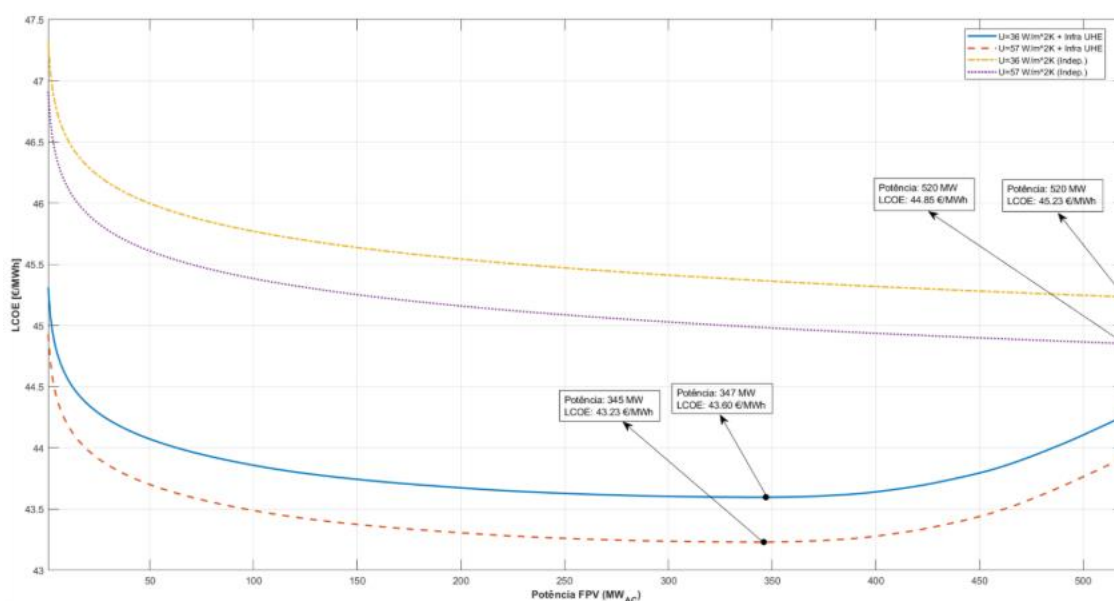


Figura 33 - LCOE para diferentes potências fotovoltaicas considerando os quatro cenários em Portugal.

Para os cenários que utilizam a infraestrutura elétrica da central hídrica (cenários A e C), o ganho de escala permanece vantajoso durante toda a gama de potências, tendo seu ponto de ótimo quando a potência se aproxima dos 350 MW e o *curtailment* ainda se encontra em valores baixos (menor que 0,30%). A Figura 34 apresenta o corte de geração na FPV de acordo com sua respetiva potência.

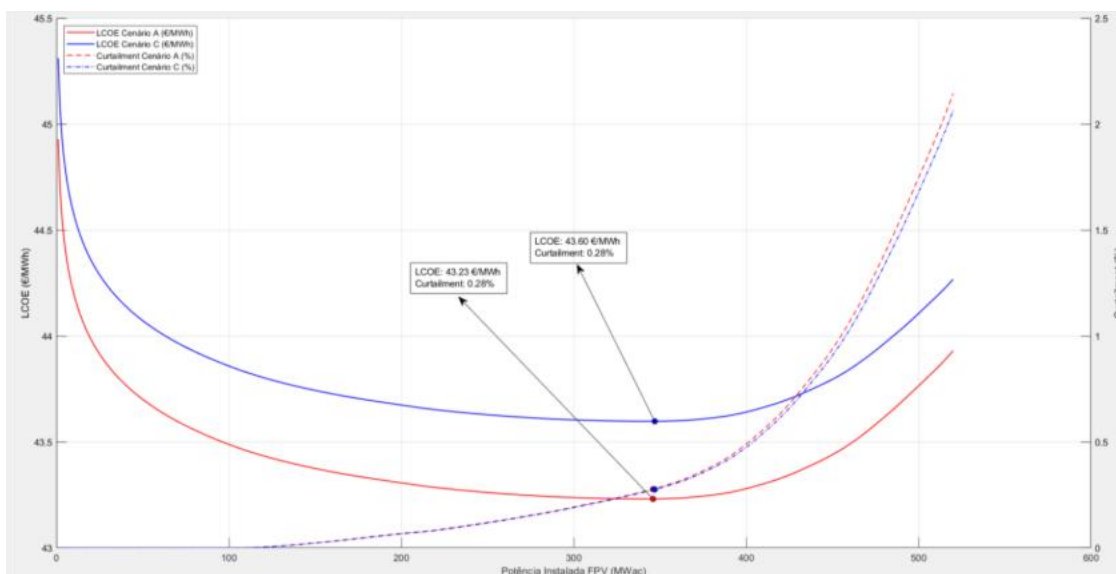


Figura 34 - Percentual de *curtailment* em relação ao LCOE dos cenários A e C em Portugal.

4.3.4 Associação das centrais de Machadinho e FPV deslocando a curva de geração da UHE

Apesar da UHE Machadinho possuir seu despacho centralizado, coordenado pela ONS, a central possui uma albufeira de grandes dimensões, o que permite modelar um cenário destinado a aumentar o fator de capacidade da associação FPV-UHE. Nesse cenário a curva de geração da hidroelétrica é deslocada nos períodos de maior geração fotovoltaica, preservando a geração hídrica para os momentos de ausência de irradiação para a produção FPV.

Para que o despacho da UHE Machadinho não fique abaixo de seu limite mínimo operativo de 260 MW [78], o *curtailment* é aplicado na FPV apenas nos momentos em que a redução necessária da geração hídrica atingiria valores inferiores ao despacho mínimo. Por consequência, a albufeira passa a atuar como uma “bateria virtual”, armazenando energia sob forma de água nos momentos de alta produção fotovoltaica, permitindo seu despacho em momentos posteriores. É importante salientar que não foram considerados limitações referente a quantidade máxima de energia na forma de água que poderia ser armazenada em sua albufeira, contudo mesmo na maior potência simulada de FPV, dentro do período de 1 ano, não há sobras de energia que não possam ser deslocadas entre horários dentro do período analisado.

A Figura 35 ilustra o deslocamento da curva de geração da UHE frente a sua curva original, tendo sido ajustado para mitigar os cortes de geração FPV. Observa-se que durante os períodos de maior irradiação, ocorre uma redução mais acentuada da geração hidroelétrica, enquanto o despacho aumenta nos momentos noturnos.

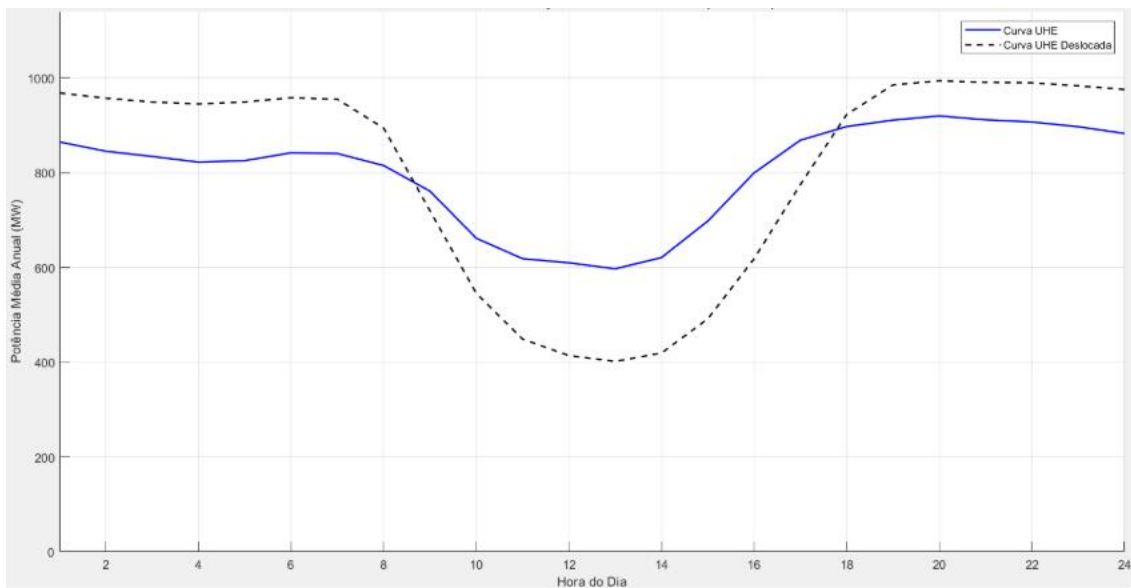


Figura 35 - Deslocamento da curva de geração da central hidroelétrica de Machadinho para reduzir *curtailment* da FPV.

Para efeitos comparativos, manteve-se a potência da central FPV anteriormente adotada (800 MW), contudo aplicando o deslocamento da geração hidroelétrica para os períodos em que não há produção fotovoltaica. A partir da Figura 36, observa-se que, mesmo com uma FPV de 800 MW associada, não foi necessário aplicar *curtailment* na geração fotovoltaica, visto que a energia reduzida nos períodos de elevada irradiação pode ser realocada para os demais intervalos.

Também é possível verificar que a potência média anual da geração combinada (UHE+FPV), aproxima-se mais do limite máximo despachável da UHE (1140 MW), quando comparada com o cenário apresentado na Figura 25. Demonstrando que o deslocamento da curva hídrica aumenta o fator de capacidade da associação das centrais e reduz as perdas por corte de geração.

