



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ**  
**CENTRO DE TECNOLOGIA**  
**DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA**

**IGOR SOUZA CRUZ**

**DIMENSIONAMENTO DE UM SISTEMA HÍBRIDO EÓLICO-FOTOVOLTAICO COM  
ARMAZENAMENTO EM BATERIAS E/OU HIDROGÊNIO PARA BOMBEAMENTO DE  
ÁGUA**

**FORTALEZA**

**2023**

**IGOR SOUZA CRUZ**

**DIMENSIONAMENTO DE UM SISTEMA HÍBRIDO EÓLICO-FOTOVOLTAICO COM  
ARMAZENAMENTO EM BATERIAS E/OU HIDROGÊNIO PARA BOMBEAMENTO DE  
ÁGUA**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Engenharia Mecânica. Área de concentração: Sistema de geração eólica.

Orientador: Prof. Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho.

**FORTALEZA**

**2023**

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação  
Universidade Federal do Ceará  
Sistema de Bibliotecas

Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

---

- C962d Cruz, Igor Souza.  
Dimensionamento de um sistema híbrido eólico-fotovoltaico com armazenamento em baterias e/ou hidrogênio para bombeamento de água. / Igor Souza Cruz. – 2023.  
82 f. : il. color.
- Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Fortaleza, 2023.  
Orientação: Prof. Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho .
1. Sistemas híbridos. 2. Hidrogênio verde . 3. Fotovoltaico. 4. Energia eólica. I. Título.  
CDD 620.1
-

**IGOR SOUZA CRUZ**

**DIMENSIONAMENTO DE UM SISTEMA HÍBRIDO EÓLICO-FOTOVOLTAICO  
COM ARMAZENAMENTO EM BATERIAS E/OU HIDROGÊNIO PARA  
BOMBEAMENTO DE ÁGUA**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Engenharia Mecânica. Área de concentração: Sistema de geração eólica.

Aprovada em: 09/11/2023.

**BANCA EXAMINADORA**

---

Prof. Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho (Orientador)

Universidade Federal do Ceará (UFC)

---

Prof. Dr. Francisco Nivaldo Aguiar Freire

Universidade Federal do Ceará (UFC)

---

Prof. Dr. Daniel Albiero

Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP)

Aos meus pais, João Araújo Cruz e Emília Kathia de Souza Cruz.

## AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradeço aos meus pais, pessoas incríveis que admiro. Obrigado por sempre me apoiarem, por todo aprendizado, por toda a base educacional que me permitiu chegar até esse ponto.

Agradeço também a minha noiva Brenda Amanda, que sempre esteve ao meu lado nos momentos altos e baixos desse grande desafio que é a pós-graduação.

Agradeço ao Daniel Moraes meu grande amigo de graduação, pesquisa e pós graduação que tiver a oportunidade de ser parceiro de trabalho.

Ao Prof. Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho, pela excelente orientação, pela disponibilidade em ser meu orientador, pela atenção, paciência e pelas grandes contribuições.

A Doutoranda Natasha Esteves, pelos ensinamentos, pela disponibilidade e parceria.

Aos colegas da turma de mestrado, pelas reflexões, críticas e sugestões recebidas que passaram tantos momentos complicados ao meu lado.

À Fundação Cearense de Apoio ao Desenvolvimento Científico e Tecnológico (Funcap), pelo apoio financeiro com a manutenção da bolsa de auxílio.

Aos professores participantes da banca examinadora Dr. Francisco Nivaldo Aguiar Freire e Prof. Dr. Daniel Albiero pelo tempo, pelas valiosas colaborações e sugestões.

*“Até agora, a energia hidrelétrica é a mais barata, em termos do que ela dura com a manutenção e também pelo fato da água ser gratuita e da gente poder estocar. O vento podia ser isso também, mas você não conseguiu ainda tecnologia para estocar vento. Então, se a contribuição dos outros países, vamos supor que seja desenvolver uma tecnologia que seja capaz de na eólica estocar, ter uma forma de você estocar, porque o vento ele é diferente em horas do dia. Então, vamos supor que vente mais à noite, como eu faria para estocar isso?” (Dilma Rousseff, 2015).*

## RESUMO

O presente estudo teve como objetivo o ótimo dimensionamento de um sistema híbrido solar-eólico, com armazenamento em baterias e/ou hidrogênio, para o bombeamento de água. Dois casos distintos foram considerados, sendo ambas estações elevatórias, uma na região metropolitana de Fortaleza-CE, com uma demanda diária de 3.716 kWh e outra em Pacatuba-CE com uma demanda diária de 81.758 kWh. O estado da arte identificou o potencial de sistemas híbridos de geração e suas possibilidades de aplicação, principalmente relacionadas ao bombeamento de água. A metodologia empregada incluiu a simulação dos sistemas híbridos em diferentes cenários de demanda de bombeamento, utilizando o *software HOMER Pro*. Adicionalmente, foram analisadas a influência da intermitência eólica e solar. Bem como, a influência do armazenamento na confiabilidade da planta. Por fim, o estudo buscou identificar o melhor cenário técnico-financeiro para a planta híbrida destinada ao bombeamento de água. Os resultados obtidos indicam que, para ambas as localidades estudadas, o sistema ideal é composto por geração híbrida solar-eólica com armazenamento em baterias, composta por módulos fotovoltaicos, aerogeradores, baterias de lítio e inversores. Enquanto, que o hidrogênio verde como armazenamento secundário não apresentou a melhor solução financeira. Os custos ótimos encontrados por quilowatt-hora (kWh) foram de 1,32 US\$/kWh para a EEA Bairro Aldeota e 1,95 US\$/kWh para a ETA Gavião.

**Palavras-chave:** sistemas híbridos; hidrogênio verde; fotovoltaico; energia eólica.



## ABSTRACT

The present study aimed at optimizing the sizing of a hybrid solar-wind system with battery and/or hydrogen storage for water pumping. Two distinct cases were considered, both being pumping stations, one in the metropolitan region of Fortaleza, with a daily demand of 3716 kWh, and another in Pacatuba with a daily demand of 81758 kWh. The state of the art identified the potential of hybrid generation systems and their application possibilities, mainly related to water pumping. The methodology employed included the simulation the hybrid systems in different pumping demand scenarios using HOMER Pro software. Additionally, the influence of wind and solar intermittency was analyzed, as well as the impact of storage on plant reliability. Finally, the study aimed to identify the best technical and financial scenario for the hybrid plant designed for water pumping. The results indicated that, for both studied locations, the optimal system consisted of a hybrid solar-wind generation with battery storage, composed of photovoltaic modules, wind turbines, lithium batteries, and inverters. Meanwhile, green hydrogen as secondary storage did not provide the best financial solution. The optimal costs found per kilowatt-hour (kWh) were 1.32 US\$/kWh for EEA Bairro Aldeota and 1.95 US\$/kWh for ETA Gavião.

**Keywords:** hybrid Systems; green hydrogen; photovoltaic; wind power.

## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 1</b> – Matriz Elétrica Brasileira .....	15
<b>Figura 2</b> – Média diária de irradiação global horizontal .....	19
<b>Figura 3</b> – Velocidade média anual do vento a 50 m de altura.....	20
<b>Figura 4</b> – Irradiação global horizontal anual do estado do Ceará.....	21
<b>Figura 5</b> – Potencial Eólico no Ceará anual a 80 m de altura.....	23
<b>Figura 6</b> – Diagrama de classificação das tecnologias de armazenamento de energia .....	24
<b>Figura 7</b> – Tecnologias de armazenamento selecionadas para SHR .....	25
<b>Figura 8</b> – Projeção de capacidade de armazenamento de energia por país até 2030 de baterias .....	29
<b>Figura 9</b> – Esquema de uma usina hidrelétrica reversível.....	30
<b>Figura 10</b> – Métodos de armazenamento de H <sub>2</sub> .....	31
<b>Figura 11</b> – SHR proposto para irrigação com armazenamento em baterias .....	35
<b>Figura 12</b> – SHR proposto para irrigação com armazenamento em H <sub>2</sub> .....	36
<b>Figura 13</b> – Grupo de Bombas da EEA Aldeota.....	43
<b>Figura 14</b> – ETA Gavião.....	44
<b>Figura 15</b> – Velocidade média mensal do vento em Fortaleza a 100m de altura .....	44
<b>Figura 16</b> – Velocidade média mensal do vento em Pacatuba a 100m de altura.....	45
<b>Figura 17</b> – Média mensal de temperatura diurna em Fortaleza .....	45
<b>Figura 18</b> – Média mensal de temperatura diurna em Pacatuba.....	46
<b>Figura 19</b> – Média mensal de irradiação global diária em Fortaleza .....	46
<b>Figura 20</b> – Média mensal de irradiação global diária em Pacatuba.....	47
<b>Figura 21</b> – Esquema do SHR na EEA Bairro Aldeota usando o <i>HOMER Pro</i> .....	55
<b>Figura 22</b> – Esquema do SHR na ETA Gavião usando o <i>HOMER Pro</i> .....	56
<b>Figura 23</b> – Adicionando carga usando o <i>HOMER Pro</i> .....	57
<b>Figura 24</b> – Adicionando componente FV usando o <i>HOMER Pro</i> .....	57
<b>Figura 25</b> – Resultados do SHR na EEA – Bairro Aldeota usando o <i>HOMER Pro</i> .....	58
<b>Figura 26</b> –Detalhes dos resultados por simulação apresentados pelo <i>HOMER Pro</i> .....	59
<b>Figura 27</b> – Produção média mensal de eletricidade do SHR para EEA Bairro Aldeota .....	63
<b>Figura 28</b> – Produção média mensal de eletricidade do SHR para ETA Gavião.....	63
<b>Figura 29</b> – Dia do Ano x Hora do dia de geração FV na EEA Bairro Aldeota .....	64
<b>Figura 30</b> – Dia do Ano x Hora do dia de geração FV na ETA Gavião .....	65
<b>Figura 31</b> – Dia do Ano x Hora do dia de geração eólica na EEA Bairro Aldeota.....	66
<b>Figura 32</b> – Dia do Ano x Hora do dia de geração eólica na ETA Gavião .....	66

<b>Figura 33</b> – Estado de carga mensal indicando carga e descarga das Baterias na EEA Bairro Aldeota .....	67
<b>Figura 34</b> – Estado de carga mensal indicando carga e descarga das Baterias na ETA Gavião .....	68
<b>Figura 35</b> – Potência em hidrogênio mensal disponibilizada pelo eletrolisador na EEA Bairro Aldeota .....	69
<b>Figura 36</b> – Potência em de hidrogênio mensal disponibilizada pelo eletrolisador na ETA Gavião.....	69

## LISTA DE TABELAS

<b>Tabela 1</b> – Potencial eólico e solar do Ceará por tipo de aproveitamento .....	23
<b>Tabela 2</b> – SHR com bombeamento de água para armazenamento de energia .....	39
<b>Tabela 3</b> – SH para suprir a demanda de bombeamento .....	40
<b>Tabela 4</b> – EEA Bairro Aldeota e ETA Gavião – Quantidades e potências das motobombas .	43
<b>Tabela 5</b> – Parâmetros e especificações técnicas do modulo FV .....	49
<b>Tabela 6</b> – Parâmetros e especificações técnicas do aerogerador .....	49
<b>Tabela 7</b> – Parâmetros e especificações técnicas das baterias .....	50
<b>Tabela 8</b> – Parâmetros e especificações técnicas da CaC .....	51
<b>Tabela 9</b> – Parâmetros e especificações técnicas do eletrolisador .....	51
<b>Tabela 10</b> – Parâmetros e especificações técnicas do tanque de hidrogênio .....	51
<b>Tabela 11</b> – Parâmetros e especificações técnicas do Conversor.....	52
<b>Tabela 12</b> – Variáveis de sensibilidade .....	53
<b>Tabela 13</b> – Relatório de cálculo no HOMER Pro para os diferentes cenários e localidades.	60
<b>Tabela 14</b> – Resultados potência elétrica nas diferentes configurações e localidades.....	62
<b>Tabela 15</b> – Resultados otimizados financeiros nas diferentes configurações e localidades...	62
<b>Tabela 16</b> – Resultados otimizados financeiros nas diferentes configurações, localidades e taxas .....	70

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ADECE	Agência de Desenvolvimento do Estado do Ceará
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CaC	Célula a Combustível
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FA	<i>Firefly algorithm</i>
FIEC	Federação das Indústrias do Estado do Ceará
FINEP	Financiadora de Estudos e Projetos
FV	Fotovoltaica
GA	<i>Genetic Algorithm</i> (Algoritmo genético)
GRG	<i>Generalized Reduced Gradient</i>
GWO	<i>Grey Wolf Optimizer</i>
HFA	<i>Hybrid Firefly</i>
HOMER Pro	<i>Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources</i>
HS	<i>Harmony Search</i>
H <sub>2</sub> V	Hidrogênio Verde
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
LCOE	<i>Levelized Cost of Energy</i>
COE	<i>Cost of Energy</i>
MCT	Ministério da Ciência e Tecnologia
MMRO	<i>Modified Manta Ray Optimization</i>
MOPSO	Multi-Objective Particle Swarm Optimization
NDR	<i>Effect of Nominal Discount Rate</i>
NPC	<i>Net Present Cost</i>
ODS	Objetivos de Desenvolvimento Sustentável
PEM	<i>Proton Exchange Membrane</i>
PHS	<i>Pumped Hydro Storage</i>
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
PSO	<i>Particle Swarm Optimization</i>
SA	<i>Simulated Annealing method</i>
SEBRAE/CE	Serviço de Apoio às Micro e Pequenas Empresas do Estado do Ceará

SH	Sistemas Híbridos
SHR	Sistemas Híbridos Renováveis
SONDA	Sistema de Organização de Dados Ambientais para o setor de energias
SWERA	<i>Solar and Wind Energy Resource Assessment</i>
VPL	Valor Presente Líquido
WCA	<i>Water Cycle Algorithm</i>

## LISTA DE SÍMBOLOS

US\$

Dólar

R\$

Real

## SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO</b> .....	<b>15</b>
<b>1.1 Objetivos</b> .....	<b>17</b>
<i>1.1.1 Objetivo Geral</i> .....	<i>17</i>
<i>1.1.2 Objetivos Específicos</i> .....	<i>17</i>
<b>2 RECURSO SOLAR E EÓLICO</b> .....	<b>18</b>
<b>2.1 Potencial Solar e Eólico Brasileiro</b> .....	<b>18</b>
<b>2.2 Atlas Eólico e Solar do Ceará</b> .....	<b>20</b>
<b>3 SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA</b> .....	<b>24</b>
<b>3.1 Tecnologias de sistemas de armazenamento</b> .....	<b>24</b>
<i>3.1.1 Armazenamento em baterias</i> .....	<i>26</i>
<i>3.1.2 Armazenamento de energia por meio do bombeamento de água</i> .....	<i>28</i>
<b>4 ESTADO DA ARTE DE SISTEMAS HÍBRIDOS APLICADOS AO BOMBEAMENTO DE ÁGUA</b> .....	<b>33</b>
<b>4.1 Características dos SH</b> .....	<b>33</b>
<b>4.2 Tipos de SH e Aplicações</b> .....	<b>34</b>
<b>4.3 Sistemas Híbrido Renováveis com Armazenamento Aplicado ao Bombeamento de Água</b> .....	<b>37</b>
<b>5 METODOLOGIA</b> .....	<b>42</b>
<b>5.1 Dados de entrada</b> .....	<b>42</b>
<b>5.2 Simulação e otimização</b> .....	<b>47</b>
<i>5.2.1 Módulos fotovoltaicos</i> .....	<i>49</i>
<i>5.2.2 Aerogerador</i> .....	<i>49</i>
<i>5.2.3 Baterias</i> .....	<i>50</i>
<i>5.2.4 Célula a combustível, eletrolisador e tanque de hidrogênio</i> .....	<i>50</i>
<i>5.2.5 Inversores</i> .....	<i>52</i>
<i>5.2.6 Variáveis de sensibilidade</i> .....	<i>52</i>
<b>6 RESULTADOS E DISCUSSÕES</b> .....	<b>54</b>
<b>6.1 Análise dos Resultados</b> .....	<b>59</b>
<b>6.2 Análise da geração e armazenamento</b> .....	<b>62</b>
<b>6.3 Análise financeira da sensibilidade</b> .....	<b>69</b>
<b>7 CONCLUSÃO</b> .....	<b>71</b>
<b>REFERÊNCIAS</b> .....	<b>72</b>
<b>ANEXO A – DATASHEET MODULO CANADIANSOLAR</b> .....	<b>83</b>

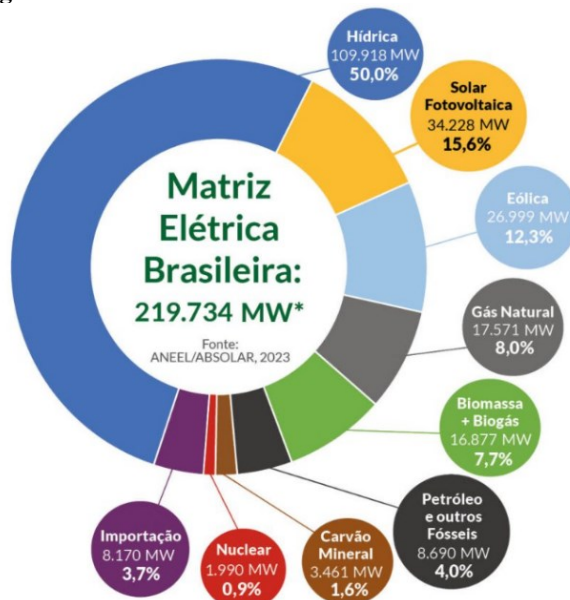


# 1 INTRODUÇÃO

Em razão da crescente preocupação com os impactos ambientais, um pacto global durante a Cúpula das Nações Unidas em 2015 foi assinado pelos 193 países membros. O acordo engloba 17 Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) com prazo até 2030, destacando-se o ODS 7 para acesso à energia limpa e o ODS 6 para manejo sustentável da água e o saneamento (NAÇÕES UNIDAS, 2022). Como signatário do acordo, o Brasil precisa intensificar os investimentos em fontes renováveis e geração distribuída, além de promover uma relação sustentável com a água, implementando políticas de preservação e garantindo saneamento básico mesmo em áreas remotas.

O Brasil já possui uma matriz energética majoritariamente renovável, impulsionada principalmente pelas hidrelétricas. Além do mais, destaca-se pela geração eólica 12,3% e fotovoltaica (FV) 15,6%, conforme apresentado na Figura 1. Em janeiro de 2023, a geração fotovoltaica atingiu 23,9 GW, tornando-se a segunda maior fonte elétrica, ultrapassando a geração eolielétrica (CNN BRASIL, 2023). Entretanto, para compensar períodos de baixa geração hídrica, termoeletricas são acionadas, tornando a geração térmica mais expressiva nesses períodos, resultando em custos adicionais e impactos ambientais crescentes.

**Figura 1 – Matriz Elétrica Brasileira**



\*A potência total da matriz não inclui a importação e segue critério aplicado pelo MME, que adiciona, nos valores de capacidade instalada, as quantidades de mini e microgeração distribuída associadas a cada tipo de fonte.

Fonte: ANEEL/ABSOLAR (2023)

A energia eólica, inicialmente fomentada pelo Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), é agora uma parte significativa da matriz elétrica brasileira, demonstrando maturidade no mercado devido à sua crescente presença em leilões até 2022, onde o Leilão de Energia Nova A-4 resultou em 183,09 MW de potência proveniente de fonte eólica (EPE, 2018, 2022). O mercado FV apresenta um notável crescimento, especialmente devido a geração distribuída normatizada pela regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), resolução Normativa Nº 482/2012 e posteriormente aprimorada pela Resolução Normativa Nº 687/2015, permitindo aos consumidores gerar energia renovável, caracterizando assim a micro e a minigeração distribuída e impulsionando assim o setor FV (ANEEL, 2018). Contudo, o rápido avanço das fontes renováveis intermitentes pode representar desafios para a operação estável da rede elétrica, especialmente com sua crescente integração na matriz energética (VIAN *et al.*, 2021a).

Entre as soluções propostas para mitigar esses problemas estão a hibridização da geração e a implementação de armazenamento de energia. Como confirmado por diversos trabalhos, ao integrar duas fontes intermitentes pode-se observar, em alguns casos, que uma fonte pode suprir a falta temporária da outra, reduzindo os riscos de interrupção (ARRUDA, 2015; BORGES NETO *et al.*, 2010). O armazenamento surge para suprir a demanda na ausência de geração e a energia pode ser armazenada de diversas formas, como bombeamento de água, baterias eletroquímicas, hidrogênio, ar comprimido, *flywheels* e supercapacitores (VIAN *et al.*, 2021b). Uma das aplicações que vêm cada vez mais utilizando fontes limpas e renováveis para o seu funcionamento, são os sistemas de bombeamento de água, que podem ser aplicados para fins agrícolas, processos de dessalinização e armazenamento de energia (CARVALHO *et al.*, 2013; JAVED *et al.*, 2020; XIANG *et al.*, 2017).

As estações de tratamento de água e esgoto tem alto consumo energético, vital para a gestão sustentável da água. Propõe-se avaliar um sistema híbrido de energia renovável (SHR) em duas estações de Fortaleza e Pacatuba para reduzir impactos ambientais e fomentar a geração distribuída. O estudo, utilizando o *software HOMER Pro*, emprega algoritmos de otimização para identificar as opções mais econômicas de suprimento de energia visando atender às demandas de bombeamento de água.

Bem como, avalia a viabilidade técnica e financeira de um sistema híbrido renovável com armazenamento para bombeamento de água, considerando a realidade da região Nordeste do Brasil, que sofre com a escassez de água. Nos quais são analisados diferentes

cenários, com variações nas fontes de energia renovável utilizadas, na capacidade de armazenamento e na demanda de água.

A existência de armazenamento de energia é essencial para contornar a intermitência das fontes renováveis, como a energia eólica e solar. Dessa maneira, a combinação de diferentes fontes de energia renovável com sistemas de armazenamento pode oferecer uma solução viável e sustentável para suprir a demanda de bombeamento de água na região, reduzindo a dependência de fontes de energia fósseis e diminuindo o impacto ambiental.