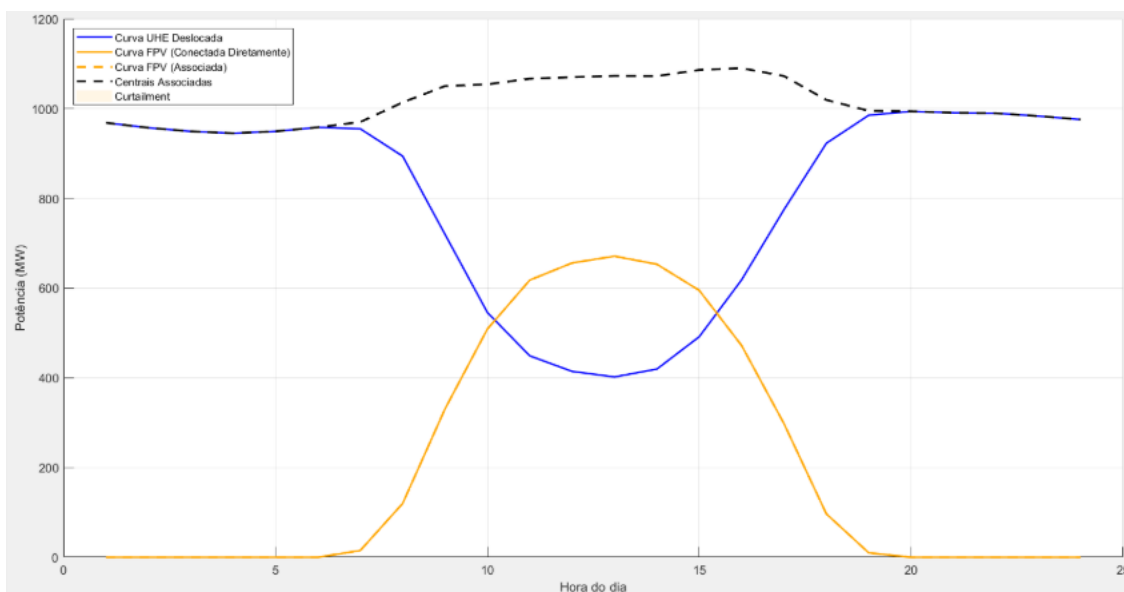


Figura 36 - FPV com potência de 800 MW associada a UHE Machadinho com deslocamento da curva de geração hídrica.

A Figura 36 foi elaborada a partir de valores médios anuais, parte da informação se perde, não permitindo identificar os instantes em que ocorrem as reduções e os deslocamentos de geração hidráulica. Para evidenciar esse comportamento de forma mais detalhada, foi construída a Figura 37, que apresenta a operação conjunta das centrais ao longo de um período de 14 dias.

Na Figura 37, a curva contínua em azul representa a geração da UHE após o deslocamento, enquanto a curva tracejada em azul representa a curva original da UHE. A comparação entre ambas demonstra os momentos em que a geração hídrica é reduzida e posteriormente realocada para períodos distintos, evidenciando o papel da albufeira como uma “bateria virtual”, maximizando o aproveitamento da infraestrutura elétrica existente.

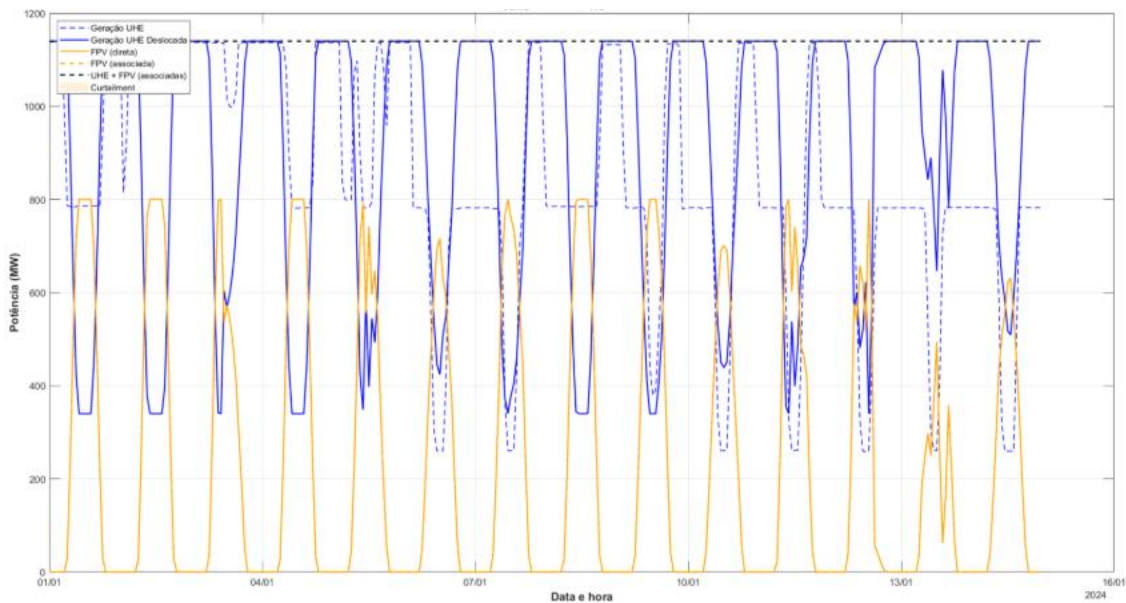


Figura 37 - Curva de geração das centrais associadas no Brasil, após o deslocamento de geração hídrica, ao longo de um período de 14 dias.

O deslocamento da geração hídrica mostra-se altamente eficaz na redução do LCOE da FPV, visto que minimiza de forma significativa o *curtailment* necessário para não ultrapassar o limite de potência suportado pela infraestrutura elétrica existente. Como resultado, o ponto de mínimo LCOE desloca-se de 2 MW (cenário da Figura 25), para 880 MW, que corresponde a potência máxima em que ainda é possível reduzir o despacho da UHE sem aplicar cortes na geração fotovoltaica. Para potências superiores a este valor, as perdas por corte de geração ultrapassam o ganho proporcionado pelo ganho de economia de escala.

A Figura 38 apresenta a curva de LCOE para a associação FPV-UHE variando a potência instalada de 1 MW até 1140 MW, considerando o deslocamento da geração hidroelétrica dentro do período analisado mantendo a energia anual despachada. A Figura 39, complementa esta análise relacionando o LCOE obtido com o respectivo nível de *curtailment* fotovoltaico, o que evidencia o equilíbrio entre ganhos de escala e perdas por corte de geração na determinação da potência ótima.

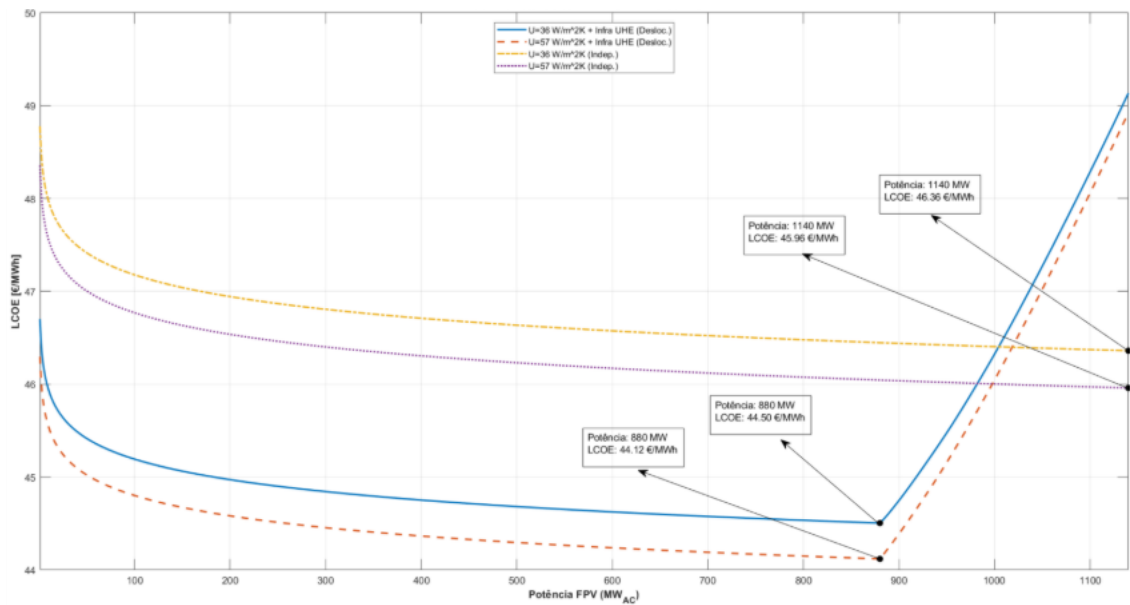


Figura 38 - LCOE para diferentes potências fotovoltaicas, considerando os 4 cenários e deslocando a curva de geração da UHE.

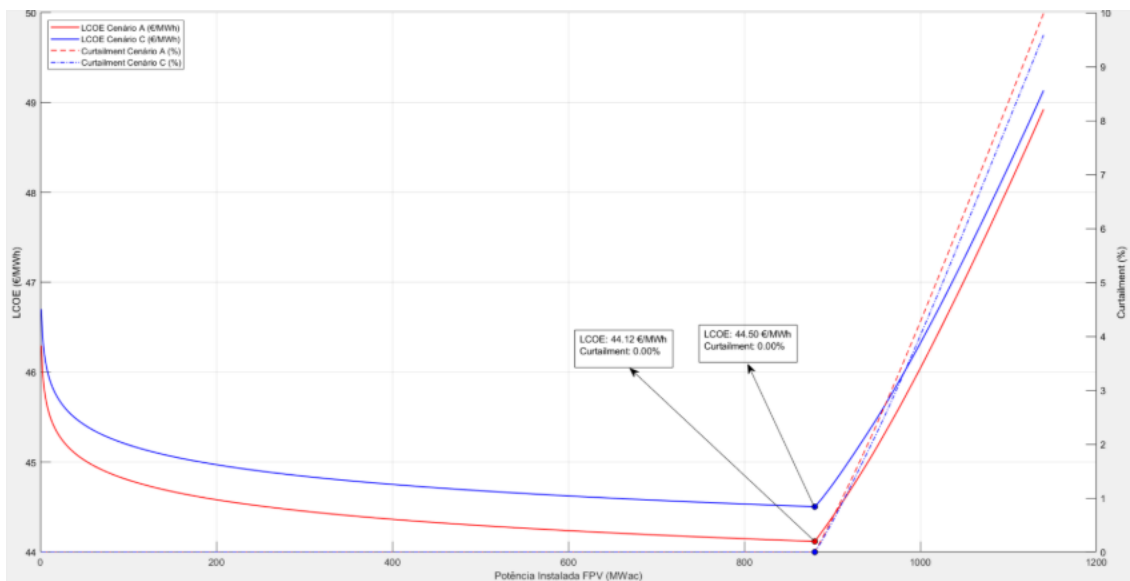


Figura 39 - Percentual de *curtailment* em relação ao LCOE dos cenários A e C, considerando o deslocamento da curva de geração da UHE.