Ademais, a análise técnico-econômica dos diferentes cenários permite identificar as opções mais viáveis para a implantação do sistema híbrido, considerando não apenas aspectos técnicos, mas também questões financeiras, permitindo uma avaliação completa da viabilidade do projeto. Se a implementação do SHR reduzir o consumo energético nas estações de tratamento de água, então a gestão sustentável da água será promovida, viabilizando uma operação mais econômica e ambientalmente responsável.

## **1.1 Objetivos**

### ***1.1.1 Objetivo Geral***

Dimensionamento de um sistema híbrido eólico-fotovoltaico com armazenamento ou não de energia em baterias e/ou hidrogênio, aplicado ao bombeamento de água em diferentes cenários.

### ***1.1.2 Objetivos Específicos***

- Simular os Sistemas Híbridos (SH) em diferentes cenários de demanda de bombeamento, utilizando o software *Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources (HOMER Pro)*;
- Analisar a influência da intermitência e complementaridade da energia eólica e solar no sistema;
- Analisar a influência do armazenamento com baterias e hidrogênio na confiabilidade da planta;
- Identificar o melhor cenário técnico-financeiro para a planta híbrida destinada ao bombeamento de água.

## 2 RECURSO SOLAR E EÓLICO

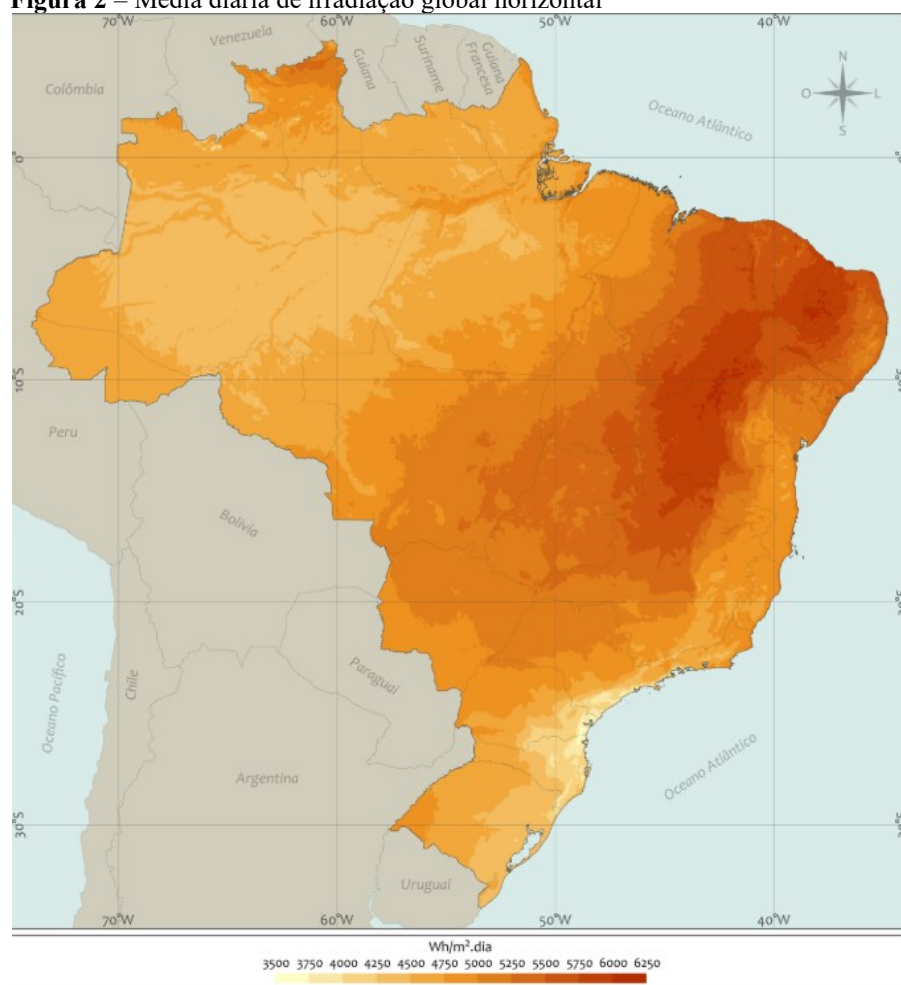
O presente capítulo tem como objetivo expor o potencial solar e eólico no estado do Ceará - BR. O conteúdo aqui apresentado desempenha um papel fundamental para que se compreenda os cálculos e suposições comumente utilizadas para elaboração de projetos de SH FV/eólicos autônomos e sua análise financeira.

### 2.1 Potencial Solar e Eólico Brasileiro

Desde 2001, o projeto *SWERA (Solar and Wind Energy Resource Assessment)* promove as energias renováveis solar e eólica, nos países em desenvolvimento, removendo as barreiras de conhecimento geradas pela falta de acesso à informação, disponibilizando um banco de dados de alta confiabilidade sobre esses recursos energéticos. Como contrapartida nacional financiada pela FINEP (Financiadora de Estudos e Projetos), o MCT (Ministério da Ciência e Tecnologia) lançou o projeto SONDA (Sistema de Organização de Dados Ambientais para o setor de energias) uma rede que opera regularmente um conjunto de mais de 27 estações de coleta automática de dados sobre radiação solar e vento, distribuídas em todo o país (INPE, 2005).

Em 2006, em conjunto com o projeto SWERA o Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE) publicou, em conjunto com diversas instituições, o Atlas Brasileiro de Energia. Com o objetivo de viabilizar uma base de dados de alta qualidade de modo a auxiliar projetos e políticas públicas relacionadas às energias solar e eólica (PEREIRA *et al.*, 2006). Em 2017 foi lançada uma versão atualizada do Atlas com a inclusão de mais 10 anos de dados de irradiação solar (PEREIRA *et al.*, 2017). O Atlas Brasileiro de Energia Solar apresenta os elevados índices de radiação solar no território brasileiro, demonstrando o potencial para exploração deste recurso. Situado em sua maioria em latitudes entre o Equador e o Trópico de Capricórnio, recebendo alta incidência de sol durante todo o dia, com pouca variação ao longo das estações do ano em função das características de translação do planeta. A média diária de irradiação incidente no país é mostrada na Figura 2, onde observa-se uma predominância de faixas diárias superiores à 4000 Wh/m<sup>2</sup>.dia na região Nordeste.

**Figura 2** – Média diária de irradiação global horizontal



Fonte: PEREIRA *et al.* (2017)

Os projetos SWERA e SONDA não visavam indicar os locais exatos para realização de investimentos em projetos de exploração de recursos. No entanto, os resultados desses projetos serviram de base de pesquisa e identificaram regiões mais promissoras e com alto potencial como a região Nordeste.

O Atlas Eólico Brasileiro de 2001 foi um marco no desenvolvimento da energia eólica no Brasil, sendo o primeiro estudo a mapear e avaliar o potencial de geração de energia a partir dos ventos em diferentes regiões do país, conforme mostrado na Figura 3. Realizado em colaboração pelo Centro de Referência para Energia Solar e Eólica (CRESESB) e o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), o atlas destacou áreas propícias à instalação de fazendas eólicas, principalmente ao longo da costa. Ao considerar uma altura de torres de 50 metros acima do nível do mar e descontar relevos, o estudo concluiu que o Brasil possuía um significativo potencial de energia eólica (AMARANT *et al.*, 2001)

O Atlas indica locais propícios à instalação de fazendas eólicas em uma estreita faixa próxima à costa litorânea, que se encontra quase ao nível do mar. Em todo o sul do estado do Rio Grande do Sul e ao longo da faixa costeira, o Atlas revela intensidades de vento entre  $8 \text{ ms}^{-1}$  e  $10 \text{ ms}^{-1}$ . Para a região nordeste do Brasil, o Atlas identifica áreas favoráveis à instalação de fazendas eólicas ao longo da costa litorânea, abrangendo os estados do Maranhão até a Bahia, com ventos atingindo até  $9 \text{ ms}^{-1}$ . Também apresenta regiões nos estados do Ceará, Rio Grande do Norte, Bahia e Paraíba com ventos em torno de  $7,5 \text{ ms}^{-1}$ .

**Figura 3** – Velocidade média anual do vento a 50m de altura



Fonte: AMARANTE *et al.* (2001).

## 2.2 Atlas Eólico e Solar do Ceará

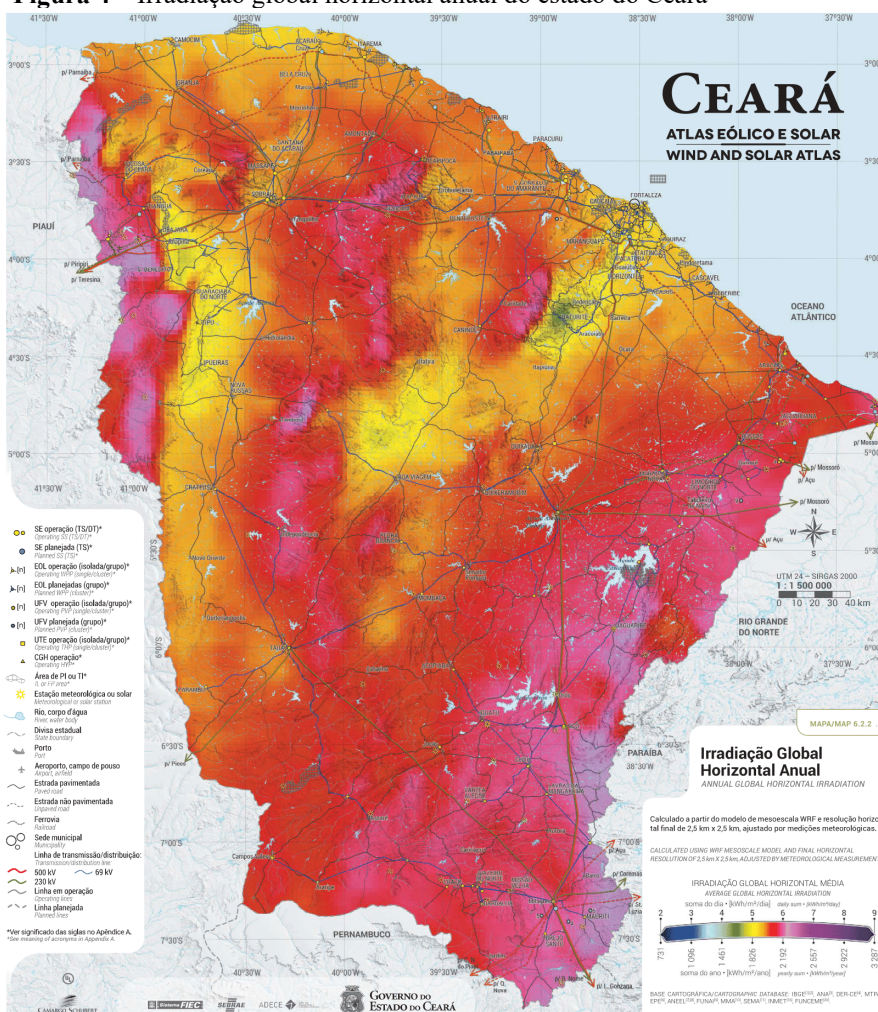
Visando explorar o potencial identificado no estado, em 2019 foi disponibilizado o Atlas Eólico e Solar do Ceará, fruto do convênio entre a Agência de Desenvolvimento do Estado do Ceará (ADECE), Federação das Indústrias do Estado do Ceará (FIEC) e Serviço de Apoio às Micro e Pequenas Empresas do Estado do Ceará (SEBRAE/CE), trazendo um panorama



completo das áreas mais favoráveis para investimentos tanto no setor eólico, quanto no FV (ADECE, 2019).

De acordo com o Atlas Eólico e Solar do Estado do Ceará, a média da irradiação global horizontal anual, na maior parte do território cearense, fica acima dos 1900 kWh/m<sup>2</sup>. A Figura 4 mostra a distribuição de irradiação global horizontal no território cearense. A intensidade do recurso torna-se menos relevante para a escolha de locais para instalação de projetos de geração FV, permitindo que se dê maior atenção a outros quesitos, tais como o acesso à distribuição e transmissão, proximidade de centros de consumo e fatores ambientais.

**Figura 4 – Irradiação global horizontal anual do estado do Ceará**



Fonte: ADECE (2019)

Segundo ADECE (2019) o potencial energético das fontes eólica e solar no Ceará pode ser organizado em quatro classes distintas de acordo com o perfil diurno e mensal de produção energética esperado:

- I. O potencial eólico do litoral oeste, que apresenta melhor desempenho no período diurno entre julho e janeiro;
- II. O potencial eólico em áreas do interior, também com melhor desempenho entre julho e janeiro, porém com ventos mais intensos no período noturno;
- III. O potencial solar, naturalmente com desempenho diurno e sujeito à pequena variação ao longo dos meses e;
- IV. O potencial eólico do litoral leste, com maior desempenho noturno entre junho e fevereiro, e maior desempenho diurno entre julho e outubro.

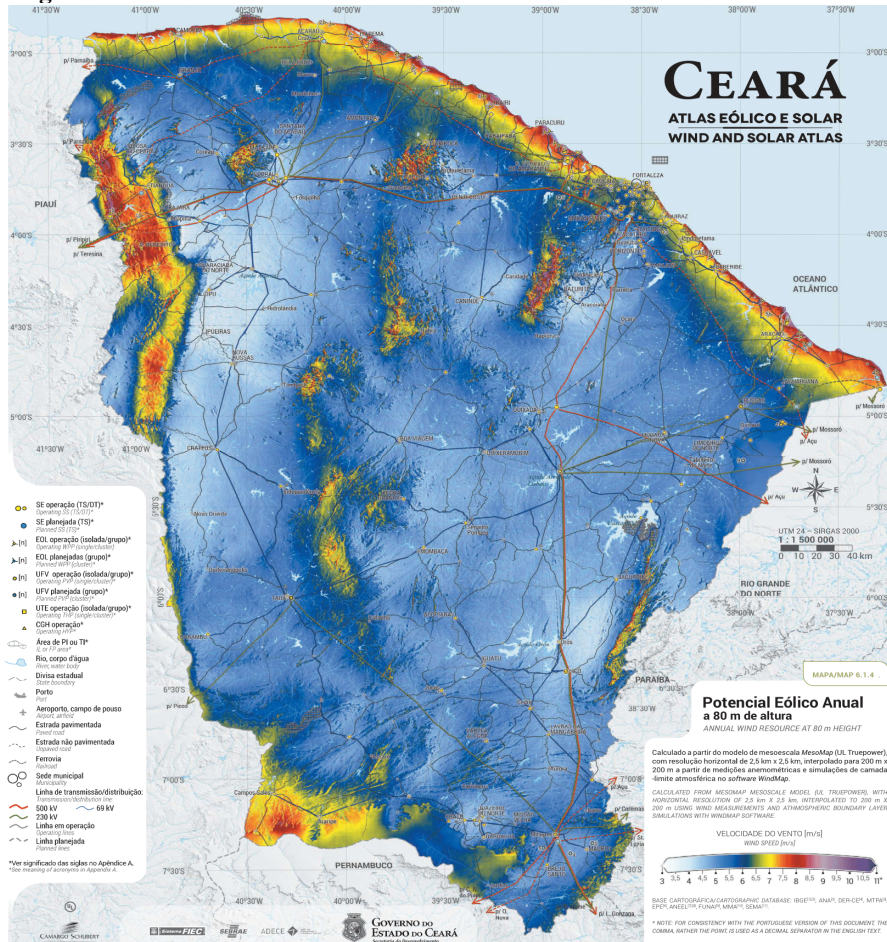
Como observado na Figura 5 no que se refere ao potencial eólico a 80 metros de altura, a maior parte do território cearense tem velocidade média do vento acima de 5 m/s com a região litorânea apresentando valores de 7 a 8 m/s. Valores que podem ser superiores quando medidos em maiores alturas. O potencial eólico do Ceará é colocado em destaque por possuir diferentes regimes de vento e conseqüentemente distintos perfis diurnos de geração, que, por sua vez, podem vir a incentivar a ampliação da capacidade instalada eólica no Estado.

Ao combinar esses quatro perfis distintos, aproveitando a complementaridade horária entre as fontes eólica-solar parcialmente complementares entre si, pode se atender de forma parcial ou integral ao perfil de demanda almejado. Porém dependerá de outros fatores, tais como tecnologias de armazenamento, aspectos regulatórios de comercialização, viabilidade técnica e econômica de transmissão, geração e distribuição, e uso de outras fontes da matriz energética. Sendo assim, a complementaridade pode impactar positivamente na tarifa de energia, incentivando novos investimentos na cadeia produtiva do Ceará e a exportação de energia.

Na Tabela 1, é apresentada a capacidade instalável, a área apta e a geração de eletricidade anual do potencial Solar e Eólico do Ceará, enfatizando o Total Híbrido Solar e Eólico a 150 metros de altura. Esses valores, embora teóricos e estimados, ressaltam a capacidade passível de ser explorado para empreendimentos que abordam a hibridização de geração. Segundo a metodologia aplicada no Atlas Solar e Eólico do Ceará, o potencial solar e eólico total do Ceará é de 1.363,2 TWh/ano. Destacando a geração híbrida, verifica-se que o Estado possui mais de 10.000 km<sup>2</sup> de áreas aptas para geração híbrida solar e eólica. Além da complementaridade na geração, os parques híbridos compartilham a mesma infraestrutura de transmissão de energia, podendo se tornar economicamente mais competitivos em cenários de precificação horária de energia.



**Figura 5 – Potencial Eólico no Ceará anual a 80 m de altura**



Fonte: ADECE (2019)

**Tabela 1 – Potencial eólico e solar do Ceará por tipo de aproveitamento**

Potencial Solar e Eólico do Ceará	Capacidade Instalável [GW]	Área Apta [km <sup>2</sup> ]	Geração de eletricidade Anual [TWh/ano]
Urbana (Geração Distribuída)	1,46	727	2,16
Não Urbano – Não Degradada (Geração Centralizada e Distribuída Rural)	449	56.068	695
Não Urbano – Áreas Degradadas (Geração Centralizada e Distribuída Rural)	194	12.096	304
Total Solar Não Urbano	643	68.164	999
Total Eólico (Velocidade a 150 m de altura > 7,0 m/s)	94	23.568	362
<b>Total Híbrido – Solar Eólico (Velocidade a 150 m de altura &gt; 7,0 m/s)</b>	<b>137</b>	<b>10.987</b>	<b>315</b>
Total <i>Offshore</i> (Velocidade a 100 m de altura > 7,0 m/s)	117	19.540	506

Fonte: Adaptado de ADECE (2019).

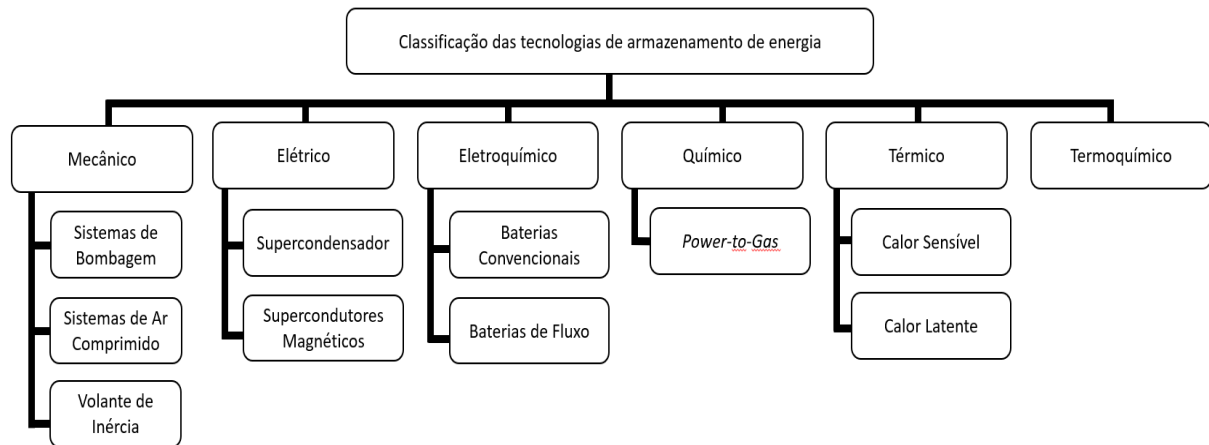
### 3 SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

Neste capítulo, são descritas as diversas formas de armazenamento de energia, incluindo suas características e aplicações. Além disso, é destacada a conexão entre sistemas de armazenamento e fontes de energia intermitentes.

#### 3.1 Tecnologias de sistemas de armazenamento

A energia pode ser armazenada de diversas formas, tais como ar comprimido, bombeamento de água, baterias eletroquímicas, hidrogênio ou ainda gás natural, diesel, gasolina, entre outros combustíveis, conforme Figura 6. De acordo com a forma de energia que utilizam, existem seis formas fundamentais de armazenamento de energia: energia mecânica, energia química, energia térmica, energia eletromagnética, energia nuclear e energia gravitacional. Cada uma dessas formas de armazenamento tem suas próprias vantagens e desvantagens e a escolha da mais adequada depende das necessidades específicas de cada aplicação e dos recursos disponíveis para implementação (LUO *et al.*, 2015).

Figura 6 – Diagrama de classificação das tecnologias de armazenamento de energia

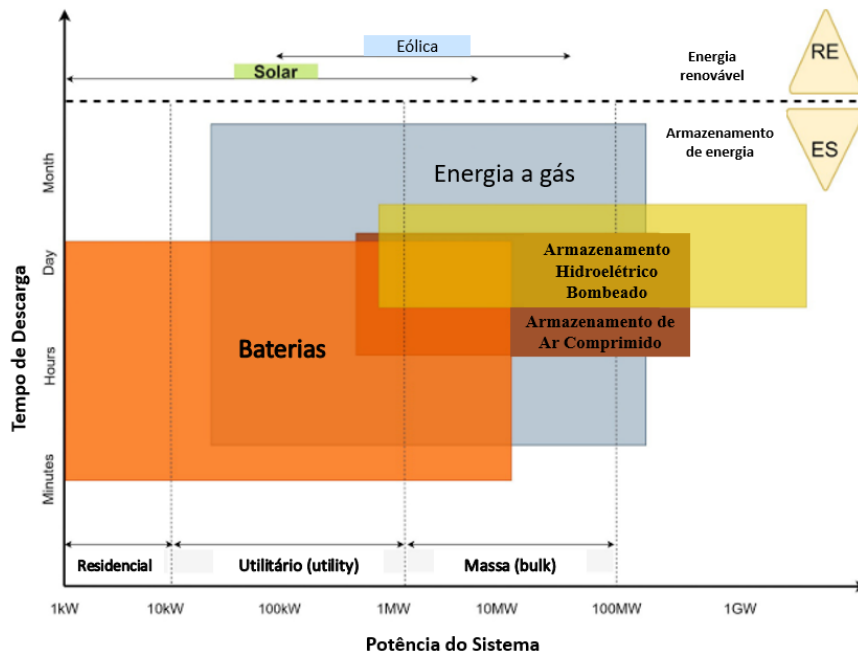


Fonte: Adaptado de LUO *et al.* (2015).