4.3.5 Associação das centrais de Alqueva e FPV, fornecimento de energia durante bombeamento

A central hidroelétrica de Alqueva é caracterizada por ser uma instalação reversível, na qual, em períodos de viabilidade económica, a água armazenada na albufeira inferior é bombeada para a albufeira superior. Com a integração de uma central fotovoltaica flutuante, torna-se possível reduzir a quantidade de energia adquirida da rede, utilizando a própria geração

fotovoltaica para alimentar o sistema de bombagem. A Figura 40, ilustra a associação de uma FPV de 520 MW à central de Alqueva, evidenciando que, além de suprir grande parte da energia consumida pelo bombeamento, existe uma quantidade de energia disponível para injeção na rede elétrica.

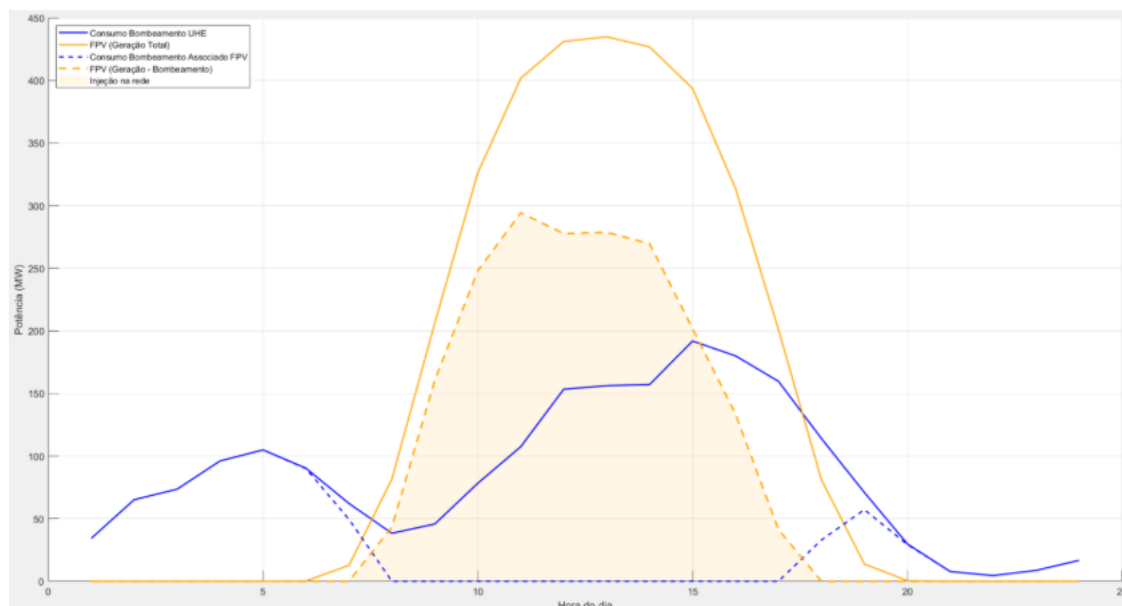


Figura 40 - FPV com potência de 520 MW associada a UHE Alqueva, frente ao consumo por bombeamento.

4.4 Análise de Sensibilidade no LCOE

O atual subcapítulo tem como objetivo apresentar a relação entre a variação dos parâmetros financeiros e energéticos e qual seu impacto no valor de LCOE, para cada um dos locais analisados. Auxiliando na análise de viabilidade de um projeto FPV. Para esta análise será considerado os valores mínimos de LCOE encontrado para os cenários nos capítulos 4.3.1 e 4.4.1.

Para esta análise são alteradas as variáveis financeiras do cálculo do LCOE, sendo elas o CAPEX, OPEX, taxa de desconto e por último também será alterado a geração de energia. Todos os parâmetros serão variados entre $\pm 10\%$ e $\pm 20\%$, enquanto os demais são mantidos constantes.

4.4.1 Variação de CAPEX

O valor investido na construção da central fotovoltaica flutuante é representado pelo CAPEX, definido na equação 2, variando conforme potência da central devido ao ganho por escala.

Para análise, foram considerados para todos os cenários, as potências que resultavam nos LCOEs mínimos e sua respectiva potência instalada. Os valores entre parênteses indicam a

variação de seu LCOE e respetiva potência instalada em relação ao caso base, simulado nos capítulos 4.3.1 e 4.4.1, tais resultados são mostrados na Tabela 17.

Tabela 17 - Variação do LCOE em função da alteração do CAPEX.

	CAPEX	Cenário A		Cenário B		Cenário C		Cenário D	
		$LCOE_{min}$ [€/MWh]	$P_{FPV_{CA}}$ [MW]	$LCOE_{min}$ [€/MWh]	$P_{FPV_{CA}}$ [MW]	$LCOE_{min}$ [€/MWh]	$P_{FPV_{CA}}$ [MW]	LCE_{min} [€/MWh]	$P_{FPV_{CA}}$ [MW]
Brasil	+20%	53,06 (+14,33%)	2 (-)	52,54 (+14,32%)	1140 (-)	53,53 (+14,33%)	2 (-)	53,00 (+14,32%)	1140 (-)
	+10%	49,74 (+7,18%)	2 (-)	49,25 (+7,16%)	1140 (-)	50,17 (+7,16%)	2 (-)	49,68 (+7,16%)	1140 (-)
	Base	46,41	2	45,96	1140	46,82	2	46,36	1140
	-10%	43,09 (-7,15%)	2 (-)	42,67 (-7,16%)	1140 (-)	43,46 (-7,18%)	2 (-)	43,04 (-7,16%)	1140 (-)
	-20%	39,76 (-14,33%)	2 (-)	39,38 (-14,32%)	1140 (-)	40,11 (-14,33%)	2 (-)	39,72 (-14,32%)	1140 (-)
Portugal	+20%	49,28 (+13,99%)	347 (+0,29%)	51,24 (+14,25%)	520 (-)	49,70 (+13,99%)	348 (+0,29%)	51,67 (+14,24%)	520 (-)
	+10%	46,26 (+7,01%)	347 (+0,29%)	48,05 (+7,13%)	520 (-)	46,65 (+7,00%)	347 (-)	48,45 (+7,12%)	520 (-)
	Base	43,23	346	44,85	520	43,60	347	45,23	520
	-10%	40,20 (-7,01%)	339 (-2,02%)	41,66 (-7,11%)	520 (-)	40,54 (-7,02%)	340 (-2,02%)	42,01 (-7,12%)	520 (-)
	-20%	37,18 (-13,99%)	331 (-4,34%)	38,47 (-14,23%)	520 (-)	37,49 (-14,01%)	335 (-3,46%)	38,79 (-14,24%)	520 (-)

A partir da Tabela 17, é observável que as variações no CAPEX, possuem relação direta com o LCOE, ou seja, aumentando o valor de CAPEX é verificado um aumento no LCOE, assim como o oposto. Além disso, é notado que não há diferenças significativas nas variações de LCOE entre os cenários, tampouco entre os dois locais avaliados.

4.4.2 Variação de OPEX

Os custos de OPEX se referem aos custos operacionais da central, representando custos como a operação e manutenção durante a vida útil do empreendimento. Conforme definido no capítulo 3.1.4, o valor de OPEX é de 22 €/kWp/ano. Para análise de sensibilidade de LCOE às

mudanças no OPEX, foi aplicado variações de $\pm 10\%$ e $\pm 20\%$, os resultados alcançados são apresentados na Tabela 18.

Tabela 18 - Variação do LCOE em função da alteração do OPEX.

	OPEX	Cenário A		Cenário B		Cenário C		Cenário D	
		$LCOE_{\min}$ [€/MWh]	$P_{FPV_{CA}}$ [MW]	$LCOE_{\min}$ [€/MWh]	$P_{FPV_{CA}}$ [MW]	$LCOE_{\min}$ [€/MWh]	$P_{FPV_{CA}}$ [MW]	$LCOE_{\min}$ [€/MWh]	$P_{FPV_{CA}}$ [MW]
Brasil	+20%	49,05 (+5,69%)	2 (-)	48,57 (+5,68%)	1140 (-)	49,47 (+5,66%)	2 (-)	49,00 (+5,69%)	1140 (-)
	+10%	47,73 (+2,84%)	2 (-)	47,27 (+2,85%)	1140 (-)	48,15 (+2,84%)	2 (-)	47,68 (+2,85%)	1140 (-)
	Base	46,41	2	45,96	1140	46,82	2	46,36	1140
	-10%	45,10 (-2,82%)	2 (-)	44,65 (-2,85%)	1140 (-)	45,49 (-2,84%)	2 (-)	45,04 (-2,85%)	1140 (-)
	-20%	43,78 (-5,67%)	2 (-)	43,35 (-5,68%)	1140 (-)	44,16 (-5,68%)	2 (-)	43,73 (-5,67%)	1140 (-)
Portugal	+20%	45,82 (+5,99%)	336 (-2,89%)	47,44 (+5,77%)	520 (-)	46,21 (+5,99%)	338 (-2,59%)	47,84 (+5,77%)	520 (-)
	+10%	44,53 (+3,01%)	339 (-2,02%)	46,15 (+2,9%)	520 (-)	44,90 (+2,98%)	340 (-2,02%)	46,54 (+2,9%)	520 (-)
	Base	43,23	346	44,85	520	43,60	347	45,23	520
	-10%	41,93 (-3,01%)	347 (0,29%)	43,56 (-2,88%)	520 (-)	42,29 (-3,00%)	347 (-)	43,93 (-2,87%)	520 (-)
	-20%	40,64 (-5,99%)	347 (0,29%)	42,27 (-5,75%)	520 (-)	40,98 (-6,01%)	348 (0,29%)	42,63 (-5,75%)	520 (-)

Observa-se que as variações no OPEX, não influenciam tanto o valor do LCOE quanto qualquer alteração no CAPEX. Fica evidenciado que ao contrário da variação no CAPEX em que trouxe percentuais mais altos de alteração no Brasil, Portugal se mostrou mais sensível a variação no OPEX.