Sistemas de bombeamento de água quando associados aos SHR, normalmente na literatura estão correlacionados a sistemas de armazenamento por bombeamento (*Pumped Hydro Storage* - PHS). Em GUPTA *et al.* (2020), os SHR podem ser separados em três escalas diferentes: residencial (1–10 kW), utilitário (1 MW) e de massa (100 MW). Essas escalas são representadas esquematicamente na Figura 7, que também mostra a potência típica das

tecnologias FV e eólica na Suíça, juntamente com a faixa típica de potência e duração de descarga de várias tecnologias de armazenamento. A tecnologia PHS se destaca nas escalas utilitária e de massa, pois garante uma maior segurança e continuidade no fornecimento de energia, garantido uma maior penetração na rede de fontes intermitentes renováveis.

**Figura 7** – Tecnologias de armazenamento selecionadas para SHR



Fonte: Adaptado de GUPTA *et al.* (2020).

Existem diversas tecnologias de armazenamento de energia em SHR, dentre as quais as mais comuns são as baterias, o armazenamento por bombeamento de água e o hidrogênio. As baterias são amplamente utilizadas em SHR devido à sua alta densidade de energia e capacidade de armazenar energia por longos períodos. Já o armazenamento de energia por meio do bombeamento de água envolve a elevação de água para um reservatório de maior altitude, onde ela é armazenada até ser liberada de volta para um reservatório de menor altitude, gerando eletricidade por meio de turbinas. Esse processo é altamente eficiente e pode ser utilizado para armazenar grandes quantidades de energia.

Por sua vez, uma forma de armazenar energia renovável em larga escala é por meio do armazenamento de energia em forma de hidrogênio (H<sub>2</sub>). Esse processo envolve o uso de energia elétrica para produzir hidrogênio por meio da eletrólise da água, que consiste na separação das moléculas de água em hidrogênio e oxigênio. O hidrogênio produzido pode ser armazenado em tanques pressurizados ou em outras formas, como hidratos de gás,

posteriormente utilizado como fonte de energia em células a combustível (CaC) ou outros processos, gerando eletricidade sem emissões de gases de efeito estufa. Essa tecnologia é particularmente útil para armazenar energia de fontes renováveis, como a solar e eólica, que muitas vezes estão disponíveis em momentos em que não há demanda imediata por eletricidade. Dessa forma, a eletrólise da água permite que a energia seja armazenada e disponibilizada de forma mais flexível, contribuindo para a transição para uma matriz energética mais limpa e sustentável (ATAWI *et al.*, 2023).

### 3.1.1 Armazenamento em baterias

As baterias são uma das formas mais comuns de armazenamento de energia elétrica, sendo amplamente utilizadas em veículos elétricos, sistemas FV e eólica, bem como em dispositivos eletrônicos portáteis. As baterias armazenam energia química em seu interior, que pode ser transformada em energia elétrica por meio de reações eletroquímicas.

As baterias eletroquímicas já são amplamente utilizadas em diversas aplicações, desde dispositivos eletrônicos portáteis até veículos elétricos e sistemas de armazenamento de energia em larga escala. Representa uma solução viável e econômica para armazenar energia elétrica, especialmente quando combinadas com fontes renováveis, contribuindo para a transição para uma matriz energética mais limpa e sustentável. Devido à sua modularidade, são adequadas para uma variedade de aplicações, desde sistemas residenciais ou isolados de pequeno porte até aplicações centralizadas de alta capacidade. A capacidade de uma bateria é medida pela carga elétrica que pode ser oferecida, geralmente em Ah (Ampere hora) (WEBER *et al.*, 2011).

O estado de carga de uma bateria (*State of Charge* - SOC) corresponde à quantidade de energia disponível no sistema de armazenamento, esse parâmetro é expresso em valor percentual e pode ser obtido pela Equação 1 (REKIOUA; MATAGNE, 2012).

$$SOC = \frac{\text{Quantidade de carga da bateria}}{\text{Capacidade total da bateria}} \quad (1)$$

A profundidade de descarga (*Depth of Discharge* – DOD) é um importante parâmetro para avaliar o estado de carga de uma bateria eletroquímica, que indica o nível de carga da bateria, pode ser calculada pela Equação 2. Representa a porcentagem de carga que foi

retirada da bateria durante uma descarga, levando em consideração que a bateria está completamente carregada em 0% de DOD e completamente descarregada em 100% de DOD. A DOD é amplamente utilizada para determinar a vida útil de uma bateria, bem como para definir sua capacidade de armazenamento de energia e sua eficiência energética. Por isso, é fundamental que a DOD seja monitorada e controlada de forma adequada para garantir o melhor desempenho e vida útil da bateria.

$$DOD = (1 - SOC) * Capacidade\ total\ da\ bateria \quad (2)$$

Quando uma bateria apresenta um alto valor de DOD, isso pode causar danos às células da bateria, levando a uma redução em sua capacidade total e reduzindo o número de ciclos que a bateria pode suportar. Por isso, é importante evitar descargas profundas excessivas para prolongar a vida útil da bateria. Além disso, a temperatura também é um fator crítico que pode afetar a vida útil da bateria. Temperaturas elevadas podem acelerar reações químicas dentro da bateria, levando a uma perda mais rápida da capacidade da bateria e reduzindo sua vida útil. Por outro lado, temperaturas muito baixas podem afetar a capacidade da bateria e reduzir sua eficiência (REKIOUA; MATAGNE, 2012).

A projeção para o ano de 2030 indica que a capacidade total de armazenamento de baterias poderá alcançar 300 GWh, conforme evidenciado na Figura 8. Esse aumento é impulsionado pelo crescimento no uso das baterias, tanto em veículos elétricos quanto no armazenamento conectado à rede elétrica. Esse cenário também está associado a uma redução nos custos de fabricação das baterias e dos sistemas de controle, devido à sua escalabilidade e ao aumento das densidades de potência e energia (VIAN *et al.*, 2021b). Sendo assim, os sistemas de armazenamento de energia por bateria são importantes para a estabilidade das redes elétricas, especialmente com a crescente integração de fontes de energia renovável. É enfatizada a necessidade de métodos específicos para estimar a vida útil das baterias de íon de lítio nesse contexto, já que os modelos utilizados para veículos elétricos podem não ser adequados devido à falta de dados experimentais para suportá-los (URQUIZO; SINGH, 2023)

É crucial compreender a origem e os riscos das inconsistências nos sistemas de armazenamento de energia de bateria. Isso implica examinar causas, riscos, métodos de avaliação e medidas de aprimoramento, visando garantir uma operação segura e eficiente desses sistemas. Propõe-se otimizar processos e tecnologias de gestão térmica, ao mesmo tempo em que se delineiam desafios futuros para impulsionar avanços no campo de armazenamento de

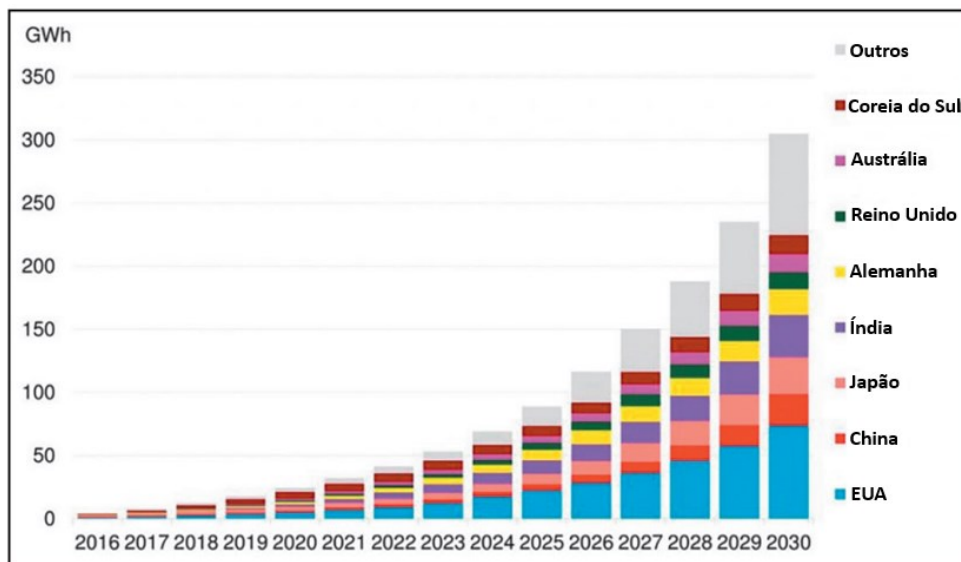
energia (TIAN *et al.*, 2024). Para alcançar um resultado otimizado, um modelo linearizado de gestão térmica é proposto para baterias em microrredes. Destaca-se a importância do controle da temperatura das baterias, viabilizado por um sistema de aquecimento, ventilação e ar condicionado, o que evidencia ganhos econômicos substanciais com a integração das baterias. Esse modelo simplificado melhora a eficiência operacional e a relação custo-efetividade, sendo facilmente implementado em diferentes cenários de micro redes existentes, e sugere a exploração de tecnologias de bateria e integração de fontes renováveis para tornar as operações ainda mais sustentáveis (NEZHAD *et al.*, 2024).

Além das preocupações ambientais das baterias, há uma atenção considerável para destacar tanto os impactos positivos quanto os negativos. Enfatiza-se a relevância de práticas sustentáveis em todo o ciclo de vida das baterias, visando mitigar os desafios ambientais associados à sua produção, uso e descarte. Isso ressalta a necessidade de um enfoque ambientalmente responsável na indústria de armazenamento de energia (ABDELKAREEM *et al.*, 2023). A reciclagem das baterias de íon de lítio é fundamental para enfrentar problemas como escassez de recursos e poluição ambiental. Diversos métodos, como pirometalurgia, hidrometalurgia e biometalurgia, são explorados para recuperar metais valiosos, enfatizando a eficácia da hidrometalurgia. Estratégias inovadoras, como solventes eutéticos profundos e regeneração direta, são propostas para aumentar a eficiência e reduzir os impactos ambientais. Destaca-se a valorização crescente dos materiais reciclados e a importância contínua da pesquisa para solucionar desafios futuros relacionados às baterias (LI *et al.*, 2024).

### ***3.1.2 Armazenamento de energia por meio do bombeamento de água***

O armazenamento de energia por meio do bombeamento de água é uma tecnologia comprovada e confiável, além de não gerar emissões de gases de efeito estufa. No entanto, é importante notar que a construção de uma usina hidrelétrica ou estação de bombeamento pode ser cara e pode ter impactos ambientais significativos, como a inundação de áreas naturais e o deslocamento de populações locais. Além disso, a eficiência do processo de armazenamento de energia por meio do bombeamento de água pode ser afetada por fatores como a distância entre os reservatórios, a topografia do terreno e as perdas de energia na transmissão e conversão de energia elétrica (DIAWUO; AMANOR, 2022).

**Figura 8** – Projeção de capacidade de armazenamento de energia por país até 2030 de baterias



Fonte: Adaptado de VIAN *et al.* (2021b)

Armazenar energia em grandes quantidades continua sendo um desafio para engenharia, demandando processos de conversão, ocasionando perdas (RASTLER *et al.*, 2010). As usinas hidrelétricas reversíveis, também conhecidas como de armazenamento por bombeamento de água ou PHS, como observado na Figura 9, é a principal tecnologia utilizada no mundo para propósitos de armazenamento de energia elétrica em grande escala. A principal vantagem desta tecnologia é seu tempo de resposta para atingir a potência máxima, aproximadamente dois minutos, em comparação com uma turbina a gás ciclo aberto leva em torno de sete a quinze minutos para entrar em pleno funcionamento (CANALES; BELUCO; MENDES, 2015a).

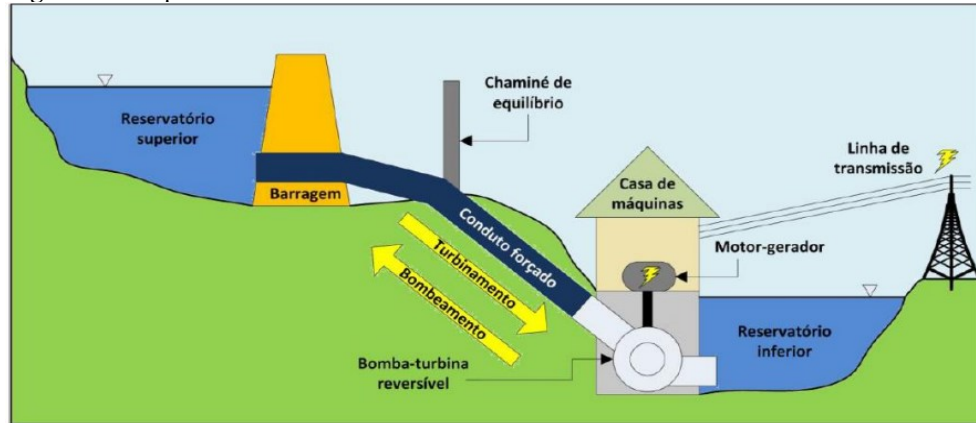
Sobre o funcionamento de uma usina hidrelétrica reversível:

Este sistema de acumulação consiste no bombeamento de água desde um reservatório inferior para um reservatório superior durante períodos de pequena carga utilizando energia extra de qualquer outra fonte geradora do sistema, utilizando esta água armazenada para movimentar as turbinas hidráulicas na geração de eletricidade nas horas de demanda máxima (CANALES; BELUCO; MENDES, 2015a).



O estudo estimou um potencial de 26 GW para a implantação das usinas reversíveis, o que aponta um grande potencial para a implantação de usinas reversíveis de bombeamento de água no Brasil, sendo suficientes para atender as necessidades do sistema por um longo tempo, considerando fatores como a topografia do terreno e a proximidade de centros de carga (BACALTCHUK *et al.*, 2015).

**Figura 9** – Esquema de uma usina hidrelétrica reversível



Fonte: CANALES; BELUCO; MENDES (2015a)

As áreas costeiras do Brasil apresentam potencial para a geração de eletricidade a partir da água do mar, especialmente em locais com grandes diferenças de altitude entre o nível do mar e as áreas continentais, como é o caso de algumas regiões do Nordeste brasileiro. Um exemplo de usina reversível que utiliza o mar como reservatório inferior é a *Okinawa Yanbaru Seawater Pumped Storage Power Station*, localizada no Japão. Essa usina tem uma capacidade de 30 MW e utiliza o Mar das Filipinas como reservatório inferior, com uma queda efetiva de 136 metros e uma vazão máxima de 26 m<sup>3</sup>/s. Iniciou a operação em 1999 e é considerada um caso de sucesso na utilização da água do mar para usinas reversíveis (ANSORENA RUIZ *et al.*, 2022). No entanto, é importante ressaltar que a implantação de usinas reversíveis deve ser cuidadosamente avaliada quanto aos seus possíveis impactos ambientais, de forma a garantir uma produção de energia sustentável e responsável.

### 3.1.3 Armazenamento de hidrogênio

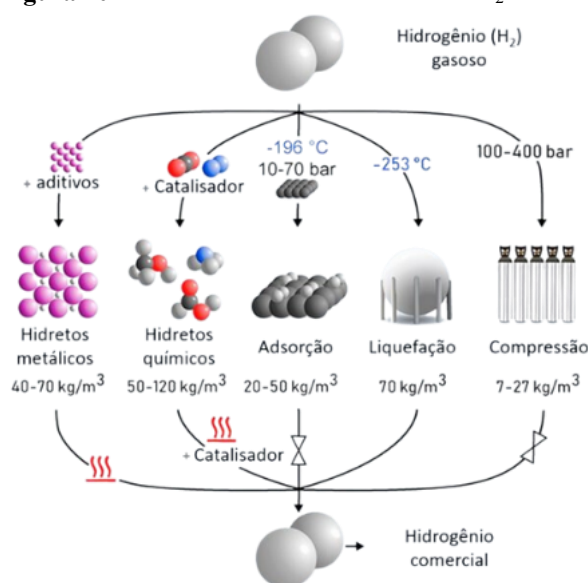
Os portadores de energia são uma maneira conveniente de armazenar energia. O H<sub>2</sub> pode ser considerado um portador de energia, devido a sua capacidade de armazenamento (VEZIROGLU; SHERIF; BARBIR, 2005). O hidrogênio verde (H<sub>2</sub>V) está



ganhando destaque como uma fonte de energia limpa e renovável. Com a crescente preocupação com as mudanças climáticas e a busca por alternativas aos combustíveis fósseis, o H<sub>2</sub>V tem sido visto como uma solução promissora para atender às necessidades energéticas do futuro. Produzido a partir da eletrólise da água, utilizando energia renovável (geralmente solar ou eólica) para alimentar o processo. Esse método de produção é considerado uma forma sustentável de produzir H<sub>2</sub>, uma vez que diferente do hidrogênio produzido a partir de combustíveis fósseis, o H<sub>2</sub>V não emite dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) e é considerado uma fonte de energia limpa (CREMONESE, MBUNGU, QUITZOW, 2023; ZAINAL *et al.*, 2024).

O armazenamento de energia em H<sub>2</sub>, é considerado uma das opções mais promissoras para contornar a intermitência das fontes de energia renováveis. Após o hidrogênio ser produzido a partir da eletrólise da água, ou de outros processos, este pode ser armazenado em tanques e utilizado como combustível em CaC, gerando eletricidade e água como subprodutos (HOSSAIN *et al.*, 2020). No entanto, um dos principais desafios do armazenamento é o valor final do H<sub>2</sub>, no qual pode aumentar consideravelmente, dependendo do tipo de armazenamento escolhido. A escolha do melhor método de armazenamento depende de vários aspectos, como o transporte, tempo de armazenamento, entre outros (KAYFECI; KEÇEBAŞ, 2019). Atualmente, existem algumas tecnologias já consolidadas, como o armazenamento de H<sub>2</sub> gasoso, líquido, em hidretos metálicos e amônia, como pode ser observado na Figura 10.

**Figura 10 – Métodos de armazenamento de H<sub>2</sub>**



Fonte: Adaptado de ANDERSSON; GRÖNKVIST (2019)

Dentro de um volume e temperatura específicos, a densidade energética do armazenamento pode ser avaliada pelo aumento da pressão no recipiente de armazenamento. Contudo, o procedimento de compressão do hidrogênio em sistemas de alta pressão apresenta riscos potenciais significativos. Essa situação gera desafios práticos notáveis, especialmente porque ainda não há um método eficaz e seguro para recarregar cilindros a altas pressões em ambientes domésticos de forma rápida e segura. Dependendo do material do cilindro, a pressão suportada pela compressão do H<sub>2</sub> pode ser maior ou menor. O H<sub>2</sub> pode ser armazenado a pressões superiores a 350 bar, suportando até 100.000 ciclos de recarga e temperaturas de superfície acima de 1073 K (VISWANATHAN, 2017).

No armazenamento líquido, o H<sub>2</sub> necessita ser refrigerado a uma temperatura de cerca de -253 °C. Para liquefazer o H<sub>2</sub> é necessária uma energia de 15,1 MJ/kg, porém a pressão necessária é bem menor nesse método de armazenamento que para o armazenamento gasoso, cerca de 0,6 Mpa (SØRENSEN; SPAZZAFUMO, 2018). No processo de liquefação do H<sub>2</sub>, inicialmente, o gás é submetido a compressão à pressão do ambiente e depois é abaixado para 80 K através de um trocador de calor em contracorrente com o uso de nitrogênio líquido. Para reduzir ainda mais a temperatura, abaixo do ponto de inversão, trocadores de calor são empregados, transferindo o calor do hidrogênio em fluxo para o hidrogênio que está retornando e já resfriado. Após isso, o gás, agora resfriado e comprimido, é conduzido através de uma válvula de controle ou um expensor mecânico, onde passa por uma expansão isentálpica até a pressão do ambiente, gerando uma quantidade de líquido. Esse líquido é então extraído e o gás resfriado é reconduzido ao compressor por meio dos trocadores de calor (KAYFECI; KEÇEBAŞ, 2019).

O H<sub>2</sub> pode formar hidretos metálicos com alguns metais e ligas e dessa forma ficar armazenado entre os espaços do metal e/ou ligas. Os hidretos metálicos compõem uma categoria de materiais nos quais o hidrogênio está ligado a um metal ou metaloide. Estes são categorizados de acordo com o tipo de ligação química - seja iônica, metálica ou covalente - que existe entre o hidrogênio e o metal (YOUNG, 2018). Do ponto de vista da segurança o armazenamento em hidretos metálicos é o que mais se destaca. No caso de colisões o H<sub>2</sub> permaneceria nestas estruturas e evitaria danos, como no caso dos veículos a combustão, onde o combustível pode entrar em ignição e causar uma explosão (SHERIF; BARBIR; VEZIROGLU, 2005).

## **4 ESTADO DA ARTE DE SISTEMAS HÍBRIDOS APLICADOS AO BOMBEAMENTO DE ÁGUA**

O objetivo deste capítulo é apresentar o estado da arte de sistemas híbridos de geração de eletricidade, aplicados ao bombeamento de água. São abordadas as diferentes configurações destes sistemas, incluindo fontes renováveis e não renováveis, bem como os tipos de armazenamento utilizados, destacando suas vantagens e desvantagens. Estes sistemas podem estar conectados à rede ou em áreas isoladas.