4.4.3 Variação da Taxa de Desconto

A taxa de desconto abrange o risco financeiro e impacta tanto no bloco financeiro quanto energético, trazendo os dados para valor presente. A Tabela 19 apresenta os resultados de LCOE considerando as variações de $\pm 10\%$ e $\pm 20\%$ na taxa de desconto.

Tabela 19 - Variação do LCOE em função da alteração da taxa de desconto.

		Cenário A		Cenário B		Cenário C		Cenário D	
	Taxa de Desconto	$LCOE_{mín}$ [€/MWh]	$P_{FPV_{CA}}$ [MW]	$LCOE_{mín}$ [€/MWh]	$P_{FPV_{CA}}$ [MW]	$LCOE_{mín}$ [€/MWh]	$P_{FPV_{CA}}$ [MW]	$LCOE_{mín}$ [€/MWh]	$P_{FPV_{CA}}$ [MW]
Brasil	+20%	51,50 (+10,97%)	2 (-)	51,00 (+10,97%)	1140 (-)	51,95 (+10,96%)	2 (-)	51,44 (+10,96%)	1140 (-)
	+10%	48,93 (+5,43%)	2 (-)	48,45 (+5,42%)	1140 (-)	49,36 (+5,43%)	2 (-)	48,87 (+5,41%)	1140 (-)
	Base	46,41	2	45,96	1140	46,82	2	46,36	1140
	-10%	43,96 (-5,28%)	2 (-)	43,53 (-5,29%)	1140 (-)	44,34 (-5,30%)	2 (-)	43,91 (-5,28%)	1140 (-)
	-20%	41,56 (-10,45%)	2 (-)	41,16 (-10,44%)	1140 (-)	41,92 (-10,47%)	2 (-)	41,52 (-10,44%)	1140 (-)
Portugal	+20%	47,2 (+9,18%)	347 (+0,29%)	49,04 (+9,34%)	520 (-)	47,60 (+9,17%)	347 (-)	49,46 (+9,35%)	520 (-)
	+10%	45,19 (+4,53%)	346 (-)	46,92 (+4,62%)	520 (-)	45,58 (+4,54%)	347 (-)	47,32 (+4,62%)	520 (-)
	Base	43,23	346	44,85	520	43,60	347	45,23	520
	-10%	41,32 (-4,42%)	339 (-2,02%)	42,83 (-4,50%)	520 (-)	41,67 (-4,43%)	340 (-2,02%)	43,20 (-4,49%)	520 (-)
	-20%	39,46 (-8,72%)	338 (-2,31%)	40,87 (-8,87%)	520 (-)	39,79 (-8,74%)	339 (-2,31%)	41,22 (-8,87%)	520 (-)

A partir da análise, é possível concluir que a variação na taxa de desconto no Brasil possui mais influência que em Portugal, principalmente por sua taxa base ser maior, de 10% para 7,5% respetivamente. Entre os cenários não são verificadas grandes alterações no LCOE caso as centrais estejam associadas ou conectadas independentemente.

4.4.4 Variação da Energia Gerada

O último parâmetro a ser analisado é a variação na energia gerada, podendo ocorrer devido a variabilidade das condições atmosféricas ou devido a paradas inesperadas. Este parâmetro impacta diretamente no bloco energético, ou seja, no denominador da equação do LCOE. A Tabela 20 apresenta os resultados obtidos ao variar a geração de energia conforme premissa adotada.

Tabela 20 - Variação do LCOE em função da alteração da geração de energia.

	Energia	Cenário A		Cenário B		Cenário C		Cenário D	
		$LCOE_{\min}$ [€/MWh]	$P_{FPV_{CA}}$ [MW]	$LCOE_{\min}$ [€/MWh]	$P_{FPV_{CA}}$ [MW]	$LCOE_{\min}$ [€/MWh]	$P_{FPV_{CA}}$ [MW]	$LCOE_{\min}$ [€/MWh]	$P_{FPV_{CA}}$ [MW]
Brasil	+20%	36,71 (-20,9%)	2 (-)	36,27 (-21,08%)	1140 (-)	37,03 (-20,91%)	2 (-)	36,59 (-21,07%)	1140 (-)
	+10%	40 (-13,81%)	2 (-)	39,57 (-13,9%)	1140 (-)	40,34 (-13,84%)	2 (-)	39,92 (-13,89%)	1140 (-)
	Base	46,41	2	45,96	1140	46,82	2	46,36	1140
	-10%	48,82 (5,19%)	2 (-)	48,36 (5,22%)	1140 (-)	49,24 (5,17%)	2 (-)	48,79 (5,24%)	1140 (-)
	-20%	54,90 (18,29%)	2 (-)	54,41 (18,39%)	1140 (-)	55,38 (18,28%)	2 (-)	54,88 (18,38%)	1140 (-)
Portugal	+20%	33,54 (-22,41%)	282 (-18,5%)	34,72 (-22,59%)	520 (-)	33,83 (-22,41%)	283 (-18,44%)	35,01 (-22,60%)	520 (-)
	+10%	36,57 (-15,41%)	308 (-10,98%)	37,87 (-15,56%)	520 (-)	36,88 (-15,41%)	309 (-10,95%)	38,20 (-15,54%)	520 (-)
	Base	43,23	346	44,85	520	43,60	347	45,23	520
	-10%	44,64 (3,26%)	376 (8,67%)	46,29 (3,21%)	520 (-)	45,02 (3,26%)	377 (8,65%)	46,68 (3,21%)	520 (-)
	-20%	50,18 (16,08%)	423 (22,25%)	52,08 (16,12%)	520 (-)	50,60 (16,06%)	424 (22,19%)	52,52 (16,12%)	520 (-)

Através dos resultados obtidos, é possível identificar que para o caso brasileiro a variação na energia gerada não traz impacto sobre a potência de mínimo LCOE, enquanto é perceptível a redução no LCOE quando é elevada em 10% a geração de energia, visto que este aumento retorna em aproximadamente 13% de redução no LCOE.

Para o caso português, aumentos e reduções na geração de energia, para as centrais associadas, trazem respetivamente redução e aumento na potência instalada, devido ao *curtailment*. Em relação ao LCOE, os ganhos para os aumentos de 20% na geração de energia, foi equivalente a uma redução de aproximadamente 22% no LCOE. Assim como reduções na geração de energia para as centrais associadas, fizeram com que o valor mínimo de LCOE fosse deslocado para maiores potências instaladas, porém houve aumentos no LCOE menores que a variação na geração.

4.4.5 Síntese das Análises de Sensibilidade

Visto que os resultados entre os cenários em que é alterado apenas o coeficiente de perda de calor (U) são muito semelhantes, com o objetivo de resumir as conclusões alcançadas serão utilizadas as informações dos cenários A e B com variação nos parâmetros em $\pm 10\%$, dividindo, assim, as análises em centrais associadas e independentes, considerando o valor de U em 57.

A variável mais influente foi a geração de energia alcançando aproximadamente 14% de alteração no valor do LCOE, a segunda mais influente no valor do LCOE demonstra ser o CAPEX, atingindo próximos 7%, já a taxa de desconto possui uma magnitude de influência um pouco menor, alcançando cerca de 5%. Por último fica o OPEX, devido a seu baixo custo quando comparado ao CAPEX. A Figura 41 ilustra graficamente o quanto cada alteração em $\pm 10\%$ influencia no LCOE.

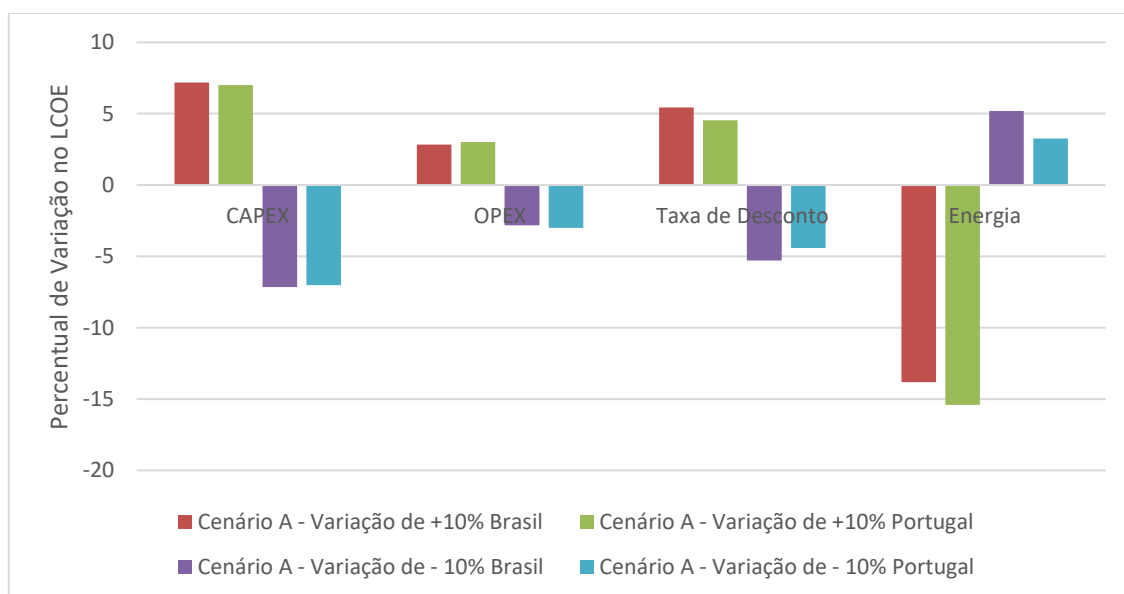


Figura 41 - Sensibilidade do LCOE frente a variação dos parâmetros em 10%.

Visto que o CAPEX altera sensivelmente o LCOE, se faz interessante sua decomposição em comparativo a uma central fotovoltaica instalada em solo. A Figura 42, elaborada a partir dos dados de [79], compara os custos de uma central FPV com uma LPV. A análise da Figura 42 elucida que as maiores diferenças de CAPEX se encontram no sistema de montagem, o qual engloba a estrutura de flutuação, ancoragem e amarração, como também no balanço do sistema, que além de incluir todos os custos com cablagem, equipamentos de proteção, transformadores, também inclui o monitoramento. Tais custos adicionais explicam o investimento inicial mais elevado nas centrais flutuantes, e o porquê o CAPEX ser um dos parâmetros que alteram o LCOE com maior sensibilidade.

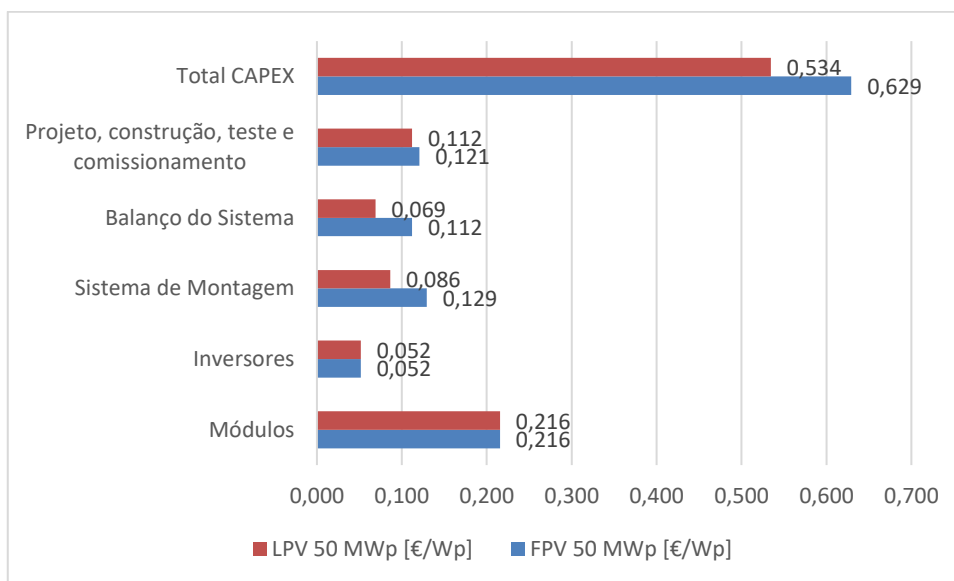


Figura 42 - Comparativo dos custos de CAPEX entre FPV e LPV. Adaptado de [79].

4.5 Análise e Interpretação dos Resultados

A atual secção sintetiza os resultados obtidos nos subcapítulos 4.3 e 4.4, trazendo uma abordagem analítica e discursiva.

A análise dos resultados evidencia que a variação do coeficiente de perda de calor (U) tem um impacto positivo, contudo limitado, no desempenho energético e económico das centrais flutuantes analisadas. A alteração do valor de U de $36 \text{ W/m}^2\text{K}$ para $57 \text{ W/m}^2\text{K}$, impacta num aumento de 1% na geração de energia ao longo dos 25 anos de vida útil como na redução do LCOE. Tal resultado indica que, apesar do ganho de eficiência relativo às centrais fotovoltaicas terrestres, no qual seu coeficiente U é tipicamente de $29 \text{ W/m}^2\text{K}$, seu efeito por si só não é determinante para a viabilidade económica das FPV. Apesar do ganho energético relativo ao maior coeficiente U , os valores de LCOE obtidos para as centrais flutuantes permanecem superiores aos observados em centrais fotovoltaicas instaladas em solo, implicando na existência de fatores com mais relevância na competitividade.

A análise de sensibilidade económica realizada permite a identificação dos parâmetros de maior influência sobre o LCOE. Os resultados demonstram que a energia gerada é o fator com maior impacto na redução do LCOE, seguido pelo CAPEX. Este comportamento evidencia a necessidade de estratégias na maximização da geração de energia do projeto, contudo sem negligenciar o CAPEX, visando minimizar o LCOE.

Comparativamente, os parâmetros do LCOE se comportaram de maneira semelhante entre os dois casos analisados, não sendo possível observar discrepâncias significativas quanto aos fatores prioritários para a viabilização dos projetos em cada país. Tal resultado indica a aplicabilidade da metodologia para avaliação económica de centrais fotovoltaicas flutuantes em diferentes países.

Ao avaliar os dois casos de estudo, fica evidente que a central fotovoltaica flutuante associada a central hídrica de Portugal apresenta condições mais favoráveis de implantação do ponto de vista económico. Este desempenho é principalmente resultado do modo de operação da central de Alqueva, que apresenta um fator de capacidade reduzido, permitindo a associação da FPV sem a necessidade de alterações significativas na curva de despacho hídrico. A inclinação dos módulos fotovoltaicos favorece o aproveitamento da irradiância maximizando a produção de energia.

Apesar da maior irradiação do cenário brasileiro, a integração das centrais FPV fica condicionado a capacidade da subestação, que por sua vez devido ao elevado fator de capacidade da UHE Machadinho, implicam em elevados cortes de geração fotovoltaica. Mesmo ao considerar o deslocamento da geração hídrica para períodos de menor irradiação, os valores de LCOE permanecem superiores aos observados no caso português, o que evidencia que não apenas as restrições de geração como também os parâmetros económicos são importantes.

Ao analisar os valores de LCOE calculados para cada sítio em comparação com os preços de energia negociados nos mercados de curto e longo prazo, observa-se que, tanto no cenário brasileiro quanto no cenário português os resultados evidenciam a necessidade de maior amadurecimento da tecnologia, objetivando a redução no CAPEX e maximização da energia gerada, para aumentar a competitividade de LCOE. No caso português, o mercado de energia elétrica de curto prazo, apesar dos valores médios indicarem potencial viabilidade económica, é importante destacar que a elevada variabilidade horária dos preços, associada à elevada potência instalada de energias renováveis no sistema elétrico português, pode implicar em menores valores de energia elétrica durante as horas de maior irradiação solar, limitando a interpretação dos resultados baseado em valores médios.

A integração de FPV em albufeiras de centrais hídricas se revelou uma estratégia eficaz para aumento do fator de capacidade da infraestrutura elétrica existente. No caso brasileiro, a central hidroelétrica apresenta um fator de capacidade (FC) inicial de 70,4%, o qual pode ser elevado para 84,1% através da associação com uma central FPV de 1140 MW, mantendo -se a curva de geração hídrica. Todavia, este cenário resulta em elevados níveis de corte de geração fotovoltaica, próximos de 47%, comprometendo a viabilidade económica da central FPV. Considerando o deslocamento da geração hídrica para os períodos de menor irradiação, observa-se um aumento significativo do fator de capacidade, podendo atingir valores da ordem de 96,6%, com uma utilização praticamente contínua da capacidade máxima da subestação ao longo do ano. Tais resultados demonstram o importante papel da coordenação operacional entre a geração hídrica e solar na redução do *curtailment* e maximização do aproveitamento da infraestrutura elétrica existente.

No caso português, a central de Alqueva apresenta um FC de 14,7%, possuindo disponibilidade para maximização do FC que ao associar uma FPV de 520 MW, pode elevar para até 40,79%. Este aumento se traduz numa melhoria significativa da utilização da infraestrutura elétrica existente, demonstrando que mesmo em diferentes tipos de centrais hídricas, a integração das duas tecnologias constitui uma solução eficaz.

5 Conclusões

Neste capítulo são apresentadas as conclusões obtidas a partir da metodologia empregada e os resultados obtidos sobre centrais fotovoltaicas flutuantes instaladas em albufeiras de hidroelétricas. Também são propostos trabalhos futuros que possam ampliar o estudo apresentado.

5.1 Análise Conclusiva

Esta dissertação teve como objetivo avaliar a viabilidade técnica e económica da integração de centrais fotovoltaicas flutuantes (FPV) em albufeiras de centrais hidroelétricas no Brasil e em Portugal. Para isso, foram analisados o estado da arte das FPV instaladas em albufeiras, os seus principais componentes, limitações técnicas e construtivas, como também o potencial de complementaridade entre a geração solar flutuante e a geração hídrica.

Na análise de viabilidade, definiu-se a associação da FPV à central hídrica como um dos elementos centrais da metodologia, juntamente com a consideração de dois valores para o coeficiente de perda de calor (U), representativos de diferentes configurações construtivas. O valor de $57 \text{ W/m}^2\text{K}$ corresponde a uma estrutura com menor ocupação e maior ventilação, enquanto o valor de $36 \text{ W/m}^2\text{K}$ representa uma estrutura de maior ocupação e com ventilação limitada. A avaliação económica fundamentou-se no cálculo do Custo Nivelado de Energia (LCOE), aplicado a quatro cenários:

1. Cenário A: Associação à infraestrutura elétrica existente da UHE e coeficiente $U = 57 \text{ W/m}^2\text{K}$;
2. Cenário B: Conexão independente da FPV e coeficiente $U = 57 \text{ W/m}^2\text{K}$;
3. Cenário C: Associação à infraestrutura da UHE e coeficiente $U = 36 \text{ W/m}^2\text{K}$;
4. Cenário D: Conexão independente da FPV e coeficiente $U = 36 \text{ W/m}^2\text{K}$.