### **4.1 Características dos SH**

Um SH combina duas ou mais fontes de geração de eletricidade para suprir uma carga consumidora, podendo estas fontes serem renováveis ou de origem fóssil. A geração também pode ocorrer de forma centralizada ou descentralizada. Os componentes podem compreender os geradores de energia elétrica, sistemas de armazenamento de energia, conversores elétricos e a carga. O primeiro projeto de SH a nível mundial foi instalado em Clayton, Novo México, Estados Unidos da América, em 1977, utilizando uma configuração diesel/eólica que mesclava fontes intermitentes renováveis e não renováveis (PINHO *et al.*, 2008). No Brasil, a primeira experiência ocorreu em junho de 1992, no arquipélago de Fernando de Noronha com um SH diesel/eólico. Com a instalação de um aerogerador de 75 kW, foi possível reduzir o consumo de óleo diesel em 70.000 L/ano (ANEEL, 2008).

O objetivo ao integrar o potencial de diferentes fontes é assegurar e garantir um fornecimento de eletricidade estável, quando comparado com as fontes aplicadas isoladamente. A hibridização pode diminuir os efeitos da variabilidade instantânea da geração de usinas eólicas e FV resultante da variação dos recursos naturais e melhor aproveitar a capacidade de transmissão do sistema elétrico (BORGES NETO *et al.*, 2010; REN *et al.*, 2019; SUN; HARRISON, 2019). Ao combinar fontes intermitentes diversas é possível obter um melhor aproveitamento da rede de distribuição. Em SUN; HARRISON (2019) simularam uma rede de transmissão de energia com portfólio híbrido e obtiveram um aproveitamento de cerca de 70% superior em relação ao portfólio puramente eólico e 30% superior em relação ao puramente solar. Nesse contexto, observando a crescente participação das fontes renováveis intermitentes no sistema elétrico brasileiro, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) realizou em 2019 um

workshop sobre SH com foco principalmente em híbridas eólicas e solares, resultando em uma nota técnica (EPE, 2017).

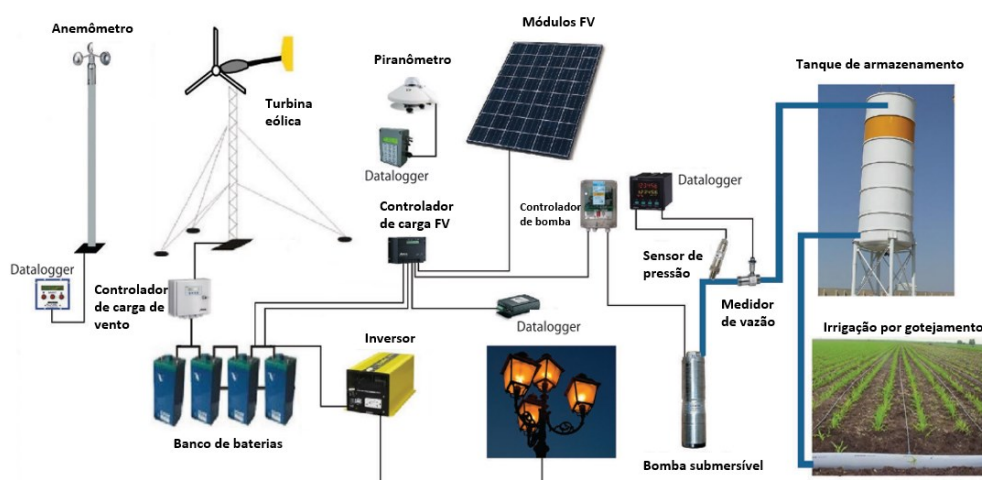
## 4.2 Tipos de SH e Aplicações

De acordo com ARRUDA (2015), SH podem ser aplicados para atender a diferentes demandas tais como: comunidades remotas, bombeamento de água, abastecimento de escolas e posto de saúdes (isolados) e irrigação, combinando fontes renováveis e não renováveis. KALDELLIS (2010), apresentou SH isolados eólicos/diesel e eólico/FV para aplicações, como torres de comunicação e bombeamento de água em propriedades rurais, enfatizando a necessidade do uso de armazenamento de energia como harmonização da característica estocástica da geração, visando compensar períodos as flutuações da geração com o consumo.

Um modelo de otimização técnico-econômica para dimensionamento ótimo de um sistema autônomo híbrido FV/eólico com armazenamento em baterias e H<sub>2</sub> foi proposto por KHIAREDDINE *et al.* (2018). O objetivo era atender a uma demanda de um motor de indução acoplado a uma bomba centrífuga localizada em Sahline-Tunísia. O estudo demonstrou uma complementaridade na geração de eletricidade entre as fontes renováveis e observou que, apesar de um investimento inicial alto no sistema de hidrogênio, este apresenta grandes benefícios econômicos a longo prazo. De acordo com KOSE; AKSOY; OZGOREN (2019), foi proposto um sistema híbrido de geração FV/eólica para atender a demanda de irrigação agrícola alimentando uma bomba submersível de 300 W DC, localizada a 2,5 m de profundidade do nível do solo, conforme Figura 11. A quantidade de água bombeada foi capaz de suprir a necessidade hídrica dos produtos agrícolas, gerando uma economia de US\$ 10.410 em energia ao longo de vinte anos, após um período de retorno básico de 5,7 anos. Além disso, o projeto apresentou um valor presente líquido (VPL) de 7.361 dólares e uma taxa interna de retorno de 12,6%.

Foi proposto um SH FV/eólica/diesel com armazenamento em baterias para eletrificar uma aldeia rural remota na Etiópia. O modelo de otimização no HOMER Pro desenvolveu um perfil de carga e identificou a opção de sistema de menor custo ideal para atender a demanda diária de pico da vila de 19,6 kW. O custo de geração foi estimado em 0,207 US\$/kWh e o VPL em 82.734 US\$. Além disso, o sistema ideal permitiu uma redução de 37,3 ton de emissões de CO<sub>2</sub> por ano em comparação com a geração de eletricidade somente a diesel (GEBREHIWOT *et al.*, 2019).

**Figura 11** – SHR proposto para irrigação com armazenamento em baterias



Fonte: Adaptado de KOSE; AKSOY; OZGOREN (2018).

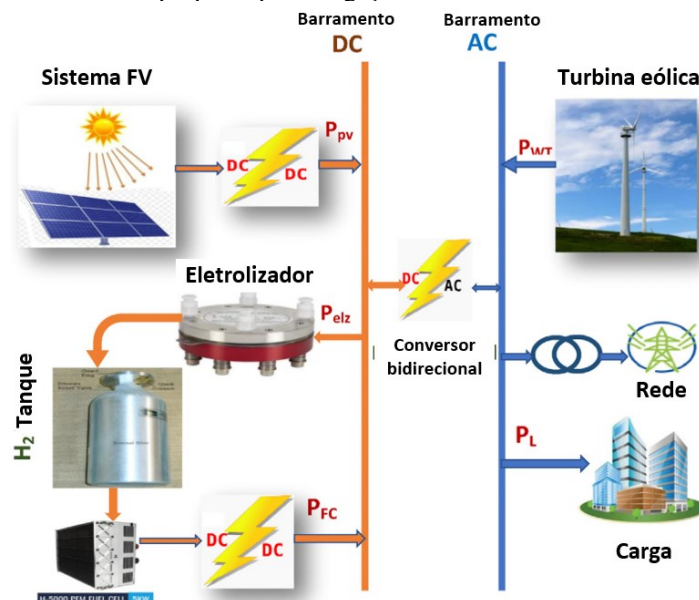
Outro sistema proposto foi um SH para atender à demanda de eletricidade e calor do *Eram Campus*, da Universidade de Shiraz, que consiste em uma microturbina a gás com módulo combinado de calor e potência, caldeiras térmicas, conversores, painéis FV, bombas e um controlador preditivo. O sistema tem um custo nivelado da eletricidade de 0,09 US\$/kWh e reduziu a produção anual de CO<sub>2</sub> do Campus em 8.000 Mton em comparação com o uso da rede nacional de energia. A estratégia mais econômica adotou capacidades de 2.650 kW para a turbina a gás, 17 MW para a caldeira térmica, 13.754 kW para o painel solar fotovoltaico, 4.995 kW para o conversor e 70 unidades para o armazenamento hidrelétrico bombeado, a fim de atender a um aumento de 50% na demanda de energia (EISAPOUR; JAFARPUR; FARJAH, 2021).

A implementação de SH, como esses exemplos citados, tem se mostrado cada vez mais necessária em um mundo que busca reduzir as emissões de gases de efeito estufa e garantir um futuro mais sustentável. Além disso, a utilização de ferramentas de otimização, como o *HOMER Pro*, permite a escolha da melhor combinação de fontes de energia, levando em consideração aspectos econômicos, ambientais e de confiabilidade, tornando esses sistemas cada vez mais viáveis e acessíveis. O estudo realizado por ISLAM *et al.* (2021), teve como objetivo atender à demanda de eletricidade de uma comunidade em Newfoundland, Canadá, utilizando um sistema híbrido FV/eólico/hidrelétrico com armazenamento em PHS. O modelo de armazenamento foi comparado com o sistema de configurações baseado somente em bateria, e foi identificado que o armazenamento em bateria requer maior capital e investimento

operacional do que as configurações de sistemas hidrelétricos bombeados. Por sua vez, AL-GHUSSAIN *et al.* (2021) propuseram um sistema híbrido FV/eólico/biomassa com e sem armazenamento de energia para atender à demanda de eletricidade do Campus do Norte de Chipre da Universidade Técnica do Oriente Médio. Utilizando o algoritmo *Generalized Reduced Gradient* (GRG), avaliaram as capacidades ótimas dos componentes e as simulações provaram que a integração de um sistema híbrido de armazenamento de energia com o sistema FV/eólico/biomassa garante uma autonomia de quase 99%, levando em consideração o aumento da fração demanda-oferta e na fração de energia renovável.

O estudo de SAMY; MOSAAD; BARAKAT (2021) demonstrou a viabilidade de um SH FV/eólico com CaC para atender a demanda de um resort na Hurghada, Egito, conforme Figura 12. Através das técnicas meta-heurísticas HFA/HS (*Hybrid Firefly e Harmony Search*), os autores obtiveram um LCOE (*Levelized cost of electricity*) de 0,0628 US\$/kWh, que é mais baixo do que o custo de compra de energia da concessionária no Egito. Além disso, a modelagem proposta apresentou um desempenho melhor do que o PSO (*particle swarm optimization*), com um tempo de convergência menor. Este estudo destaca a importância do uso de otimização para SHR e reforça a viabilidade econômica desses sistemas em locais isolados ou em regiões com altos custos de energia.

**Figura 12** – SHR proposto para irrigação com armazenamento em H<sub>2</sub>



Fonte: Adaptado de SAMY; MOSAAD; BARAKAT (2021).

A partir dos estudos apresentados, pode-se observar que os SHR estão se tornando cada vez mais viáveis e vantajosos em termos de custo e sustentabilidade. Os modelos de otimização e técnicas meta-heurísticas têm sido amplamente utilizados para a identificação da melhor configuração do sistema e a obtenção de um LCOE competitivo em relação à rede elétrica convencional. Em contraste, softwares fechados, como o HOMER, oferecem soluções específicas para um propósito determinado, enquanto as técnicas meta-heurísticas podem ser aplicadas em uma variedade de problemas de otimização, proporcionando mais versatilidade, mas exigindo uma implementação mais personalizada. Além disso, a utilização de tecnologias de armazenamento de energia, como baterias e sistemas hidrelétricos bombeados, têm se mostrado fundamentais para garantir o fornecimento constante de eletricidade a partir de fontes renováveis intermitentes, como a energia solar e eólica. Com essas tecnologias e a integração de diferentes fontes de energia, é possível atender às demandas energéticas de diferentes comunidades, instituições e empresas, contribuindo para um futuro mais sustentável.

### **4.3 Sistemas Híbrido Renováveis com Armazenamento Aplicado ao Bombeamento de Água**

O acesso à eletricidade e à água potável tem sido um grande desafio para a população mundial, devido ao aumento do consumo e à escassez de recursos. No entanto, as novas tecnologias de geração não poluentes têm possibilitado a criação de inúmeras soluções nos últimos anos (RAMKIRAN, 2015; STAFFELL, PFENNINGER, 2018; UNITED NATIONS; UNESCO, 2014). Os sistemas de bombeamento de água são aplicáveis em diversas áreas, podendo ser abastecidos por fontes renováveis e limpas, como a solar e a eólica, com destaque para as aplicações agrícolas (ABHILASH, KUMAR, KUMAR, 2020; XIANG *et al.*, 2017). Além disso, o bombeamento de água também pode ser utilizado em processos de dessalinização e no armazenamento de energia em usinas hidroelétricas reversíveis (CARVALHO *et al.*, 2013; DE CARVALHO *et al.*, 2004; JAVED *et al.*, 2020). Porém, as fontes renováveis têm um caráter intermitente, o que pode ser minimizado com o uso de SHR, que apresentam maior confiabilidade do que os sistemas com apenas uma fonte, diminuindo o impacto das flutuações causadas pela intermitência (ARAUJO *et al.*, 2020; KHAN; REHMAN; AL-SULAIMAN, 2018; REHMAN; AL-HADHRAMI; ALAM, 2015).

Em revisões bibliográficas anteriores sobre SHR, é comum que o bombeamento de água seja incluído como uma forma de armazenamento de energia, utilizando a energia de uma

fonte hídrica. No entanto, os trabalhos geralmente têm como foco principal o armazenamento de energia, sem dar ênfase específica ao bombeamento de água como uma demanda principal a ser atendida. Em outras palavras, a demanda de energia para o bombeamento não é o principal enfoque desses trabalhos (GOPAL *et al.*, 2013; LIAN *et al.*, 2019; REHMAN; AL-HADHRAMI; ALAM, 2015; SHAHZAD JAVED *et al.*, 2019).

A literatura apresenta vários estudos e aplicações de SHR para bombeamento de água, porém a maioria se concentra em plantas que operam com uma única fonte, geralmente FV. Na revisão sistemática da literatura realizada pelos autores sobre SHR aplicados ao bombeamento de água, foram identificadas diferentes fontes de energia renovável. A geração FV foi a mais dominante, presente em 86% dos artigos, seguida pela energia eólica, presente em 81%, e pelas usinas hidrelétricas, presentes em 53% dos trabalhos. Em sistemas de bombeamento que utilizam SHR, a geração FV ou eólica esteve presente em 72% dos trabalhos. As vantagens dessa combinação incluem a complementaridade da geração solar e eólica e a associação com sistemas de geração distribuída. Em 47% dos artigos, foram encontrados SHR com o bombeamento de água como principal demanda, sendo a água utilizada para irrigação, aquecimento, dessalinização e para consumo. Sistemas de armazenamento de energia, principalmente com a utilização de PHES, aparecem em 65% dos trabalhos, tanto para sistemas conectados à rede como autônomos. Devido à sua ampla faixa de operação, PHES é uma das principais soluções, principalmente em grande escala (CRUZ; BATISTA; CARVALHO, 2022)

Diferentes combinações de fontes de energia são utilizadas em relação ao bombeamento de água, seja como forma de armazenamento ou para suprir demandas específicas. Conforme apresentado nas Tabelas 2 e 3, existem casos em que o bombeamento de água é a principal demanda energética do sistema, enquanto em outros casos, como no SHR com PHES, é integrado à demanda total do sistema. Apesar das vantagens oferecidas pelo SHR, como a redução das emissões de gases do efeito estufa e a estabilidade na geração de sistemas autônomos, seu alto custo inicial torna essa solução pouco explorada para atender exclusivamente a demanda de bombeamento de água. Normalmente, outras justificativas são associadas ao uso de SHR.

Com o objetivo de reduzir a presença de fontes de poluentes e alcançar uma matriz energética mais sustentável, o armazenamento de energia tornou-se uma necessidade para suprir as demandas das gerações intermitentes. Para atender à necessidade de armazenamento de grandes quantidades de energia e permitir o uso instantâneo, o armazenamento com PHES tornou-se uma solução viável e limpa, apesar dos impactos ambientais decorrentes das



inundações necessárias para construir barragens. Assim, o tema relacionado ao bombeamento de água geralmente está ligado aos trabalhos que estudam sua aplicação como fonte de armazenamento de energia. Diversas metodologias foram estudadas em diferentes locais para alcançar a melhor otimização de sistemas, levando em consideração as influências climáticas, geológicas e financeiras em cada estudo, conforme apresentado na Tabela 2.

**Tabela 2** – SHR com bombeamento de água para armazenamento de energia

Fontes	Localização	Metodologia	Autores
Hidráulica/Eólica/FV	Egito	Operação por rendimento e demanda da carga	(SULTAN <i>et al.</i> , 2018)
Hidráulica/Eólica/FV	China	TODIM Fuzzy	(WU <i>et al.</i> , 2019)
Hidráulica/Eólica	Jordânia	Software Windfarm, protocolo DNP3	(AL-ADDOUS <i>et al.</i> , 2020)
Hidráulica/Eólica/Diesel	Brasil	HOMER Pro	(CANALES; BELUCO; MENDES, 2015b)
Hidráulica/Eólica/FV	Polônia	Modelo não linear inteiro misto da operação	(JURASZ <i>et al.</i> , 2018)
Hidráulica/Eólica/FV	China	Controlador combinando ANN e Fuzzy	(XU <i>et al.</i> , 2019)
Hidráulica/Eólica/FV	Índia	Programação linear modificada em MATLAB	(SHYAM; KRISHNA; KANAKASABAPATHY, 2019)
Hidráulica/Eólica/FV/Diesel	África	Otimização não linear com MATLAB	(KUSAKANA, 2016)
Hidráulica/Eólica/FV	Chipre do Norte	GRG	(AL-GHUSSAIN <i>et al.</i> , 2020)
Hidráulica/Eólica/FV	Hong Kong	HOMER Pro	(MA <i>et al.</i> , 2014)
Hidráulica/Eólica/FV	Hong Kong	GA	(MA <i>et al.</i> , 2015)
Hidráulica/Eólica/FV	China	Otimização de Pareto por MOPSO, PSO, GA e SA	(XU <i>et al.</i> , 2020)
Hidráulica/FV/Diesel	China	Otimização de MMRO, MRFO, PSO e GA.	(LIU <i>et al.</i> , 2021a)
Hidráulica/Eólica/FV	Argélia	Otimização multiobjetivo com GWO	(GUEZGOUZ <i>et al.</i> , 2019)
Hidráulica/Eólica/FV/Diesel	Canadá	HOMER Pro	(ISLAM <i>et al.</i> , 2021)
Hidráulica/FV/Biogás	Índia	WCA, MFO, GA/HOMER Pro	(DAS; SINGH; BISWAS, 2019)
Hidráulica/FV/Diesel	Bangladesh	HOMER Pro, GA	(DAS; HASAN; RASHID, 2021)
Hidráulica/FV/Turbina a gás	Irã	HOMER Pro	(EISAPOUR; JAFARPUR; FARJAH, 2021)
Hidráulica/Eólica	China	NSGA-II	(LIU <i>et al.</i> , 2021b)
Hidráulica/Eólica/FV	Egito	HOMER Pro	(KOTB <i>et al.</i> , 2021)
Hidráulica/Biogás	Índia	GOA	(MAISANAM; BISWAS; SHARMA, 2021)
Hidráulica/FV/Diesel	Irã	MOCSA	(MAKHDOOMI; ASKARZADEH, 2021)
Hidráulica/Eólica/FV	China	FA e PSO	(SHAHZAD JAVED <i>et al.</i> , 2020)
Hidráulica/Eólica/FV	China	PSO	(JAVED <i>et al.</i> , 2021)

Fonte: I. CRUZ; N. BATISTA; PAULO C. M. CARVALHO (2022).

Os principais programas de otimização aplicados em SHR são o HOGA, HOMER Pro e TRNSYS. Apesar de serem amplamente utilizados devido à sua praticidade, é importante destacar que esses programas apresentam código fechado. Normalmente utilizados de referência para comparação com algoritmos de otimização em desenvolvimento ou com dados experimentais.

O HOMER Pro é o mais utilizado devido à sua interface amigável, licença estudantil, teste grátis e ampla biblioteca de componentes disponíveis. Originalmente desenvolvido na *National Renewable Energy Laboratory* e aprimorado e distribuído pela UL Solutions. Com capacidade de simular diferentes cenários e determinar a opção mais economicamente viável para a aplicação, levando em consideração variáveis meteorológicas, como insolação, temperatura e velocidade do vento, além de fatores técnicos e financeiros (NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY; UL SOLUTIONS, 2023).

**Tabela 3** – SH para suprir a demanda de bombeamento

Fontes	Localização	Metodologia	Autores
Eólica/FV	Itália	TRNSYS	(CALISE <i>et al.</i> , 2020)
Eólica/FV	Bolívia	HOGA	(BERNAL-AGUSTÍN <i>et al.</i> , 2008)
Eólica/FV	Etiópia	HOMER Pro	(BEKELEA; BONEYA, 2012)
FV/Diesel	Austrália	HOMER Pro	(POWELL; WELSH; FARQUHARSON, 2019)
FV/Biomassa	Nigéria	HOMER Pro	(EZIYI; KROTHAPALLI, 2014)
Eólica/FV/ Diesel	Espanha	HOGA	(CARROQUINO; DUFO-LÓPEZ; BERNAL-AGUSTÍN, 2011)
FV/Diesel	Espanha	HOGA	(CARROQUINO; DUFO-LÓPEZ; BERNAL-AGUSTÍN, 2015)
Eólica/FV	-	TOR, Logica Fuzzy e GA	(OUACHANI <i>et al.</i> , 2017)
FV/Biodiesel	África	HOMER Pro	(ADARAMOLA <i>et al.</i> , 2017)
Eólica/FV	Turquia	Determinar da quantidade de área por cultura para irrigação	(KOSE; AKSOY; OZGOREN, 2019)
Eólica/FV/Otto	África	HOMER Pro	(AYODELE <i>et al.</i> , 2019)
Eólica/FV	Itália	TRNSYS	(MAZZEO, 2019)
Hidráulica/ Eólica/FV/Diesel	Etiópia	HOMER Pro	(BEKELE; TADESSE, 2012)
Eólica/FV/Diesel	Brasil	HOMER Pro	(L. DA SILVA, A. BELUCO, 2020)

Fonte: CRUZ; BATISTA; CARVALHO (2022).

Dentre os algoritmos mais recorrentes em otimização de SHR, destacam-se o PSO, GA (*Genetic Algorithm*), FA (*Firefly algorithm*), WCA (*Water Cycle Algorithm*), GWO (*Grey Wolf Optimizer*), GRG e *Integer and Linear Programming*. O PSO é conhecido por ser de fácil implementação, rápido na convergência e um exemplo de computação evolucionária, frequentemente utilizado como parâmetro de eficiência para outros algoritmos. Enquanto que

o GA é um algoritmo evolutivo que utiliza técnicas inspiradas pela biologia evolutiva, como hereditariedade, mutação, seleção natural e recombinação, sendo também bastante utilizado em otimização de SHR. Conforme Tabela 3 diversos estudos em diferentes localidades foram realizados visando suprir uma demanda de eletricidade proveniente de sistemas de bombeamento.

## 5 METODOLOGIA

Neste capítulo, é descrita a metodologia empregada no estudo de caso de um projeto de geração autônoma híbrida, combinando energia solar (FV) e eólica, com armazenamento em baterias e hidrogênio (H<sub>2</sub>). Esse projeto visa atender à demanda de eletricidade das bombas localizadas em diversas estações elevatórias de água na região metropolitana de Fortaleza e em Pacatuba, abrangendo a estação elevatória de água (EEA) do Bairro Aldeota e a estação de tratamento de água (ETA) Gavião. O objetivo principal é avaliar a viabilidade do uso de um Sistema Híbrido de Energia Renovável (SHR) com armazenamento para as diferentes aplicações de bombeamento propostas. Para realizar essa análise, é usado o software HOMER Pro que busca explorar diversos cenários distintos a fim de otimizar o desempenho do sistema.

### 5.1 Dados de entrada

Para realizar a simulação, é necessário ter acesso aos dados meteorológicos da região metropolitana de Fortaleza, bem como ao perfil de carga projetado para atender às diferentes demandas dos conjuntos de bombas. Também são necessárias informações técnicas e financeiras sobre os componentes utilizados no projeto. Este estudo foi conduzido em uma EEA da Companhia de Água e Esgoto do Estado do Ceará (CAGECE) na Região Metropolitana de Fortaleza, onde um estudo de viabilidade de um sistema FV foi previamente proposto, conforme Figura 13 (SILVA *et al.*, 2018) com uma demanda de 3716 kWh/dia, conforme Tabela 4. Também na ETA Gavião na cidade de Pacatuba, conforme Figura 14, que possui uma demanda de energia para o bombeamento de água de 81758 kWh/dia, conforme Tabela 4 (PREFEITURA DE FORTALEZA, 2014).

Dentro desse contexto, o uso de bombas de alta pressão para atender à demanda de água é fundamental, resulta em um consumo significativo de energia elétrica. Portanto, a implementação de um sistema híbrido de energia renovável (SHR) se torna ainda mais crucial. Para assegurar que o SHR escolhido seja capaz de atender às elevadas demandas dos três sistemas propostos, é imperativo realizar uma análise minuciosa das condições de operação de cada sistema, levando em consideração a eficiência energética, bem como outros fatores pertinentes. Dessa maneira, identifica-se qual SHR possui as características ideais para atender de forma eficaz e sustentável às demandas propostas, assegurando o fornecimento confiável e acessível de água potável para a comunidade local.

**Figura 13** – Grupo de Bombas da EEA Aldeota



Fonte: SILVA *et al.* (2018)

A primeira localidade da EEA Bairro Aldeota encontra-se na Região Metropolitana de Fortaleza, na Av. Antônio Sales nº 2460, no bairro de Aldeota. Já a segunda localidade a ETA fica na cidade de Pacatuba, na localidade de Pavuna. A Tabela 4 apresenta o número e a potência das bombas utilizadas na EEA Bairro Aldeota e na ETA Gavião. Foi considerado um rendimento de bombeamento de 95% para a EEA do bairro Aldeota e para a ETA Gavião. Para a simulação, assume-se que as bombas funcionam constantemente por oito horas entre as nove às dezessete horas e sete dias por semana.

**Tabela 4** – EEA Bairro Aldeota e ETA Gavião – Quantidades e potências das motobombas

Local	Quant.	Potência unitária (CV)	Potência unitária (kW)	Potência Total (kW)	Consumo de eletricidade (kWh)
EEA Bairro Aldeota	3	200	155,00	465,00	3716,00
ETA Gavião	6	2200	1.703,00	10.220,00	81.758,00

Fonte: Adaptado de PREFEITURA DE FORTALEZA (2014); SILVA *et al.* (2018).

Os dados meteorológicos são compostos pela temperatura, radiação solar e velocidade do vento, inseridos na simulação como médias mensais obtidas no Atlas Solar e Eólico do Ceará (ADECE, 2019). A cidade de Fortaleza, onde fica a EEA Bairro Aldeota, apresenta temperaturas médias entre 26,7 °C e uma irradiação global horizontal diária média

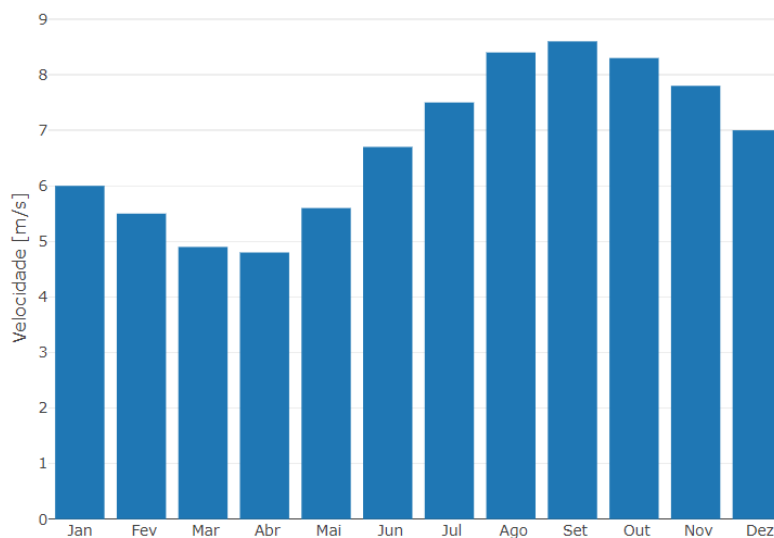
de 5,3 kWh/m<sup>2</sup>/dia. A velocidade média anual do vento é de 6,8 m/s a uma altura de 100 m, conforme mostrado nas Figuras 15, 17 e 19. Já a cidade de Pacatuba, onde fica a ETA Gavião, possui temperaturas médias entre 26,6 °C e uma irradiação global horizontal diária média de 5,1 kWh/m<sup>2</sup>/dia. A velocidade média anual do vento é de 6,1 m/s a uma altura de 100 m, conforme mostrado nas Figuras 16, 18 e 20.

**Figura 14** – ETA Gavião



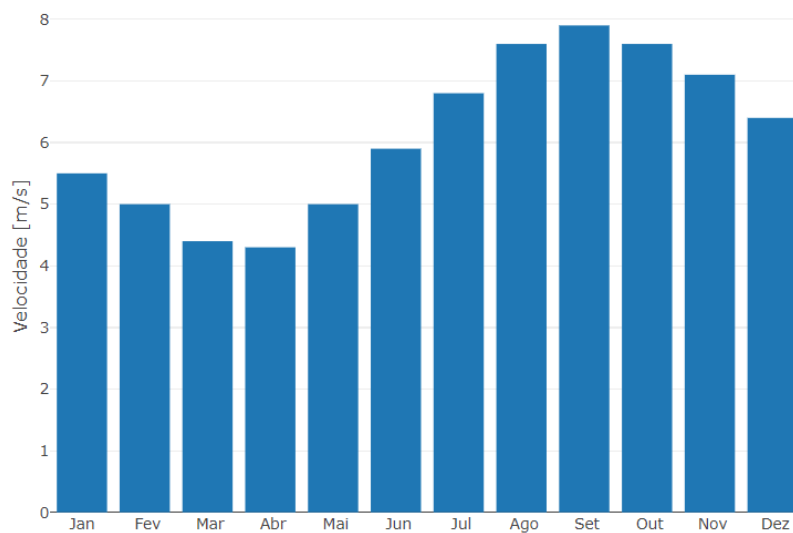
Fonte: SILVA (2017)

**Figura 15** – Velocidade média mensal do vento em Fortaleza a 100 m de altura



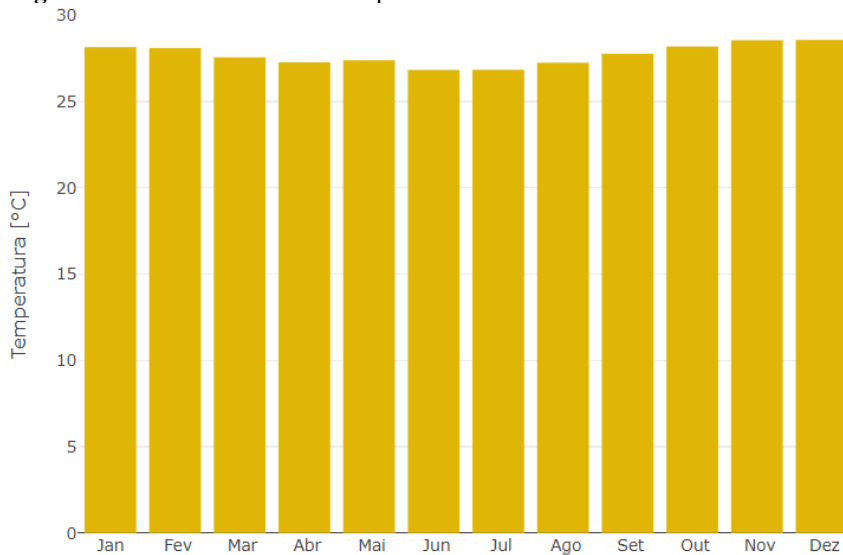
Fonte: Adaptado de ADECE (2019) .

**Figura 16** – Velocidade média mensal do vento em Pacatuba a 100m de altura



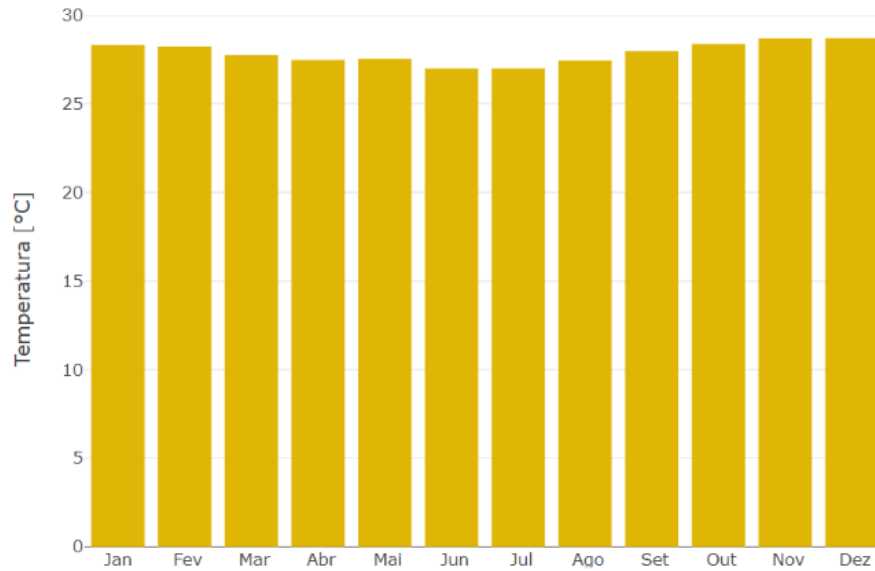
Fonte: Adaptado de ADECE (2019) .

**Figura 17** – Média mensal de temperatura diurna em Fortaleza



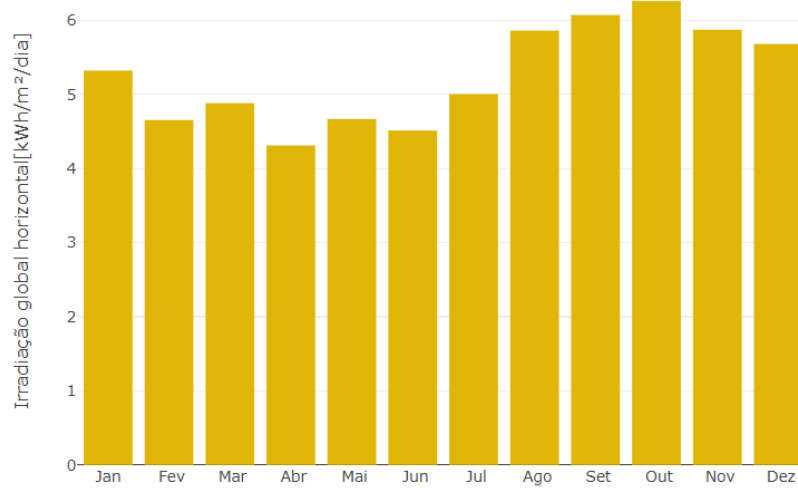
Fonte: Adaptado de ADECE (2019) .

**Figura 18** – Média mensal de temperatura diurna em Pacatuba



Fonte: Adaptado de ADECE (2019) .

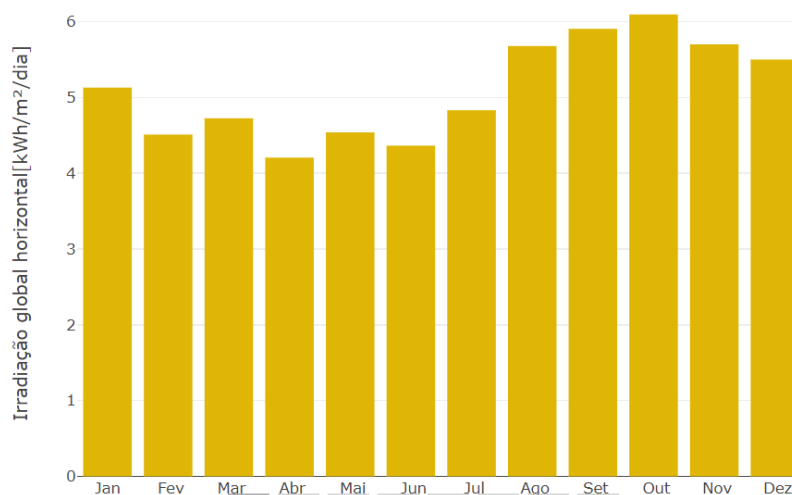
**Figura 19** – Média mensal de irradiação global diária em Fortaleza



Fonte: Adaptado de ADECE (2019) .



**Figura 20** – Média mensal de irradiação global diária em Pacatuba



Fonte: Adaptado de ADECE (2019) .

Devido à proximidade geográfica das regiões, foi notada uma disponibilidade de recursos solares e eólicos relativamente comparável. Dada a presença de ambos os recursos em ambas as localidades, demonstram potencial para a instalação de uma usina híbrida. É relevante salientar que, em ambas as regiões, a disponibilidade dos recursos excede as médias internacionais.

## 5.2 Simulação e otimização

O software HOMER Pro é utilizado para simular e otimizar diferentes combinações de projetos que atendam à demanda de carga estabelecida, variando as proporções dos componentes. Durante a simulação, a operação do sistema é determinada pelo balanço de energia calculado ao longo de um ano completo, que equivale a 8760 horas. O objetivo da etapa de otimização é reduzir o Custo Presente Líquido (NPC) do sistema e obter o menor Custo da Energia (COE). A versão padrão do programa HOMER Pro é gratuita por 3 meses e permite a combinação de sistemas renováveis, bem como a otimização desses sistemas, com análise de períodos anuais, mensais, diários e horários (BAHRAMARA; MOGHADDAM; HAGHIFAM, 2016).

O NPC total do sistema é o valor atual de todos os custos incorridos pelo sistema durante sua vida útil, menos o valor de toda a receita obtida durante o mesmo período, e pode ser calculado por meio da Equação 3.

$$NPC = \frac{C_{ano,total}}{CRF_{(i,R_{Proj})}} \quad (3)$$

Onde:

$NPC$  é o custo total líquido presente em US\$;

$C_{ano,total}$  o custo total anual em US\$/ano;

$CRF_{(i,R_{Proj})}$  o fator de recuperação de capita;

“ $i$ ” a taxa de juros em porcentagem;

$R_{Proj}$  o tempo de vida útil do projeto em anos.

Os indicadores para a análise técnico-econômica são o NPC e o COE. Servindo de fator comparativo entres as diferentes composições do sistema de geração *off-grid* híbrido, para assim, identificar o esquema mais viável economicamente. Para obter o COE, divide-se o custo anual da produção pelo total de energia útil gerada, como observado na Equação 4.

$$COE = \frac{C_{ano,total}}{E_{pri} + E_{grid,sales}} \quad (4)$$

Onde:

COE é o custo de energia;

$C_{ano,total}$  o custo total anual do sistema em US\$/ano;

$E_{pri}$  a carga primária (AC e DC) em kWh/ano;

$E_{grid,sales}$  são o total de energia vendida em kWh/ano, caso exista.

O SH é constituído por uma mistura de geradores, distribuidores, conversores e dispositivos de armazenamento de energia, tais como aerogeradores, módulos FV, inversores, controladores de carga, baterias de lítio, tanque de H<sub>2</sub>, eletrolisador e CaC. As especificações técnicas e os custos dos componentes foram baseados em informações coletadas de literatura anteriormente publicada, bem como de fontes pessoais de fornecedores no Brasil, e em estimativas (FERRARI, 2021; SILVA; RODRIGUES; TAPIA, 2020; SOLAR INC, 2001; TIAM KAPEN *et al.*, 2022). Os valores dos componentes obtidos em dólares norte-americanos

foram convertidos para reais brasileiros, com base na taxa de câmbio do dia 23/04/2023, que foi de 5,05 reais por dólar.

### 5.2.1 Módulos fotovoltaicos

De acordo com a Tabela 5, o módulo FV de 400 kW tem uma vida útil de 25 anos e um custo inicial aproximado de R\$ 1.000,00. Para o custo de reposição, é considerado o valor inicial com uma desvalorização de 10%, ou seja, R\$ 900,00, incluindo os custos de transporte, instalação, logística e revenda. O custo de operação e manutenção (O&M) é de R\$ 100/ano, mesmo considerando a baixa manutenção nos painéis FV. Foi atribuído um valor mínimo para garantir a eficiência. O fator de redução para cada painel FV é de 80%, levando em conta as perdas com o tempo de operação e as influências externas.

**Tabela 5** – Parâmetros e especificações técnicas do modulo FV

<b>Modulo CanadianSolar Hiku CS3W - 400</b>	
Potência máxima nominal (Pmax)	400 W
Tensão de operação (Vmp)	38,7 V
Corrente de operação (Imp)	10,34 A
Tensão de circuito aberto (Voc)	47,2 V
Corrente de curto-circuito (Isc)	10,90 A
Eficiência do modulo (%)	18,11 %
Superfície (m <sup>2</sup> )	2,11 m <sup>2</sup>
Custo (R\$)	R\$ 1.000,00
Custo de reposição (R\$)	R\$ 900,00
Custo de O&M (R\$)	R\$ 100,00

Fonte: Presente no ANEXO A, adaptado de SOLAR INC (2001).

### 5.2.2 Aerogerador

De acordo com a Tabela 6, o aerogerador incluído no sistema é de pequeno porte, possui um eixo horizontal e uma potência de 10 kW com saída em corrente alternada. Seu custo inicial é de R\$ 140.000,00, com um custo de reposição de R\$ 100.000,00 e uma vida útil estimada em 25 anos. Conforme indicado na referência SILVA; RODRIGUES; TAPIA (2020), o custo de operação e manutenção (O&M) anual do aerogerador é de R\$ 300,00.

**Tabela 6** – Parâmetros e especificações técnicas do aerogerador

<b>Eletrovento HLV 8.0</b>	
Potência máxima nominal (Pmax)	10 kW
Altura (m)	24 m
Vida útil (anos)	25 anos
Custo (R\$)	R\$ 140.000,00
Custo de reposição (R\$)	R\$ 100.000,00
Custo de O&M (R\$)	R\$ 300,00

Fonte: Adaptado de SILVA; RODRIGUES; TAPIA (2020).

### 5.2.3 Baterias

O sistema de baterias é utilizado para suportar e manter a tensão constante durante picos de carga ou déficit de geração nos geradores. Conforme mostrado na Tabela 7, baterias de íon-lítio com capacidade nominal de 253Ah, voltagem nominal de 12 V e capacidade de 1 kWh foram consideradas. De acordo com TIAM KAPEN *et al.* (2022) o custo unitário da bateria de íon-lítio é R\$ 2.348,06 e o valor de substituição é R\$ 2.113,26. Os ciclos de carga e descarga do conjunto de baterias de íon-lítio também foram modelados, com uma carga mínima de 60% para preservar a bateria. As baterias de íon-lítio são cada vez mais utilizadas em sistemas de armazenamento de energia devido à sua alta densidade de energia, baixa taxa de autodescarga e longa vida útil.

**Tabela 7** – Parâmetros e especificações técnicas das baterias

<b>Bateria Solar PVX-2120L</b>	
Capacidade nominal (Ah)	253 Ah
Voltagem (V)	12 V
Carga mínima (%)	60 %
Custo (R\$)	R\$ 2.348,06
Custo de reposição (R\$)	R\$ 2.113,26
Custo de O&M (R\$)	R\$ 234,81

Fonte: Adaptado de TIAM KAPEN *et al.* (2022)

### 5.2.4 Célula a combustível, eletrolisador e tanque de hidrogênio

Foi analisada a viabilidade da utilização da tecnologia de CaC de membrana de troca de prótons (*Proton Exchange Membrane* - PEM) para a conversão de energia química em eletricidade por meio de reações eletroquímicas. Essa tecnologia é capaz de receber H<sub>2</sub> e transformá-lo em eletricidade, calor e água sem gerar emissões poluentes. O hidrogênio utilizado é classificado como "hidrogênio verde", o que significa que foi gerado a partir de fontes renováveis e a eletricidade gerada na CaC PEM também é considerada limpa e renovável. A Tabela 8 apresenta as especificações e parâmetros adotados na simulação dessa CaC, obtidos de acordo com a referência TIAM KAPEN *et al.* (2022). O custo inicial da CaC é de R\$ 15.149,00 por kWh, com um custo de reposição de R\$ 13.634,00 por kWh. Estima-se que a vida útil da CaC seja de 50.000 horas, consumindo 900 L/h.