Como o LCOE depende sobretudo da energia líquida gerada e dos custos de instalação, a metodologia recorreu às premissas financeiras coerentes com valores de mercado atualizados, órgãos oficiais e referências de estudos consolidados no domínio das FPV. Para fins comparativos entre os dois países, foram selecionadas as hidroelétricas de Machadinho (Brasil) e Alqueva (Portugal), ambas com albufeiras adequadas à instalação de sistemas flutuantes e com histórico de geração disponível em domínio público, requisito essencial para a análise da complementaridade hidro-solar. Apesar da complementaridade apenas fraca a moderada observada entre as fontes, os estudos de viabilidade foram conduzidos integralmente para cada caso.

Os dados meteorológicos utilizados nas simulações foram obtidos a partir da base Meteonorm 8.2 e integrados ao software PVSyst. Embora o PVSyst não possua ferramenta específica para FPV, estudos recentes demonstram que a alteração de parâmetros térmicos permite representar com boa aproximação as condições de operação em ambiente aquático.

Devido às diferenças na complementaridade entre solar e hídrica para Machadinho e Alqueva, foram realizadas duas simulações iniciais com potência fixa de 5 MWp para ambos os países, considerando as respetivas condições financeiras locais e desconsiderando qualquer limitação de geração. Observou-se que em todos os cenários Portugal apresentou LCOE ligeiramente inferior ao do Brasil, como por exemplo no cenário A (44,72 €/MWh contra 46,07 €/MWh), influenciado sobretudo pela menor taxa de desconto e pelo melhor aproveitamento da inclinação dos módulos às condições de irradiação local.

Análises específicas foram posteriormente realizadas para cada país, avaliando diferentes potências instaladas e considerando as particularidades operativas de cada hidroelétrica. Para o caso brasileiro, foram estudadas duas situações: mantendo a curva de geração hídrica inalterada, e deslocando a geração hídrica para horários com menor incidência solar, de modo a reduzir o *curtailment*. Constatou-se que, sem o deslocamento da curva, a conexão independente da FPV tende a apresentar menor LCOE para a maioria das potências analisadas, devido às perdas energéticas associadas ao *curtailment* para os casos em que as centrais são associadas. Quando o deslocamento da curva hídrica é adotado, observa-se significativa redução do LCOE, sendo que o ponto de equilíbrio entre associação e conexão independente é atingido apenas próximo de 1000 MW, evidenciando o impacto direto da operação hídrica sobre a viabilidade da FPV.

No caso português, apesar da fraca complementaridade entre as fontes, o baixo fator de capacidade da UHE de Alqueva proporciona ampla margem para inserção de geração fotovoltaica. Assim, em todo o intervalo de potência analisado, a associação FPV–UHE resultou em valores de LCOE inferiores aos obtidos na conexão independente. Adicionalmente, verificou-se que a simultaneidade entre geração FPV e operação das bombas de Alqueva é benéfica, permitindo tanto o atendimento parcial do consumo energético de bombeamento como a injeção excedente na rede.

A análise de sensibilidade, aplicada com variações de $\pm 10\%$ e $\pm 20\%$ nos parâmetros financeiros e energéticos, permitiu identificar os fatores de maior influência sobre o LCOE. Concluiu-se que

para ambos os países a energia gerada é a variável mais sensível, seguida pelo CAPEX, pela taxa de desconto e, por fim, pelo OPEX, cuja influência é marginal. Estes resultados reforçam a importância de melhorias tecnológicas voltadas ao aumento da eficiência dos módulos, otimização térmica e redução dos custos de implantação.

Com base nos resultados apresentados, conclui-se que a metodologia proposta foi eficaz na avaliação da viabilidade técnica e económica das centrais fotovoltaicas flutuantes, produzindo resultados consistentes para os cenários definidos. Para cada país, foi realizada uma análise desde potências de 1 MW até a potência máxima instalada da respetiva hidroelétrica, fornecendo uma visão abrangente do potencial de inserção da tecnologia em diferentes escalas. Adicionalmente, foram identificadas estratégias que podem reduzir o *curtailment* e melhorar a competitividade económica das FPV, contribuindo para a consolidação desta tecnologia como solução complementar na transição energética.

5.2 Perspectivas Futuras

O presente trabalho forneceu um panorama abrangente sobre a aplicação de centrais fotovoltaicas flutuantes (FPV) em albufeiras de centrais hidroelétricas. Contudo algumas limitações foram identificadas ao longo do estudo, que abrem oportunidades para trabalhos futuros.

Uma das limitações refere-se à ausência de integração da avaliação económica com o mercado de energia de curto prazo, o qual exigiria uma avaliação com base em séries horárias de preços, permitindo analisar o valor da energia durante o período de geração da central fotovoltaica flutuante, atribuindo maior robustez da análise de viabilidade económica.

Outra limitação está associada às variações máximas e mínimas do nível da albufeira ao longo do ano. Oscilações significativas no volume útil podem restringir a área disponível para implantação da FPV, impactando a potência máxima instalada e, conseqüentemente, a capacidade de expansão da tecnologia. Estudos futuros poderiam integrar modelos hidrológicos e de gestão da albufeira para quantificar o impacto da variabilidade anual no dimensionamento da central flutuante.

A resolução temporal dos dados utilizados, sendo eles horários, limita a capacidade de representar adequadamente a variabilidade da geração fotovoltaica. Dada a elevada intermitência da fonte, séries com intervalos mínimos de 15 minutos seriam mais adequados para validar mais precisamente o *curtailment* aplicado e caracterizar momentos críticos de simultaneidade entre a geração fotovoltaica e operação da central hídrica. A utilização de bases meteorológicas com medições em campo pode contribuir para aumentar a fiabilidade dos modelos energéticos.

A instalação de tecnologia fotovoltaica flutuante em albufeiras hidroelétricas pode impactar o custo nivelado de armazenamento (LCOS) do sistema. Dessa forma, recomenda-se como

trabalho futuro investigar como a geração fotovoltaica altera a flexibilidade hidráulica disponível e os custos associados ao armazenamento de energia.

Por fim, é recomendado ampliar o estudo relacionado ao deslocamento da curva de geração hídrica, avaliando com maior profundidade a capacidade real de armazenamento da albufeira, as restrições operativas e ambientais e os limitantes da operação conjunta entre as duas fontes.

Referências

- [1] P. Ranjbaran, H. Yousefi, G. B. Gharehpetian, e F. R. Astaraei, “A review on floating photovoltaic (FPV) power generation units”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 110, p. 332–347, ago. 2019, doi: 10.1016/j.rser.2019.05.015.
- [2] J. Farfan e C. Breyer, “Combining Floating Solar Photovoltaic Power Plants and Hydropower Reservoirs: A Virtual Battery of Great Global Potential”, *Energy Procedia*, vol. 155, p. 403–411, nov. 2018, doi: 10.1016/j.egypro.2018.11.038.
- [3] H. M. Pouran, M. Padilha Campos Lopes, T. Nogueira, D. Alves Castelo Branco, e Y. Sheng, “Environmental and technical impacts of floating photovoltaic plants as an emerging clean energy technology”, *iScience*, vol. 25, no 11, p. 105253, nov. 2022, doi: 10.1016/j.isci.2022.105253.
- [4] República Portuguesa, “Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC2050)”, jun. 2019.
- [5] J. Baptista, P. Vargas, e J. R. Ferreira, “A techno-economic analysis of floating photovoltaic systems, for southern European countries”, *RE&PQJ*, vol. 19, no 1, dez. 2023, doi: 10.24084/repqj19.214.
- [6] Brasil, “BRAZIL’S NDC — National determination to contribute and transform.”, 2024.
- [7] Empresa de Pesquisa Energética (EPE), “Balanço Energético Nacional 2025. Ano base 2024.”, Rio de Janeiro, 2025.
- [8] Å. Killingtveit, “Hydroelectric Power”, em *Future Energy*, Elsevier, 2014, p. 453–470. doi: 10.1016/B978-0-08-099424-6.00021-1.
- [9] EPE – Empresa de Pesquisa Energética, “Nota Técnica – Solar Fotovoltaica Flutuante”, Rio de Janeiro, 2023. Acessado: 13 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/nota-tecnica-solar-fotovoltaica-flutuante>
- [10] W. P. T. O. U.S. Department of Energy, “Types of Hydropower Plants”. Acessado: 17 de setembro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.energy.gov/eere/water/types-hydropower-plants>
- [11] S. Sarkar, A. K. Nag, e R. Kumar, “An overview of small-scale hydropower and its recent development”, em *Renewable Energy Production and Distribution Volume 2*, Elsevier, 2023, p. 249–314. doi: 10.1016/B978-0-443-18439-0.00009-4.
- [12] A. Singh e T. R. Chelliah, “Technical Analysis and Feasibility study for Integration of Floating Solar System in Hydropower Reservoirs”, em *2023 IEEE International*

Conference on Power Electronics, Smart Grid, and Renewable Energy (PESGRE), IEEE, dez. 2023, p. 1–6. doi: 10.1109/PESGRE58662.2023.10405185.