**Tabela 8** – Parâmetros e especificações técnicas da CaC

Custo Inicial (R\$/ kWh)	R\$ 15.149,00
Reposição (R\$/kWh)	R\$ 13.634,00
Custo de O&M (R\$/kWh)	R\$ 1.515,00
Vida útil (horas)	50000 h
Potência consumida DC	3,9-4,4 kWh/N.m <sup>3</sup>
Água deionizada consumida	900 L/h
Hidrogênio produzido	0-1000 N.m <sup>3</sup> /h

Fonte: Adaptado pelo autor de TIAM KAPEN *et al.* (2022)

No projeto atual, empregou-se um eletrolisador de água como componente central para a produção de hidrogênio. A Tabela 9 apresenta os parâmetros de especificação adotados para este eletrolisador conforme em TIAM KAPEN *et al.* (2022). O custo inicial do eletrolisador é de R\$ 10.099,00 por kWh, com um custo de reposição de R\$ 9.089,00 por kWh. Estima-se que o custo de operação e manutenção seja de R\$ 1.010,00 por kWh, e a vida útil prevista é de 15 anos.

**Tabela 9** – Parâmetros e especificações técnicas do eletrolisador

Capital Inicial (R\$/ kWh)	R\$ 10.099,00
Reposição (R\$/kWh)	R\$ 9.089,00
Custo de O&M (R\$/kWh)	R\$ 1.010,00
Vida útil (anos)	15 anos

Fonte: Adaptado de TIAM KAPEN *et al.* (2022).

O hidrogênio produzido pelo eletrolisador é armazenado em um tanque, mantido a uma pressão de 30 bar. Os parâmetros de especificação utilizados estão detalhados na Tabela 10 (TIAM KAPEN *et al.*, 2022). O tanque em questão possui uma capacidade de 500 litros (equivalente a 0,5 m<sup>3</sup>) de hidrogênio a 30 bar, o que corresponde a cerca de 21,5 kg. O custo inicial do tanque é de R\$ 7.574,00 por kWh, com um custo de reposição de R\$ 6.817,00 por kWh. Estima-se que o custo de operação e manutenção seja de R\$ 757,00 por kWh, e a vida útil prevista seja de 15 anos.

**Tabela 10** – Parâmetros e especificações técnicas do tanque de hidrogênio

Capital Inicial (R\$/ kWh)	R\$ 7.574,00
Reposição (R\$/kWh)	R\$ 6.817,00
Custo O&M (R\$/kWh)	R\$ 757,00
Vida útil (anos)	15 anos
Capacidade (kg)	21,5 kg

Fonte: Adaptado de TIAM KAPEN *et al.* (2022).

### 5.2.5 Inversores

A Tabela 11 apresenta as especificações e parâmetros (TIAM KAPEN *et al.*, 2022), o custo unitário do inversor é de R\$ 4.974,00, com um valor de reposição de R\$ 4.479,00. Além disso, o custo anual de operação e manutenção (O&M) é de R\$ 495,00. O inversor tem uma vida útil de 20 anos, com eficiência de conversão de 95% e capacidade relativa de 80%.

**Tabela 11** – Parâmetros e especificações técnicas do Conversor

Custo (R\$)	R\$ 4.974,00
Custo de reposição (R\$)	R\$ 4.479,00
Custo de operação e manutenção (R\$)	R\$ 495,00
Vida útil (anos)	20 anos
Eficiência (%)	95 %
Capacidade relativa (%)	80%

Fonte: Adaptado de TIAM KAPEN *et al.*, 2022)

### 5.2.6 Variáveis de sensibilidade

Nesta análise, é avaliada a influência de variáveis de sensibilidade em diferentes cenários no sistema. Na Tabela 12 são apresentadas as variáveis de sensibilidade utilizadas, em que diferentes valores são atribuídos dentro de um intervalo específico para avaliar sua influência no sistema. Levando em consideração as condições locais e a inflação, as variáveis de sensibilidade refletem as mudanças no ambiente macroeconômico.

A taxa de desconto nominal no Brasil pode variar ao longo do tempo e é influenciada por diversos fatores, como a política monetária do Banco Central, a inflação e a taxa básica de juros (SELIC), entre outros. No entanto, a taxa de desconto nominal geralmente é definida como a taxa de juros utilizada para descontar fluxos de caixa futuros a valor presente. No contexto empresarial, a taxa de desconto nominal pode ser utilizada para calcular o valor presente líquido (VPL) de um investimento ou projeto. Já no contexto financeiro, pode ser utilizada para calcular o valor presente de um título ou instrumento financeiro.

Para este projeto, é considerada uma taxa nominal de desconto efetiva (NDR) de acordo com a taxa básica de juros (SELIC), de 9,25 % (FERRARI, 2021) no ano de 2021 e uma taxa de 13,75 % no ano de 2023 (RIVEIRA, 2023). Quanto à taxa de inflação, é considerada no ano de 2021 com uma taxa de 10,06 % (BANCO CENTRAL DO BRASIL, 2022) e o ano de 2023 com uma taxa de 6,01 % (AGUIAR, 2023). No ano de 2023, é perceptível a presença de um comportamento incoerente entre a taxa de inflação e a taxa básica de juros. Isso ocorre porque, embora uma afete a outra, não há uma relação linear clara entre os valores.

A carga média diária de energia para cada grupo de bombas é obtida através da Tabela 4, adicionando uma variabilidade diária de 10 % e um intervalo de tempo de 20 % para garantir maior precisão. Considera-se uma vida útil de 25 anos e uma capacidade anual de 0 % para o sistema, visando garantir um fornecimento de energia estável.

**Tabela 12** – Variáveis de sensibilidade

<b>Variáveis de Sensibilidade</b>	<b>Valores</b>
Taxa de desconto nominal (%)	9,25; 13,75
Carga elétrica média anual em escala (kWh/dia)	4,181.00; 102,197.00
Taxa de inflação (%)	10,06; 6,01

Fonte: Autoral.

## 6 RESULTADOS E DISCUSSÕES

O HOMER Pro é um software avançado que utiliza um modelo de simulação como núcleo para criar uma representação precisa e abrangente de sistemas viáveis, considerando todas as combinações possíveis dos equipamentos que se deseja analisar. Simulando o funcionamento do sistema, calculando o balanço de energia e comparando a demanda elétrica com a energia disponível em cada intervalo do ano. Determinando a viabilidade de cada configuração, estimando custos de instalação e operação ao longo da vida útil do projeto, considerando aspectos como capital, operação, manutenção, combustível e juros. O software emprega dois algoritmos de otimização: um explora todas as configurações possíveis, enquanto outro, proprietário e sem derivativos, busca a configuração de menor custo, exibindo opções por custo presente líquido para comparação de designs (NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY; UL SOLUTIONS, 2023).

Essa ferramenta é capaz de simular centenas ou até mesmo milhares de sistemas de energia, dependendo da configuração do estudo, mostrando configurações otimizadas por custo e fornece análises de sensibilidade. A interface inicial do HOMER Pro é projetada de forma amigável e intuitiva, visando facilitar o entendimento e a utilização do simulador. A interface inicial do simulador é cuidadosamente dividida em seis partes principais, a fim de proporcionar uma experiência de uso intuitiva e eficiente:

1. Esquema dos componentes: Apresenta um esquema visual dos componentes do sistema, permitindo uma compreensão clara da disposição e interconexão dos elementos.
2. Descrição e anotações: Possibilita inserir descrições e fazer anotações relevantes sobre o sistema ou sobre elementos específicos. Isso ajuda a documentar informações importantes e facilita a colaboração entre usuários.
3. Geolocalização: Possibilita definir a geolocalização do sistema, especificando as coordenadas geográficas. Essa informação é essencial para análises precisas e para a consideração de fatores geográficos na simulação.
4. Variáveis de sensibilidade: Possibilita definir e ajustar as variáveis de sensibilidade, permitindo a análise de diferentes cenários e a avaliação do impacto de mudanças nas condições operacionais do sistema.
5. Sugestões de melhoria: São fornecidas sugestões personalizadas para melhorar o desempenho e a eficiência do sistema simulado. Essas sugestões são baseadas em análises e otimizações realizadas pelo software.

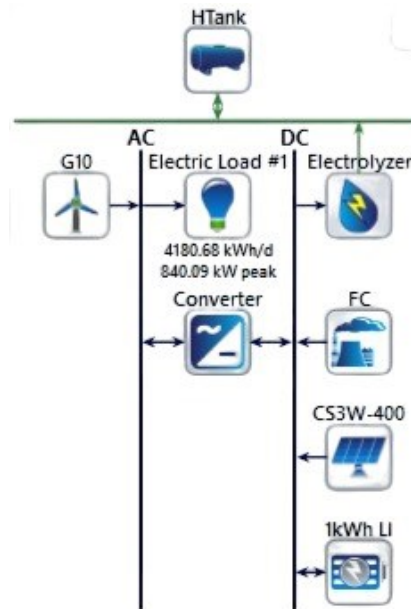


- Componentes de carga e geração: Possibilita a configuração dos componentes de carga e geração do sistema, onde se pode definir as demandas de energia e os tipos de fontes de geração utilizadas.

Essa estrutura bem definida da interface inicial do simulador garante que os usuários possam facilmente acessar e manipular as diferentes partes do sistema, facilitando a simulação e a análise de viabilidade de sistemas de energia.

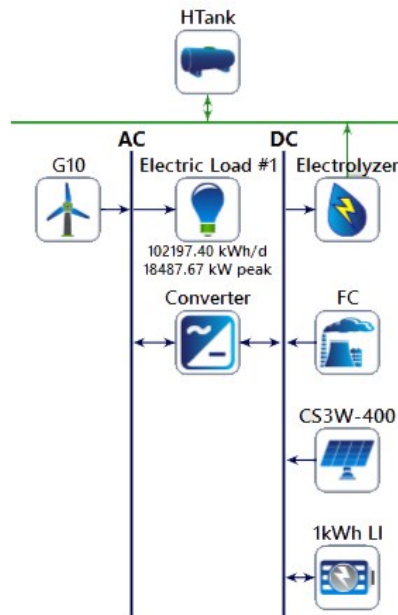
A Figura 21 apresenta o diagrama do SHR para o bairro Aldeota e a Figura 22 o diagrama do SHR para a ETA Gavião. O diagrama mostra duas linhas azuis que representam os tipos de corrente, alternada (AC) e contínua (DC). O conversor está localizado e conectado entre estas duas linhas. A carga selecionada para o bombeamento de água e o aerogerador são do tipo AC, enquanto a da CaC, a FV, o eletrolizador e das baterias são do tipo DC. Existe uma linha verde escuro na horizontal que representa a produção de hidrogênio, o qual é armazenado em um tanque. Essa representação visual permite visualizar a integração dos diferentes componentes do SHR, bem como a distinção entre os tipos de corrente utilizada em cada componente.

**Figura 21** – Esquema do SHR na EEA Bairro Aldeota usando o HOMER Pro



Fonte: Elaborado pelo autor.

**Figura 22** – Esquema do SHR na ETA Gavião usando o HOMER Pro

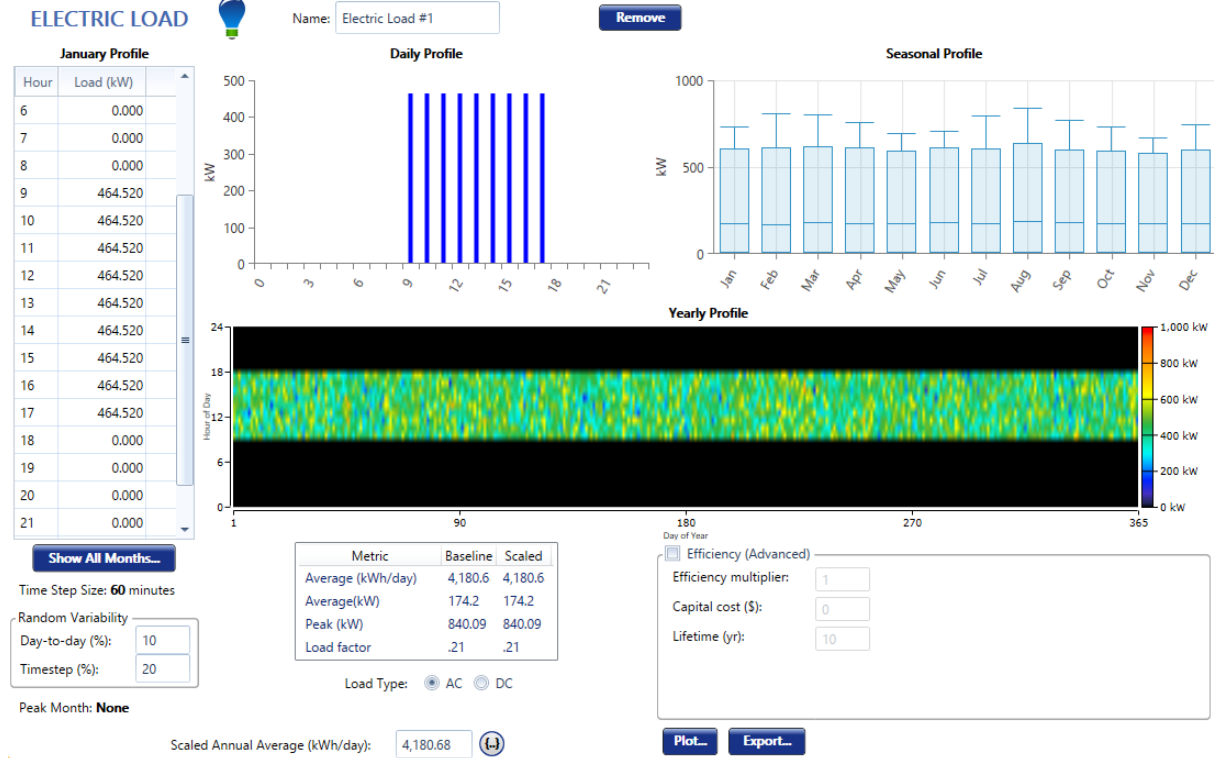


Fonte: Elaborado pelo autor.

Para explicar a funcionalidade do HOMER Pro, a partir deste ponto, serão abordados os aspectos relacionados à EEA Bairro Aldeota. Os resultados para ambas as localidades serão detalhados no próximo capítulo. A Figura 23 exemplifica o processo de adição e manipulação de cargas pelo usuário no software. No lado esquerdo, é apresentado o perfil horário e mensal da carga. Na simulação em questão, a demanda de carga ocorre apenas das 9h às 17h. Abaixo da tabela de perfil, são observados fatores de variabilidade diária de 10% e intervalo de tempo de 20%. Esses fatores são aplicados para tornar a carga mais realista, em vez de uma demanda constante em linha reta. Como resultado, é obtida uma média anual escalada de 4.480,00 kWh/dia.

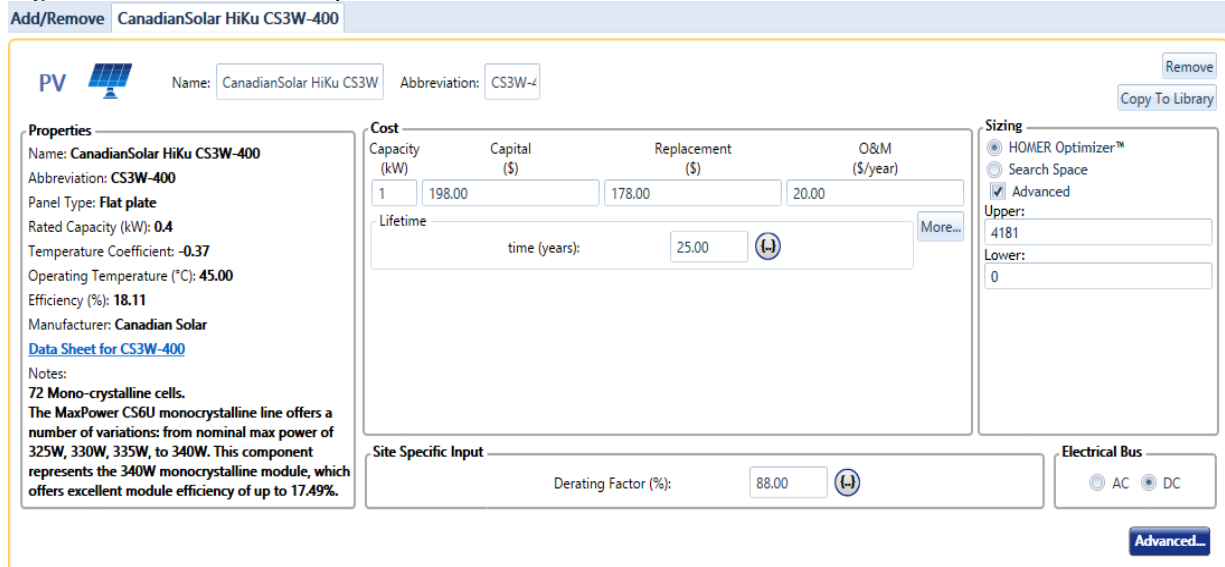
A Figura 24 apresenta como um componente de geração ou armazenamento pode ser adicionado e manipulado pelo usuário. O software possui uma extensa biblioteca de componentes pré-cadastrados, com valores específicos para cada tipo de componente. No entanto, existem alguns valores padrão presentes em todos os componentes, como a capacidade em kW, o capital inicial, o valor de reposição, o custo de operação e manutenção (O&M) e o tempo de vida útil. Além dos componentes pré-cadastrados, é possível adicionar componentes personalizados, permitindo ao usuário incluir informações específicas de acordo com suas necessidades. Isso oferece flexibilidade na modelagem do sistema, permitindo a inclusão de componentes personalizados que não estão na biblioteca padrão do software.

Figura 23 – Adicionando carga usando o HOMER Pro



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 24 – Adicionando componente FV usando o HOMER Pro



Fonte: Elaborado pelo autor.

A Figura 25 apresenta os resultados obtidos após a simulação do sistema. A tabela superior exibe os casos de sensibilidade que foram definidos inicialmente, mostrando as diferentes taxas de desconto nominal e inflação consideradas. O COE é apresentado nessa tabela, indicando o melhor valor encontrado. Ao selecionar uma das linhas na tabela superior,

os melhores resultados otimizados são apresentados na tabela abaixo. Os resultados são listados em ordem crescente do COE, do menor para o maior valor. As primeiras colunas da tabela fornecem uma representação visual dos componentes presentes na simulação, facilitando a identificação visual.

Cada linha na tabela inferior corresponde a uma simulação diferente realizada. As colunas apresentam os valores de geração e aspectos financeiros para cada componente individual, bem como para o conjunto completo do sistema. Essa disposição tabular dos resultados permite uma análise clara e comparativa dos valores de geração de energia e aspectos financeiros associados a cada componente do sistema, oferecendo uma visão abrangente do desempenho e viabilidade econômica do sistema simulado. Como são apresentados os melhores resultados para ambas as localidades nas Tabelas 14 e 15 no próximo capítulo.

**Figura 25** – Resultados do SHR na EEA – Bairro Aldeota usando o HOMER Pro

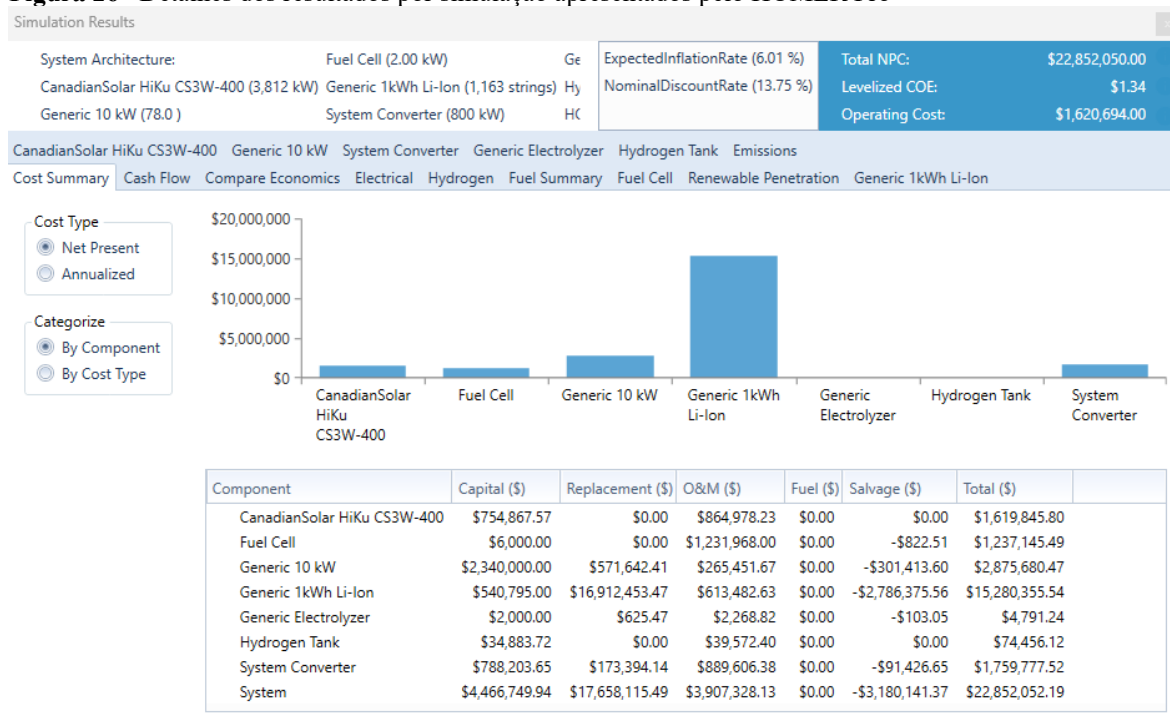
The screenshot displays the HOMER Pro software interface. At the top, there are tabs for 'Summary', 'Tables', and 'Graphs'. Below these, there are buttons for 'Export...', 'Export All...', and 'Calculation Report'. The main area is divided into two sections: 'Sensitivity Cases' and 'Optimization Results'. The 'Sensitivity Cases' table shows four rows of data with columns for 'NominalDiscountRate (%)', 'ExpectedInflationRate (%)', 'Architecture' (CS3W-400 (kW), G10, FC (kW), 1kWh LI, Electrolyzer (kW), HTank (kg), Converter (kW)), 'Cost' (NPC (\$), COE (\$), Operating cost (\$/yr), Initial capital (\$)), and 'Ren Frac (%)'. The 'Optimization Results' table shows a list of simulation results with columns for 'Architecture' (CS3W-400 (kW), G10, FC (kW), 1kWh LI, Electrolyzer (kW), HTank (kg), Converter (kW)), 'Cost' (NPC (\$), COE (\$), Operating cost (\$/yr), Initial capital (\$)), 'System' (Ren Frac (%), Total Fuel (kg/yr), Hours), and 'Production (kWh)'. The interface also includes various icons for editing and viewing details.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Como cada linha da tabela representa uma simulação específica ao clicar o usuário pode acessar os detalhes do resultado, ao clicar na sexta linha são observados os detalhes apresentados na Figura 26. É possível visualizar os detalhes da simulação, incluindo o levantamento econômico para todo o sistema e cada componente presente nessa simulação. Essa visualização demonstra o custo de cada componente ao longo de toda a vida útil do projeto, bem como a quantidade de eletricidade produzida e armazenada. É possível abrir e observar

todos os dados obtidos para cada sistema incluso na simulação em análise. Além disso, é possível analisar os resultados por meio de gráficos de série temporal para uma análise mais detalhada.

**Figura 26** –Detalhes dos resultados por simulação apresentados pelo HOMER Pro



Fonte: Elaborado pelo autor.

## 6.1 Análise dos Resultados

Os estudos de caso foram conduzidos em duas diferentes localizações com distintos perfis de carga. Os sistemas de bombeamento foram instalados em duas áreas: a região metropolitana de Fortaleza e a cidade de Pacatuba. O primeiro estudo teve lugar na EEA do Bairro Aldeota, situada na Região Metropolitana de Fortaleza, com um consumo diário de energia de 3716 kWh. Por outro lado, o segundo estudo foi conduzido na ETA Gavião, localizada na cidade de Pacatuba, apresentando uma demanda diária de energia substancialmente maior, totalizando 81758 kWh para a operação de bombeamento de água.

As simulações realizadas no HOMER Pro podem gerar tanto soluções viáveis quanto inviáveis, conforme indicado no relatório de cálculos fornecido após as simulações, conforme Tabela 13. Foi constatado que, para a primeira localidade, 39,77% das soluções foram consideradas viáveis. Já para a segunda localidade, esse percentual aumentou para 39,25%.

**Tabela 13** – Relatório de cálculo no HOMER Pro para os diferentes cenários e localidades.

Localidade	Número de Soluções simuladas	Número de Soluções viáveis	Porcentagem (%)
EEA Bairro Aldeota	196.576	78.179	39,77
ETA Gavião	180.944	71.027	39,25

Fonte: Autoral.

Para o dimensionamento do sistema de geração, foram propostos vários componentes, incluindo módulos FV, aerogerador, baterias de lítio e inversores. Além disso, foi considerado o uso de H<sub>2</sub>V como alternativa de armazenamento, o que requer um eletrolisador, CaC e tanque de armazenamento. Os parâmetros econômicos e de projetos adotados são uma taxa de desconto nominal de 13,75%, uma taxa de inflação de 6,01%, uma vida útil do projeto de 25 anos e uma capacidade máxima de escassez de 2%. A análise de sensibilidade da influência de diferentes taxas de desconto nominal e inflação é discutida mais adiante neste capítulo.

Após a realização de simulações, três combinações de componentes que se sobressaíram como as mais propícias para atender às necessidades do sistema:

- I. Configuração I: inclui apenas módulos FV, baterias de lítio e conversores de energia.
- II. Configuração II: inclui módulos FV, aerogeradores, baterias de lítio e conversores de energia.
- III. Configuração III: esta é a configuração mais completa, que inclui módulos FV, aerogeradores, baterias de lítio, conversores de energia, eletrolisadores, CaC e tanques de armazenamento.

As Tabelas 14 e 15 apresentam os melhores resultados nas três configurações selecionadas de SHR nas duas localidades. Para a primeira localidade, a configuração I considera apenas módulos FV, totalizando 3484 kW, e baterias com 1742 kW. Essa combinação se mostrou menos viável, apresentando o maior COE de US\$1,54/kWh, um NPC de US\$26,3 milhões, um custo de O&M de US\$2,11 milhões e um capital inicial de US\$2,35 milhões. Já a configuração II, que adiciona aerogeradores de 990 kW, 3869 kW de módulos FV e 889 kW de baterias. Com isso, obteve-se o menor COE de US\$1,10/kWh, um custo de O&M de US\$1,22 milhões, um NPC de US\$18,8 milhões e um custo inicial de US\$4,96 milhões. A configuração III inclui todos os componentes desejados, como o eletrolisador, o tanque e a CaC. Essa configuração apresenta 3332 kW de módulos FV, 1020 kW de aerogeradores, 952 kW de

baterias, um eletrolisador de 1 kW, uma CaC de 1 kW e um tanque com capacidade para 500 kg. Os valores obtidos são superiores a configuração II, obteve-se um NPC de US\$20,1 milhões, um custo de O&M de US\$1,33 milhões, um COE de US\$1,17/kWh e um custo inicial de US\$4,95 milhões. Em ambas as localidades, os resultados de otimização revelaram soluções que incluíam predominantemente FV e baterias.

Para a segunda localidade que apresenta uma demanda superior, a configuração I considera apenas módulos FV, totalizando 100.946 kW, e baterias com 59.169 kW. Essa combinação se mostrou menos viável, apresentando o maior COE de US\$2,08/kWh, um NPC de US\$868 milhões, um custo de O&M de US\$70,5 milhões e um capital inicial de US\$69,0 milhões. Já a Configuração II, que adiciona aerogeradores de 11.400 kW, 86.920 kW de módulos FV e 51.289 kW de baterias. Com isso, obteve-se o menor COE de US\$1,90/kWh, um custo de O&M de US\$61,7 milhões, um NPC de US\$793 milhões e um custo inicial de US\$93,0 milhões. A configuração III apresenta 86.920 kW de módulos FV, 11.400 kW de aerogeradores, 51.289 kW de baterias, um eletrolisador de 1 kW, uma CaC de 1 kW e um tanque de hidrogênio com capacidade para 500 kg. Mantendo valores próximos à configuração II, obteve-se um NPC de US\$793 milhões, um custo de O&M de US\$61,7 milhões, um COE de US\$1,90/kWh e um custo inicial de US\$93,1 milhões.

A configuração II apresenta um SHR mais economicamente eficiente quando comparamos o COE à configuração I, sendo 28,57% mais eficiente para primeira localidade e 8,6% para segunda localidade. Isso ocorre devido às associações das fontes de geração solar e eólica na região, o que torna as combinações com fonte única menos interessantes devido a escalabilidade do sistema ocasionado uma elevação do custo.

Na EEA Bairro Aldeota, a configuração II foi a solução que apresentou o melhor NPC, LCOE e custo de O&M. Enquanto isso, a configuração I, com uma variedade menor de componentes, apresentou o menor custo inicial e o maior conjunto de baterias. Os valores obtidos na configuração III foram próximos aos da configuração II e apresentaram valores superiores em NPC de US\$ 20,1 milhões, O&M de US\$1,33 milhões e COE de US\$1,17/kWh. É importante destacar que, mesmo que a CaC, eletrolisador e tanque de H<sub>2</sub> estejam presentes na simulação, a solução obtida inclui o mínimo possível dos componentes relacionados ao H<sub>2</sub>V, visando atingir o menor LCOE.

Na segunda localidade, a ETA Galvão está geograficamente próxima à primeira localidade, o que resulta em poucas diferenças nos dados meteorológicos quando comparadas.

No entanto, houve um aumento significativo na demanda o que resulta em um aumento nas quantidades e nos custos.

**Tabela 14** – Resultados potência elétrica nas diferentes configurações e localidades

Localidade	Config.	FV (kW)	Aerogador (kW)	Conversor (kW)	Eletrolisador (kW)	Tanque de H <sub>2</sub> (kg)	CaC (kW)	Baterias (kW)
EEA Bairro Aldeota	I	3.484	-	867	-	-	-	1742
	II	3.869	990	820	-	-	-	889
	III	3.322	1020	765	1	500	1	952
ETA Gavião	I	100.946	-	21.836	-	-	-	59.169
	II	86.920	11.400	18.041	-	-	-	51.289
	III	86.920	11.400	18.041	1	500	1	51.289

Fonte: Elaborado pelo autor.

Na segunda localidade a configuração II e III apresentaram o mesmo LCOE de 1,90 US\$/kWh. Logo, a presença do H<sub>2</sub>V se mostra significativa com o aumento da demanda. Ao inserir parâmetros diferentes para o H<sub>2</sub>V, como faixas de potência e tamanho do tanque, a simulação tende a otimizar com valores mínimos para esses componentes. Nas duas localidades, observou-se que a configuração II registra o menor LCOE, marcando 1,10 US\$/kWh para EEA Bairro Aldeota e 1,90 US\$/kWh para ETA Gavião. No entanto, a tarifa ponta de fornecimento em baixa tensão para o grupo B3, durante a escassez hídrica no Ceará, é de 1,77 R\$/kWh, equivalente a 0,35 US\$/kWh, ainda inferior aos valores observados. Isso sugere a necessidade de aprimorar a otimização dos resultados obtidos (ENEL CEARÁ, 2023).

**Tabela 15** – Resultados otimizados financeiros nas diferentes configurações e localidades

Localidade	Componentes	NPC (US\$)	Custo Inicial (US\$)	O&M (US\$/ano)	LCOE (US\$/kWh)
EEA Bairro Aldeota	I	26,3 milhões	2,35 milhões	2,11 milhões	1,54
	II	18,8 milhões	4,96 milhões	1,22 milhões	1,10
	III	20,1 milhões	4,95 milhões	1,33 milhões	1,17
ETA Gavião	I	868 milhões	69,0 milhões	70,5 milhões	2,08
	II	793 milhões	93,0 milhões	61,7 milhões	1,90
	III	793 milhões	93,1 milhões	61,7 milhões	1,90

Fonte: Elaborado pelo autor.

## 6.2 Análise da geração e armazenamento

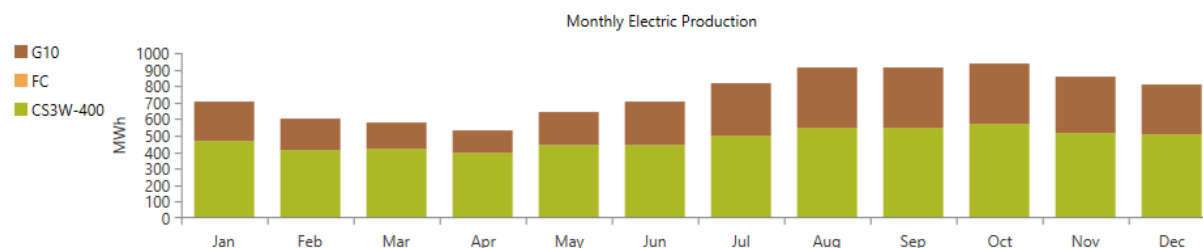
Embora a configuração II tenha apresentado o melhor desempenho para primeira localidade, será utilizada a configuração III nas análises subsequentes, pois também considera os componentes relacionados ao H<sub>2</sub>V. Sendo assim, as Figuras 26 e 27 ilustram a média mensal de produção de eletricidade, levando em conta as três fontes de geração. A FV é representada



em verde produzida pelo conjunto de módulos CS3W-400, os aerogeradores em marrom, com conjunto do modelo *generic* 10 kW (G10) e a CaC em laranja pelo modelo *fuel cell* (FC). No eixo vertical, temos a energia produzida em MWh, enquanto no eixo horizontal estão dispostos os meses do ano.

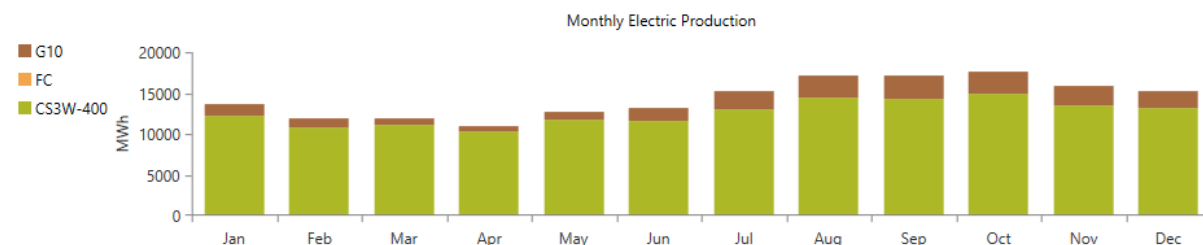
Ao analisar a Figura 27 e 28, é possível identificar que a geração de eletricidade é predominantemente atribuída aos módulos FV, seguida pelos aerogeradores. A influência das CaC não aparece nos gráficos. O pico de maior geração em ambas as localidades é entre o mês de agosto e outubro. Na primeira localidade a geração FV foi de 5.780.523 kWh/ano, CaC 171 kWh/ano, aerogeradores 3.237.516 kWh/ano, sendo assim FV foi responsável por 64,1% da geração total, os aerogeradores por 35,9% e a CaC por 0,0019%. O que ocasionou em um excesso de energia de 7.466.040 kWh/ano, ou seja 82,8%. Já na segunda localidade a geração FV foi de 151.298.205 kWh/ano, CaC 170 kWh/ano, aerogeradores 21.260.628 kWh/ano, sendo assim FV foi responsável por 87,7% da geração total, os aerogeradores por 12,3% e a CaC por 0,000098%. O que ocasionou em um excesso de energia de 133.818.882 kWh/ano, ou seja 77,5%.

**Figura 27** – Produção média mensal de eletricidade do SHR para EEA Bairro Aldeota



Fonte: Elaborado pelo autor.

**Figura 28** – Produção média mensal de eletricidade do SHR para ETA Gavião



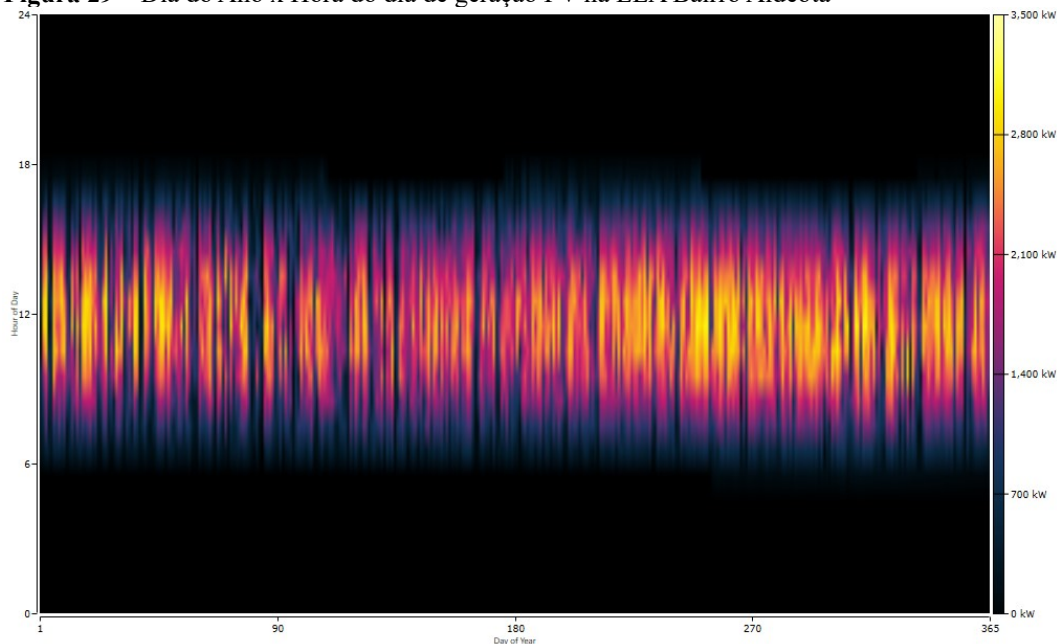
Fonte: Elaborado pelo autor.

A demanda de carga elétrica apresenta uma variabilidade diária de 10% e um intervalo de tempo de 20%. No entanto, seu comportamento se mantém dentro da faixa de

geração disponível. As baterias, por sua vez, mostram uma maior variação de comportamento, sendo utilizadas quando há falta de geração proveniente dos módulos FV, da geração eólica ou de ambas.

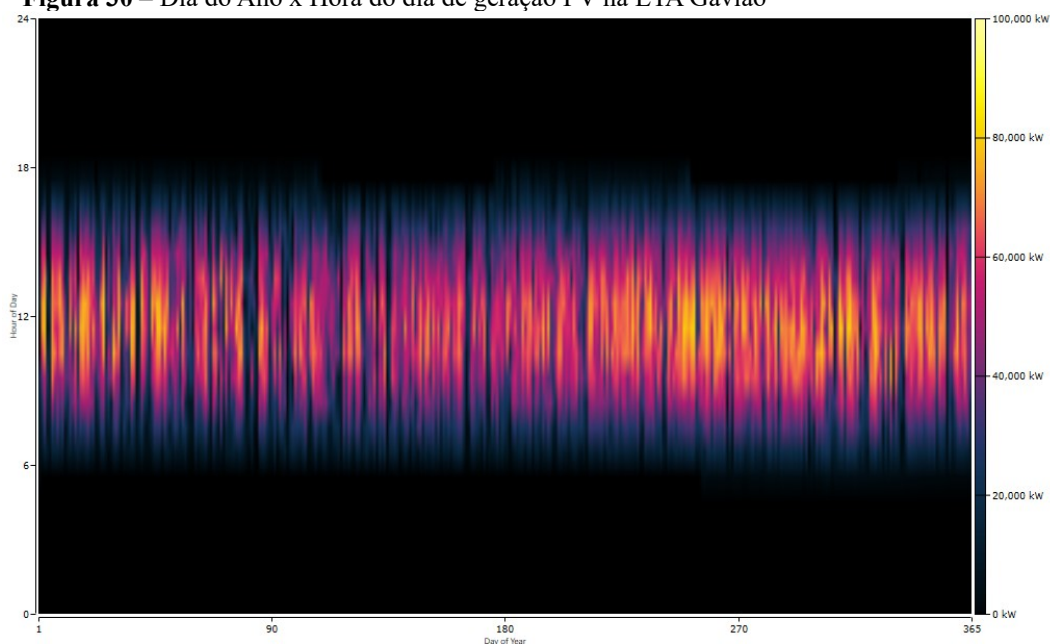
As Figuras 29 e 30 ilustram a ocorrência de geração FV por dia, hora e potência, sendo o eixo horizontal os dias do ano, o eixo vertical a esquerda as horas do dia e o eixo vertical a direita um gradiente de potência da cor mais escura em preto até a mais clara em amarelo. Entre seis horas e dezoito horas é o período que ocorre geração, sendo o centro as doze horas maior predominância do amarelo, indicando a zona de melhor geração. Pode-se observar a geração FV em ambas as localidades, sendo o segundo semestre do ano o momento de maior geração. Na primeira localidade, a capacidade nominal foi de 3.322 kW, com uma média de saída de 660 kW e um fator de capacidade de 19,9%. O valor máximo de saída foi de 3.087 kW, com uma penetração FV de 379%. O sistema operou por aproximadamente 4,33 horas, resultando em um custo nivelado de 0,0215 US\$/kWh. Na segunda localidade, a capacidade nominal foi de 86.920 kW, com uma média de saída de 17.271 kW e um fator de capacidade de 19,9%. O valor máximo de saída foi de 80.791 kW, com uma penetração FV de 406%. O sistema operou por aproximadamente 4,33 horas, resultando em um custo nivelado de 0,0215 US\$/kWh.

**Figura 29** – Dia do Ano x Hora do dia de geração FV na EEA Bairro Aldeota



Fonte: Elaborado pelo autor.

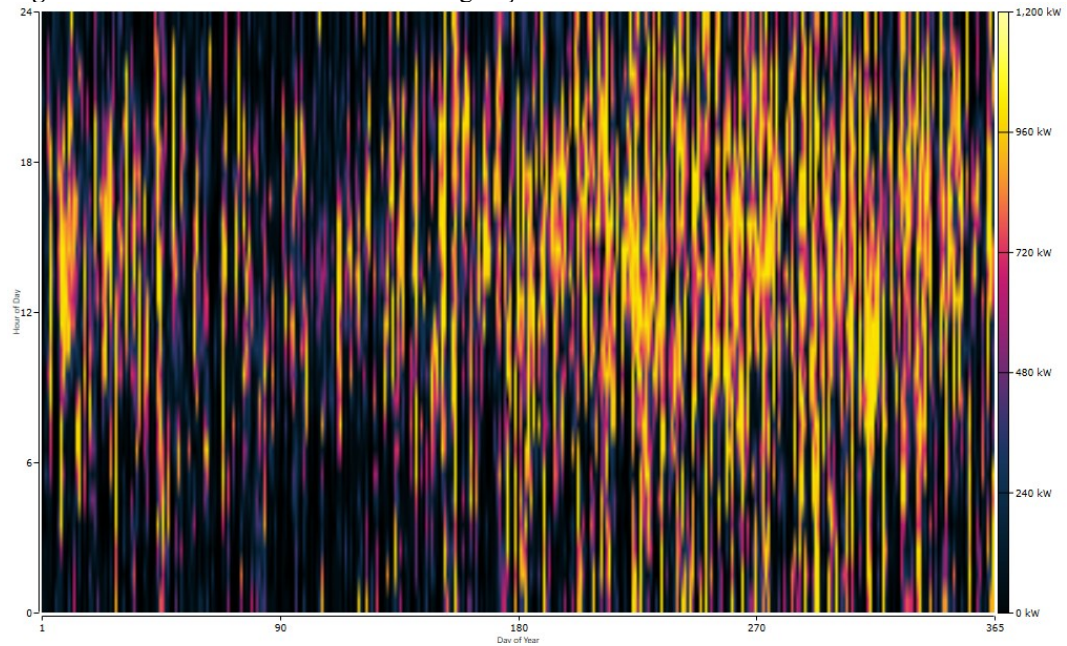
**Figura 30** – Dia do Ano x Hora do dia de geração FV na ETA Gavião



Fonte: Elaborado pelo autor.