- [13] International Hydropower Association, “Types of hydropower”. Acessado: 6 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.hydropower.org/iha/discover-types-of-hydropower>
- [14] M. Redón Santafé, J. B. Torregrosa Soler, F. J. Sánchez Romero, P. S. Ferrer Gisbert, J. J. Ferrán Gozávez, e C. M. Ferrer Gisbert, “Theoretical and experimental analysis of a floating photovoltaic cover for water irrigation reservoirs”, *Energy*, vol. 67, p. 246–255, abr. 2014, doi: 10.1016/j.energy.2014.01.083.
- [15] W. Shi *et al.*, “Review on the development of marine floating photovoltaic systems”, *Ocean Engineering*, vol. 286, p. 115560, out. 2023, doi: 10.1016/j.oceaneng.2023.115560.
- [16] M. Kumar, H. Mohammed Niyaz, e R. Gupta, “Challenges and opportunities towards the development of floating photovoltaic systems”, *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 233, p. 111408, dez. 2021, doi: 10.1016/j.solmat.2021.111408.
- [17] R. Cazzaniga, M. Cicu, M. Rosa-Clot, P. Rosa-Clot, G. M. Tina, e C. Ventura, “Floating photovoltaic plants: Performance analysis and design solutions”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 81, p. 1730–1741, jan. 2018, doi: 10.1016/j.rser.2017.05.269.
- [18] A. Ghigo, E. Faraggiana, M. Sirigu, G. Mattiazzo, e G. Bracco, “Design and Analysis of a Floating Photovoltaic System for Offshore Installation: The Case Study of Lampedusa”, *Energies (Basel)*, vol. 15, no 23, p. 8804, nov. 2022, doi: 10.3390/en15238804.
- [19] S. Oliveira-Pinto e J. Stokkermans, “Assessment of the potential of different floating solar technologies – Overview and analysis of different case studies”, *Energy Convers Manag*, vol. 211, p. 112747, maio 2020, doi: 10.1016/j.enconman.2020.112747.
- [20] L. Liu, Q. Wang, H. Lin, H. Li, Q. Sun, e R. wannersten, “Power Generation Efficiency and Prospects of Floating Photovoltaic Systems”, *Energy Procedia*, vol. 105, p. 1136–1142, maio 2017, doi: 10.1016/j.egypro.2017.03.483.
- [21] R. C.J., K. H. Lim, J. C. Kurnia, S. Roy, B. J. Bora, e B. J. Medhi, “Towards sustainable power generation: Recent advancements in floating photovoltaic technologies”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 194, p. 114322, abr. 2024, doi: 10.1016/j.rser.2024.114322.
- [22] J. Baptista e P. Vargas, “Portuguese national potential for floating photovoltaic systems: a case study”, em *2020 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2020 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe)*, IEEE, jun. 2020, p. 1–5. doi: 10.1109/EEEIC/ICPSEurope49358.2020.9160790.

- [23] B. U. T. F. Valadares, “Uma metodologia sobre estratégias de estratégias de gerenciamento de energia para usinas fotovoltaicas flutuantes instaladas sobre reservatórios de usinas hidrelétricas”, Dissertação de Mestrado para Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, MG, 2017.
- [24] R. A. R. Rebelo, “Estudo do Potencial de Sistemas Fotovoltaicos Flutuantes em Massas de Água Doce e Marinhas”, Mestrado em Engenharia da Energia Solar, Universidade de Évora, Évora, 2021.
- [25] S. G. e Costa, “Impactes ambientais de sistemas fotovoltaicos flutuantes”, Mestrado Integrado em Engenharia da Energia e Ambiente, Universidade de Lisboa, Lisboa, 2017.
- [26] N. Manoj Kumar, S. Chakraborty, S. Kumar Yadav, J. Singh, e S. S. Chopra, “Advancing simulation tools specific to floating solar photovoltaic systems – Comparative analysis of field-measured and simulated energy performance”, *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 52, p. 102168, ago. 2022, doi: 10.1016/j.seta.2022.102168.
- [27] S. Kichou, N. Skandalos, e P. Wolf, “Floating photovoltaics performance simulation approach”, *Heliyon*, vol. 8, no 12, p. e11896, dez. 2022, doi: 10.1016/j.heliyon.2022.e11896.
- [28] A. S. Makhija, S. S. Bohra, e V. Tiwari, “Investigating the performance of water-mounted solar photo-voltaic systems using different simulation tools”, *Energy Convers Manag*, vol. 322, p. 119116, dez. 2024, doi: 10.1016/j.enconman.2024.119116.
- [29] B. Eldhose, B. Chittilappilly, S. J. Menon, T. Bejoy, D. Sankar, e S. Sreekumar, “Harnessing Solar Power on Water: A Case Study on the Viability of Photovoltaics in Kerala’s Hydroelectric Power Plants”, em *2024 IEEE International Conference on Smart Power Control and Renewable Energy (ICSPCRE)*, IEEE, jul. 2024, p. 1–5. doi: 10.1109/ICSPCRE62303.2024.10675280.
- [30] F. T. Islam Tonmoy, A. Islam Suva, Md. A. Faisal Siddique, e J. Uddin Ahamed, “Enhancing Hydroelectric Efficiency through Floating Photovoltaics in the Karnafuli Hydropower Plant”, em *2025 International Conference on Electrical, Computer and Communication Engineering (ECCE)*, IEEE, fev. 2025, p. 1–6. doi: 10.1109/ECCE64574.2025.11014046.
- [31] Md. S. Rahman, R. B. Khan, A. Mujahid, A. H. Mahedi, M. S. H. Sajib, e R. Chowdhury, “Design and Feasibility Analysis of a 1MWp Grid-Connected Floating Solar Photovoltaic Plant in Kaptai, Bangladesh”, em *2024 International Conference on Innovations in Science, Engineering and Technology (ICISSET)*, IEEE, out. 2024, p. 1–6. doi: 10.1109/ICISSET62123.2024.10939890.

- [32] A. Boduch, K. Mik, R. Castro, e P. Zawadzki, “Technical and economic assessment of a 1 MWp floating photovoltaic system in Polish conditions”, *Renew Energy*, vol. 196, p. 983–994, ago. 2022, doi: 10.1016/j.renene.2022.07.032.
- [33] M. B. Ulum, H. Satria, R. Pramudito, e E. Rizaldi, “Techno-Economic Comparison of 9 MW Floating PV (FPV) Solar Farms in Indonesia and the UK”, em *2024 7th International Conference on Renewable Energy and Power Engineering (REPE)*, IEEE, set. 2024, p. 328–333. doi: 10.1109/REPE62578.2024.10809529.
- [34] L. Micheli, “Energy and economic assessment of floating photovoltaics in Spanish reservoirs: cost competitiveness and the role of temperature”, *Solar Energy*, vol. 227, p. 625–634, out. 2021, doi: 10.1016/j.solener.2021.08.058.
- [35] M. Padilha Campos Lopes, S. de Andrade Neto, D. Alves Castelo Branco, M. A. Vasconcelos de Freitas, e N. da Silva Fidelis, “Water-energy nexus: Floating photovoltaic systems promoting water security and energy generation in the semiarid region of Brazil”, *J Clean Prod*, vol. 273, p. 122010, nov. 2020, doi: 10.1016/j.jclepro.2020.122010.
- [36] L. Micheli, “Energy and economic assessment of floating photovoltaics in Spanish reservoirs: cost competitiveness and the role of temperature”, *Solar Energy*, vol. 227, p. 625–634, out. 2021, doi: 10.1016/j.solener.2021.08.058.
- [37] M. López, F. Soto, e Z. A. Hernández, “Assessment of the potential of floating solar photovoltaic panels in bodies of water in mainland Spain”, *J Clean Prod*, vol. 340, p. 130752, mar. 2022, doi: 10.1016/j.jclepro.2022.130752.
- [38] A. Djalab, Z. Djalab, A. El Hammoumi, G. Marco TINA, S. Motahhir, e A. A. Laouid, “A comprehensive Review of Floating Photovoltaic Systems: Tech Advances, Marine Environmental Influences on Offshore PV Systems, and Economic Feasibility Analysis”, *Solar Energy*, vol. 277, p. 112711, jul. 2024, doi: 10.1016/j.solener.2024.112711.
- [39] L. Micheli, D. L. Talavera, G. Marco Tina, F. Almonacid, e E. F. Fernández, “Techno-economic potential and perspectives of floating photovoltaics in Europe”, *Solar Energy*, vol. 243, p. 203–214, set. 2022, doi: 10.1016/j.solener.2022.07.042.
- [40] L. Micheli e D. L. Talavera, “Economic feasibility of floating photovoltaic power plants: Profitability and competitiveness”, *Renew Energy*, vol. 211, p. 607–616, jul. 2023, doi: 10.1016/j.renene.2023.05.011.
- [41] D. R. Raimundo, C. K. Nakao Cavaliero, e M. Pereira da Cunha, “Contribution of floating photovoltaic systems in hydropower plants for the expansion of Brazilian electricity sector”, *Renew Energy*, vol. 254, p. 123754, dez. 2025, doi: 10.1016/j.renene.2025.123754.
- [42] M. Padilha Campos Lopes, S. de Andrade Neto, D. Alves Castelo Branco, M. A. Vasconcelos de Freitas, e N. da Silva Fidelis, “Water-energy nexus: Floating

- photovoltaic systems promoting water security and energy generation in the semiarid region of Brazil”, *J Clean Prod*, vol. 273, p. 122010, nov. 2020, doi: 10.1016/j.jclepro.2020.122010.
- [43] F. Piancó *et al.*, “Hydroelectric operation for hybridization with a floating photovoltaic plant: A case of study”, *Renew Energy*, vol. 201, p. 85–95, dez. 2022, doi: 10.1016/j.renene.2022.10.077.
- [44] N. M. Silvério, R. M. Barros, G. L. Tiago Filho, M. Redón-Santafé, I. F. S. dos Santos, e V. E. de M. Valério, “Use of floating PV plants for coordinated operation with hydropower plants: Case study of the hydroelectric plants of the São Francisco River basin”, *Energy Convers Manag*, vol. 171, p. 339–349, set. 2018, doi: 10.1016/j.enconman.2018.05.095.
- [45] Kost Christoph *et al.*, “Levelized Cost of Electricity: PV and CPV in Comparison to Other Technologies”, *Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE*, p. 4086–4090, 2013, doi: 10.4229/EUPVSEC20142014-7AV.6.40.
- [46] *Renewable Power Generation Costs in 2024*. International Renewable Energy Agency IRENA, 2025.
- [47] S. Gorjian, H. Sharon, H. Ebadi, K. Kant, F. B. Scavo, e G. M. Tina, “Recent technical advancements, economics and environmental impacts of floating photovoltaic solar energy conversion systems”, *J Clean Prod*, vol. 278, p. 124285, jan. 2021, doi: 10.1016/j.jclepro.2020.124285.
- [48] A. Patil, G. Mamatha, P. S. Kulkarni, e A. Verma, “Analysis of Hybrid Floating Photovoltaic and Hydro-Power plant with HOMER Pro Software”, em *2022 IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES)*, IEEE, dez. 2022, p. 1–6. doi: 10.1109/PEDES56012.2022.10080502.
- [49] G. M. Tina, F. Bontempo Scavo, L. Micheli, e M. Rosa-Clot, “Economic comparison of floating photovoltaic systems with tracking systems and active cooling in a Mediterranean water basin”, *Energy for Sustainable Development*, vol. 76, p. 101283, out. 2023, doi: 10.1016/j.esd.2023.101283.
- [50] N. A. S. Elminshawy, A. Osama, A. Gagliano, E. Oterkus, e G. M. Tina, “A technical and economic evaluation of floating photovoltaic systems in the context of the water-energy nexus”, *Energy*, vol. 303, p. 131904, set. 2024, doi: 10.1016/j.energy.2024.131904.
- [51] Md. R. Ullah, M. Hasan, D. Biswas, Md. F. Ali, e Md. G. Hasan, “Techno-economic analysis of tilt angle and inter-row spacing: Optimization of a 200 MW floating solar PV plant”, *Energy Conversion and Management: X*, vol. 28, p. 101245, 2025, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ecmx.2025.101245>.

- [52] GREENER, “ESTUDO ESTRATÉGICO Referente ao ano de 2024 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA. Mercado Fotovoltaico”, mar. 2025.
- [53] M. López, F. Soto, e Z. A. Hernández, “Assessment of the potential of floating solar photovoltaic panels in bodies of water in mainland Spain”, *J Clean Prod*, vol. 340, p. 130752, mar. 2022, doi: 10.1016/j.jclepro.2022.130752.
- [54] Luis Felipe Pozzatti, “CENTRAIS GERADORAS ASSOCIADAS: análise de viabilidade técnico-econômica de uma usina fotovoltaica associada a um parque eólico na região sul do Brasil”, Dissertação. Mestrado Profissional em Sistemas de Energia Elétrica., Instituto Federal de Santa Catarina, Câmpus Florianópolis, Florianópolis, Santa Catarina, 2023.
- [55] S. Gorjian, H. Sharon, H. Ebadi, K. Kant, F. B. Scavo, e G. M. Tina, “Recent technical advancements, economics and environmental impacts of floating photovoltaic solar energy conversion systems”, *J Clean Prod*, vol. 278, p. 124285, jan. 2021, doi: 10.1016/j.jclepro.2020.124285.
- [56] N. M. Silvério, R. M. Barros, G. L. Tiago Filho, M. Redón-Santafé, I. F. S. dos Santos, e V. E. de M. Valério, “Use of floating PV plants for coordinated operation with hydropower plants: Case study of the hydroelectric plants of the São Francisco River basin”, *Energy Convers Manag*, vol. 171, p. 339–349, set. 2018, doi: 10.1016/j.enconman.2018.05.095.
- [57] JINKO SOLAR, “Module Datasheet JKM-66HL4M-(V)-630”, 2024.
- [58] A. Patil, G. Mamatha, e P. S. Kulkarni, “Techno-Economic Analysis of proposed 10kWp Floating Solar Plant at Koyana Dam, Maharashtra, India”, em *2022 2nd International Conference on Power Electronics & IoT Applications in Renewable Energy and its Control (PARC)*, IEEE, jan. 2022, p. 1–6. doi: 10.1109/PARC52418.2022.9726247.
- [59] A. D. Şahin, T. Kara, A. O. Mut, M. S. Korkmaz, M. K. Kaymak, e B. Güloğlu, “A comprehensive review of economic and policy considerations for floating Photovoltaic Systems: Insight on national policies and sustainable development goals”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 223, p. 116024, nov. 2025, doi: 10.1016/j.rser.2025.116024.
- [60] H. Liu, V. Krishna, J. Lun Leung, T. Reindl, e L. Zhao, “Field experience and performance analysis of floating PV technologies in the tropics”, *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 26, no 12, p. 957–967, dez. 2018, doi: 10.1002/pip.3039.
- [61] M. Dörenkämper, A. Wahed, A. Kumar, M. de Jong, J. Kroon, e T. Reindl, “The cooling effect of floating PV in two different climate zones: A comparison of field test data from the Netherlands and Singapore”, *Solar Energy*, vol. 219, p. 15–23, maio 2021, doi: 10.1016/j.solener.2021.03.051.

- [62] T. Kjeldstad *et al.*, “The performance and amphibious operation potential of a new floating photovoltaic technology”, *Solar Energy*, vol. 239, p. 242–251, jun. 2022, doi: 10.1016/j.solener.2022.04.065.
- [63] G. M. Tina e F. Bontempo Scavo, “Energy performance analysis of tracking floating photovoltaic systems”, *Heliyon*, vol. 8, no 8, p. e10088, ago. 2022, doi: 10.1016/j.heliyon.2022.e10088.
- [64] L. Micheli, D. L. Talavera, G. Marco Tina, F. Almonacid, e E. F. Fernández, “Techno-economic potential and perspectives of floating photovoltaics in Europe”, *Solar Energy*, vol. 243, p. 203–214, set. 2022, doi: 10.1016/j.solener.2022.07.042.
- [65] J. Selj, S. Wieland, e I. Tsanakas, “Floating Photovoltaic Power Plants: A Review of Energy Yield, Reliability, and Maintenance”, 2025. doi: 10.69766/KDYA8846.
- [66] M. F. I. Faruqui, A. Jawad, e N.-A.- Masood, “Techno-economic assessment of power generation potential from floating solar photovoltaic systems in Bangladesh”, *Heliyon*, vol. 9, no 6, p. e16785, jun. 2023, doi: 10.1016/j.heliyon.2023.e16785.
- [67] A. Mattos Peron, “Análise da complementaridade das gerações intermitentes no planejamento da operação eletro-energética da região nordeste brasileira”, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP, 2017. doi: 10.47749/T/UNICAMP.2017.989064.
- [68] SUNGROW, “Inverter Datasheet SG250HX”, 2020.
- [69] Consórcio Machadinho, “USINA HIDRELÉTRICA MACHADINHO”, USINA HIDRELÉTRICA MACHADINHO. Acessado: 30 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: https://www.machadinho.com.br/usina_machadinho.php
- [70] S. A. Empresa de Desenvolvimento e Infra-estruturas do Alqueva, “Empreendimento de Fins Múltiplos”, Empreendimento de Fins Múltiplos. Acessado: 30 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.edia.pt/pt/o-que-e-o-alqueva/empreendimento-fins-multiplos/>
- [71] A. Coromoto Becerra Rondón, J. Ricardo Ducati, e R. Haag, “ANÁLISE ANUAL DAS COMPONENTES DIRETA, DIFUSA E GLOBAL DA RADIAÇÃO SOLAR EM PORTO ALEGRE, RS”, nov. 2020. doi: 10.59627/cbens.2020.727.
- [72] EPE - Empresa de Pesquisa Energética, “LEILÃO DE ENERGIA NOVA A-4 DE 2022 Informações sobre a Habilitação Técnica e sobre os Projetos Vencedores”, 2022. Acessado: 22 de dezembro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-644/Informe%20Habilitados%20e%20Vencedores%20LEN%20A4-2022.pdf>

- [73] LEVELTEN ENERGY, “Webinar: PPA Price Index Q2 2025 Key Trends and Insights”. Acessado: 22 de dezembro de 2025. [Online]. Disponível em: https://leveltenenergy.zoom.us/rec/play/6nimwSJJYa0i7onDkW8ujYRI_hGulfl4BvykBWkBTQLNJpCJLzSwMUvQruChdg0gcJgYLYJ8vBCNrSz-.MaiDp_VNaLkm97ok?eagerLoadZvaPages=&accessLevel=meeting&canPlayFromShare=true&from=share_recording_detail&continueMode=true&componentName=rec-play&originRequestUrl=https%3A%2F%2Fleveltenenergy.zoom.us%2Frec%2Fshare%2F5zFRV7YUnxmVr0DKoK2uMdlhIXWcpMJzqEJrIOKXVX1eEVXibzPICcP2Mk73mehU.GAwnVhlsI2FH8tyf
- [74] CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, “Painel de Preços - Preço de Liquidação das Diferenças (PLD)”. Acessado: 22 de dezembro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/en/precos/painel-precos>
- [75] OMIE - Operador do Mercado Ibérico de Eletricidade, “Resultados de Mercado - Produção anual - Mercado diário - Mínimo, médio e máximo preço da cassação do mercado diário”. Acessado: 22 de dezembro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.omie.es/pt/market-results/annual/daily-market/daily-prices?scope=annual&year=2024&system=9>
- [76] ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico, “Resultados da Operação, Histórico da Operação”. Acessado: 11 de novembro de 2025. [Online]. Disponível em: https://www.ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx
- [77] ENTSO-E — European Network of Transmission System Operators for Electricity, “Transparency platform - Electricity generation, transportation and consumption for the European market.” Acessado: 24 de novembro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.entsoe.eu/data/transparency-platform/>
- [78] ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico), “Manual de Procedimentos da Operação - Módulo 5 - Submódulo 5.11 - Cadastro de Informações Operacionais Hidráulicas da Bacia do Rio Uruguai”, fev. 2025.
- [79] World Bank Group, Energy Sector Management Assistance Program, e Solar Energy Research Institute of Singapore, *Where Sun Meets Water*. World Bank, Washington, DC, 2019. doi: 10.1596/31880.

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, 04 de fevereiro de 2026