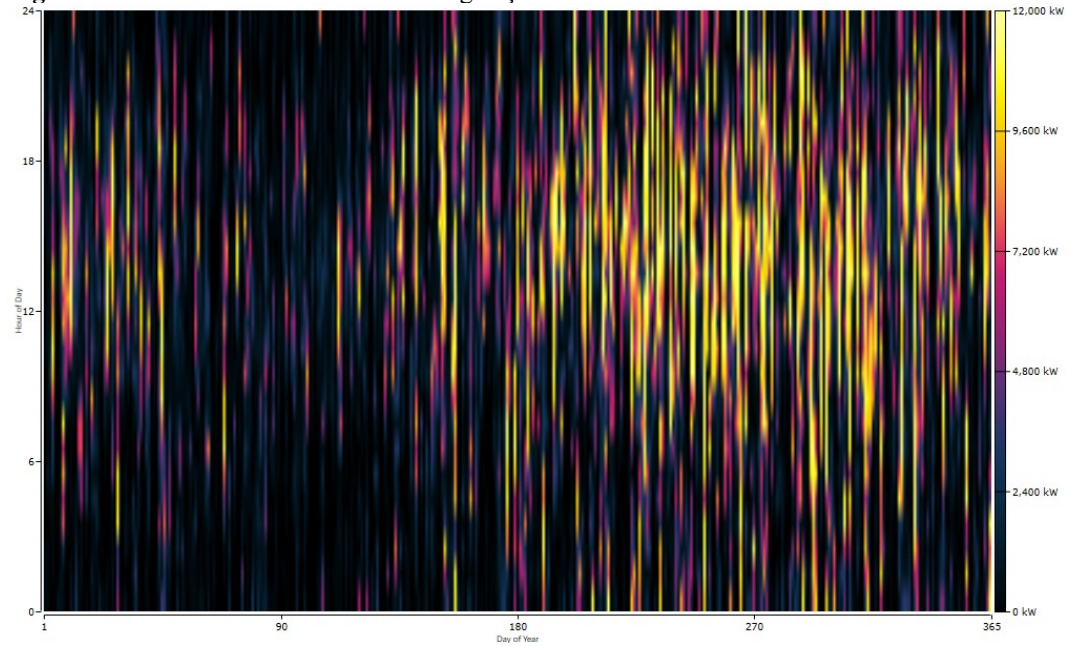
As Figuras 31 e 32 ilustram a ocorrência de geração eólica por dia, hora e potência, sendo o eixo horizontal os dias do ano, o eixo vertical a esquerda as horas do dia e o eixo vertical a direita um gradiente de potência da cor mais escura em preto até a mais clara em amarelo. A geração ocorre em diferentes horários do dia, porém é possível observar um aumento na intensidade da geração a partir do segundo semestre. Observa-se que a geração de eletricidade mais próxima do máximo da potência disponível no segundo semestre do ano. Na primeira localidade, a capacidade nominal total foi de 1.020 kW, com uma média de saída de 370 kW e um fator de capacidade de 36,2%. O valor máximo de saída foi de 1020 kW, com uma penetração de 212%. O sistema operou por aproximadamente 7,790 horas/ano, resultando em um custo nivelado de 0,102 US\$/kWh. Na segunda localidade, a capacidade nominal total foi de 11.400 kW, com uma média de saída de 2.427 kW e um fator de capacidade de 21,3%. O valor máximo de saída foi de 11.400 kW, com uma penetração de 57%. O sistema operou por aproximadamente 7,176 horas/ano, resultando em um custo nivelado de 0,174 US\$/kWh.

**Figura 31** – Dia do Ano x Hora do dia de geração eólica na EEA Bairro Aldeota



Fonte: Elaborado pelo autor.

**Figura 32** – Dia do Ano x Hora do dia de geração eólica na ETA Gavião



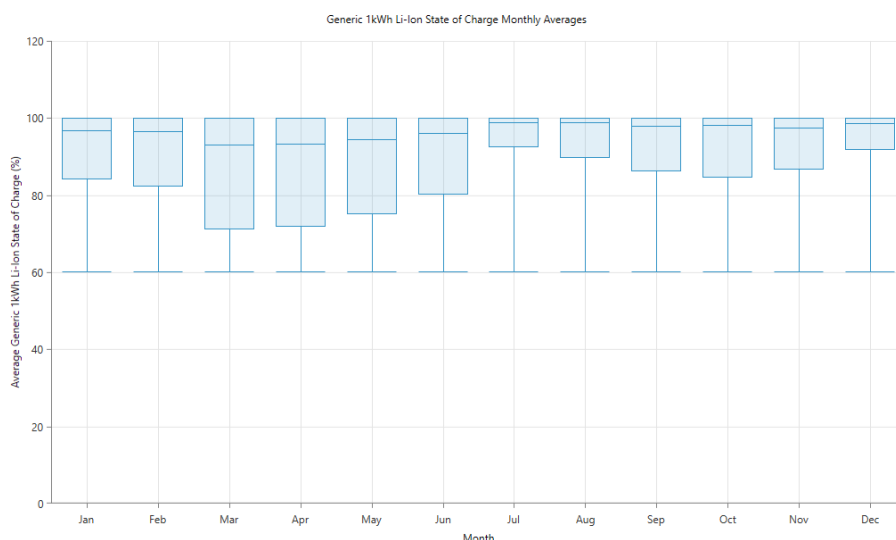
Fonte: Elaborado pelo autor.

A maioria das baterias modernas são recarregáveis e possuem um ciclo de vida útil que é afetado pela frequência de descarga e recarga. Na primeira localidade, há um total de 1163 baterias com autonomia de 2,67 horas e capacidade nominal de 1.163 kWh. Essas baterias armazenam anualmente 92.914 kWh de energia e descarregam 83.622 kWh, resultando em uma perda de 9.291 kWh ao longo do ano. Já na segunda localidade, existem 49.369 baterias com

autonomia de 4,64 horas e capacidade nominal de 49.369 kWh. Essas baterias armazenam anualmente 4.358,103 kWh de energia e descarregam 3.922,292 kWh, resultando em uma perda de 435,810 kWh ao longo do ano.

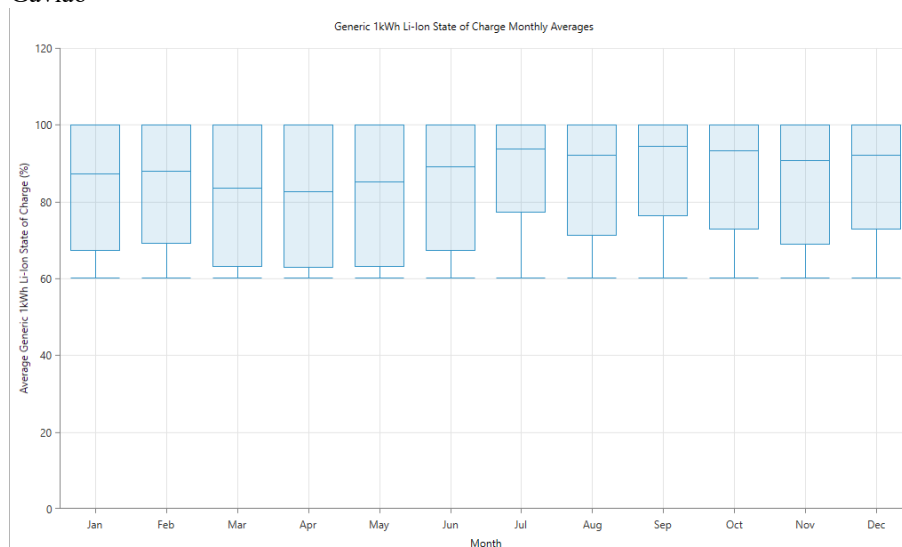
As Figuras 33 e 34 mostram os estados de carga mensais das baterias. O valor de carga e descarga é apresentado em porcentagem, onde 100% indica que a bateria está completamente carregada e 0% indica que está totalmente descarregada. É importante destacar que foi estabelecido um limite mínimo de 60% para a descarga da bateria, ou seja, a bateria nunca é descarregada completamente. Essa condição foi deliberadamente definida durante a otimização dos parâmetros, levando em consideração a influência dos ciclos de carga e descarga na vida útil da bateria. Descarregar a bateria completamente em cada ciclo pode resultar em maiores custos de substituição desse componente, além de aumentar o risco de a bateria atingir o nível crítico de carga mencionado anteriormente e desligar. Na primeira localidade, os meses de março, abril e maio apresentam a maior profundidade média de descarga das baterias, estando abaixo de 80%. Por outro lado, na segunda localidade, a maior profundidade de descarga ocorre nos meses de janeiro, fevereiro, março, abril, maio, junho e novembro. Com o aumento da demanda na segunda localidade as baterias foram descarregadas mais vezes durante o ano para manter a estabilidade da rede.

**Figura 33** – Estado de carga mensal indicando carga e descarga das Baterias na EEA Bairro Aldeota



Fonte: Elaborado pelo autor.

**Figura 34** – Estado de carga mensal indicando carga e descarga das Baterias na ETA Gavião

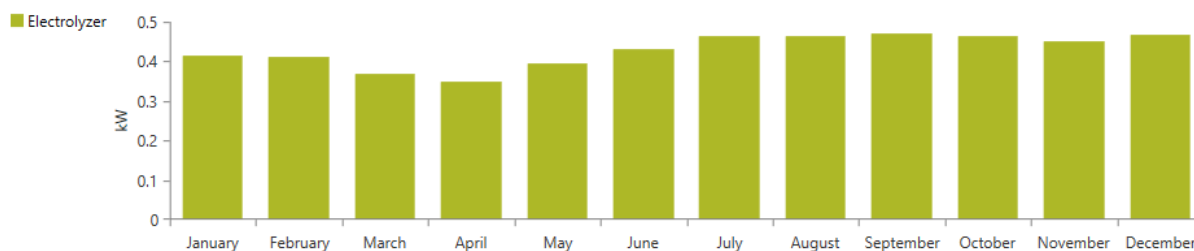


Fonte: Elaborado pelo autor.

As Figuras 35 e 36 ilustram a produção mensal e no eixo vertical a potência em hidrogênio disponibilizada pelo eletrolisador. Na primeira localidade, o eletrolisador produziu uma média de 157 kg/ano, enquanto a CaC consumiu em média 10,3 kg/ano. Já na segunda localidade, o eletrolisador gerou uma média de 106 kg/ano, e a CaC consumiu em média 10,2 kg/ano. O aumento da demanda na segunda localidade, não influenciou a produção de H<sub>2</sub>V em comparação à primeira localidade. O período de maior produção foi no segundo semestre e no início do ano.

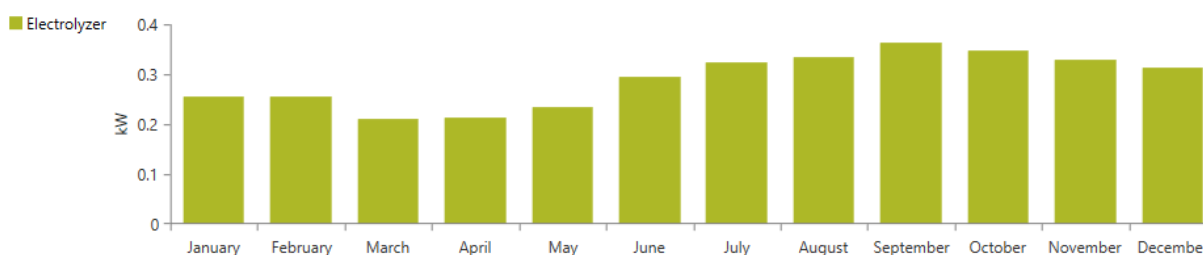
O tanque, que possui capacidade para 500 kg, totalizando 16.667 kWh de energia armazenada. Na primeira localidade, o tanque apresentou uma autonomia de 95,7 horas. No início do ano, possuía 100 kg armazenados, e no final do ano atingiu a marca de 247 kg. Já na segunda localidade, a autonomia do tanque foi de 3,91 horas. O tanque começou o ano com 100 kg armazenados e, ao final do ano, atingiu 195 kg. Em ambas as localidades o aumento de armazenamento de H<sub>2</sub>V ocorre a partir do segundo semestre.

**Figura 35** – Potência em hidrogênio mensal disponibilizada pelo eletrolisador na EEA Bairro Aldeota



Fonte: Elaborado pelo autor.

**Figura 36** – Potência em de hidrogênio mensal disponibilizada pelo eletrolisador na ETA Gavião



Fonte: Elaborado pelo autor.

### 6.3 Análise financeira da sensibilidade

A Tabela 16 foi preenchida com base nos melhores resultados obtidos para cada combinação de taxas para avaliar o impacto das taxas de desconto nominal e inflação no estudo. Em 2023, a taxa de desconto nominal é de 13,8%, enquanto a taxa de inflação é de 6,01%, sendo esses os valores utilizados nas análises anteriores. Essas configurações resultaram no menor NPC e no menor custo inicial, porém a segunda posição em relação ao custo de operação e manutenção (O&M) e a última posição em relação ao LCOE.

É importante destacar que um menor LCOE indica um resultado mais favorável, pois essa medida avalia o custo total de geração de eletricidade ao longo da vida útil de uma determinada fonte de energia. LCOE leva em consideração os custos de desenvolvimento, construção, operação, manutenção e combustível (se aplicável), além da capacidade de geração e vida útil da planta. Portanto, um menor LCOE indica um custo médio de geração de eletricidade mais baixo, tornando a fonte de energia mais competitiva em relação a outras opções de geração.

No cenário em que ocorre o menor LCOE, a taxa de desconto nominal é reduzida para 9,25% e a taxa de inflação se aproxima de 10,1%. Esse cenário também resulta no menor



custo de O&M. No entanto, é importante ressaltar que o NPC e o custo inicial são mais elevados do que no cenário econômico atual.

**Tabela 16** – Resultados otimizados financeiros nas diferentes configurações, localidades e taxas

Localidade	Taxa de desconto nominal (%)	Taxa de inflação (%)	NPC (US\$)	Custo Inicial (US\$)	O&M (US\$/ano)	LCOE (US\$/kWh)
EEA Bairro Aldeota	13,8	10,1	26,3 milhões	5,22 milhões	1,26 milhões	1,04
	9,25	10,1	38,1 milhões	5,22 milhões	1,19 milhões	0,92
	13,8	6,01	18,8 milhões	4,96 milhões	1,22 milhões	1,10
	9,25	6,01	27,1 milhões	5,22 milhões	1,26 milhões	1,04
ETA Gavião	13,8	10,1	1,12 bilhões	151 milhões	57,9 milhões	1,82
	9,25	10,1	1,65 bilhões	181 milhões	53,2 milhões	1,62
	13,8	6,01	793 milhões	93,0 milhões	61,7 milhões	1,90
	9,25	6,01	1,15 bilhões	150 milhões	57,9 milhões	1,81

Fonte: Elaborado pelo autor.

Nas duas localidades consideradas, os SHR surgem como uma solução viável para atender às demandas de bombeamento. Foi observada que a produção de eletricidade devido à integração FV e aerogeradores obteve os menores COE 1,10 US\$/kWh para primeira localidade e 1,90 US\$/kWh para a segunda. No entanto, a presença de sistemas de armazenamento de H<sub>2</sub>V não se mostrou significativa, pois o COE se manteve próximo 1,17 US\$/kWh para primeira localidade e 1,90 US\$/kWh para a segunda. Com a maior demanda da segunda localidade os aerogeradores perderam participação na geração de eletricidade. Na primeira localidade os aerogeradores foram responsáveis por 35,9% da geração enquanto que na segunda localidade foram responsáveis por 12,3%. Para as duas localidades, quando a geração é somente por fonte FV, o número de baterias e a potência disponibilizada são as mais elevadas, 1742 kW para primeira localidade e 59.169 kW para a segunda. Com a inclusão dos aerogeradores a potência de baterias na EEA Bairro Aldeota reduziu para 889 kW na configuração II de 1742 kW na configuração I e na ETA Gavião reduziu para 51.289 kW na configuração II de 59.169 kW na configuração I, sendo uma redução de 48,96% e 13,32% respectivamente.

O eletrolisador tem uma utilização limitada, produzindo 157 kg/ano para a EEA Bairro Aldeota e 106 kg/ano para a ETA Gavião. Apesar da demanda 20 vezes maior na ETA Gavião. O tanque é pouco usado devido à baixa produção. Seu uso como armazenamento secundário teve um impacto mínimo nos resultados, variando em 0,0019% para a EEA Bairro Aldeota e 0,000098% na ETA Gavião na geração total. A opção estratégica de usar apenas baterias de lítio como armazenamento é eficaz para atender às demandas energéticas, otimizando o sistema e maximizando as fontes renováveis disponíveis, resultando em melhor desempenho e custos. A otimização prioriza as baterias para armazenar o excesso de energia.



## 7 CONCLUSÃO

A principal fonte de energia que atendeu às demandas de 3.716,99 kWh na EEA Bairro Aldeota e 81.758,00 kWh na ETA Gavião foi a geração FV, representando 64,1% e 87,7%, respectivamente. Essa fonte teve um desempenho superior no segundo semestre, bem como os aerogeradores. Nos resultados mais vantajosos, onde o LCOE foi reduzido, as baterias foram preferidas para o armazenamento de energia, entretanto, não se encontrou um sistema otimizado que priorizasse a produção e utilização de hidrogênio para suprir as flutuações de energia no SHR.

A configuração II, composta por módulos FV, aerogeradores, baterias de lítio e conversores de energia, evidencia resultados superiores em relação às outras opções analisadas. Os SHR se mostram viáveis para atender às demandas de bombeamento de água em ambas as localidades, apresentando um LCOE de 1,10 US\$/kWh para EEA Bairro Aldeota e 1,90 US\$/kWh para ETA Gavião. Esses valores ultrapassam a taxa de referência da rede local de 0,35 US\$/kWh, indicando a necessidade de otimização do modelo. Entre as distintas configurações analisadas, a configuração I, desprovida de aerogeradores, mostrou-se como a menos otimizada e mais dispendiosa. No entanto, a configuração III exibiu resultados comparáveis à configuração II na ETA Gavião, porém com um LCOE mais alto na EEA Bairro Aldeota.

Opta-se por utilizar um software consolidado e reconhecido para a otimização, garantindo resultados detalhados e precisos. Contudo, devido à natureza fechada do software privativo, é desafiador compreender completamente e realizar ajustes específicos para melhorias, ressaltando a importância do desenvolvimento de uma tecnologia nacional ou de uma alternativa de código aberto equivalente.

## REFERÊNCIAS

ABDELKAREEM, Mohammad Ali; AYOUB, Mohamad; KHURI, Siren; ALAMI, Abdul Hai; SAYED, Enas Taha; DEEPA, T D; OLABI, A.G.. Environmental aspects of batteries. **Sustainable Horizons**, [S.L.], v. 8, p. 100074, dez. 2023. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.horiz.2023.100074>.

ABHILASH, P.; KUMAR, R. N.; KUMAR, R. P. Solar powered water pump with single axis tracking system for irrigation purpose. **Materials Today: Proceedings**, v. 39, p. 553–557, 2020.

ADARAMOLA, Muyiwa S.; QUANSAH, David A.; AGELIN-CHAAB, Martin; PAUL, Samuel S.. Multipurpose renewable energy resources based hybrid energy system for remote community in northern Ghana. **Sustainable Energy Technologies And Assessments**, [S.L.], v. 22, p. 161-170, ago. 2017. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.seta.2017.02.011>

ADECE. **Atlas Eólico e Solar**. Disponível em: <<http://atlas.adece.ce.gov.br/User?ReturnUrl=%2F>>. Acesso em: 21 nov. 2023.

AGUIAR, V. **Previsão de inflação do mercado financeiro sobe para 6,01% em 2023**. Disponível em: <<https://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2023-04/previsao-de-inflacao-do-mercado-financeiro-sobe-para-601-em-2023>>. Acesso em: 22 abr. 2023.

AL-ADDOUS, Mohammad; HMIDAN, Sahil Al; JARADAT, Mustafa; ALASIS, Emil; BARBANA, Nesrine. Potential and Feasibility Study of Hybrid Wind–Hydroelectric Power System with Water-Pumping Storage: Jordan as a case study. **Applied Sciences**, [S.L.], v. 10, n. 9, p. 3332, 11 maio 2020. MDPI AG. <http://dx.doi.org/10.3390/app10093332>.

AL-GHUSSAIN, Loiy; SAMU, Remember; TAYLAN, Onur; FAHRIOGLU, Murat. Sizing renewable energy systems with energy storage systems in microgrids for maximum cost-efficient utilization of renewable energy resources. **Sustainable Cities And Society**, [S.L.], v. 55, p. 102059, abr. 2020. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.scs.2020.102059>.

AL-GHUSSAIN, Loiy; AHMAD, Adnan Darwish; ABUBAKER, Ahmad M.; MOHAMED, Mohamed A.. An integrated photovoltaic/wind/biomass and hybrid energy storage systems towards 100% renewable energy microgrids in university campuses. **Sustainable Energy Technologies And Assessments**, [S.L.], v. 46, p. 101273, ago. 2021. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.seta.2021.101273>.

AMARANTE, O. A. C., ZACK, M. B. J., LEITE DE SÁ, A. **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro**. Em: 1. ed. Brasília: Centro de Pesquisas de Energia Elétrica/CEPEL, 2001

ANDERSSON, J.; GRÖNKVIST, S. Large-scale storage of hydrogen. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 44, n. 23, p. 11901–11919, 3 maio 2019.

ANEEL. **Parte III fontes não-renováveis: derivados de petróleo**. 3. ed. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2008.

ANEEL, S. **Geração Distribuída**. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida>>. Acesso em: 10 jul. 2021.

ANEEL/ABSOLAR, 2023. **INFOGRÁFICO DA ABSOLAR (2023)- Matriz Elétrica Brasileira**. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>>. Acesso em: 18 nov. 2023.

ANSORENA RUIZ, R.; VILDER, L.H. de; PRASASTI, E.B.; AOUAD, M.; LUCA, A. de; GEISSELER, B.; TERHEIDEN, K.; SCANU, S.; MICCOLI, A.; ROEBER, V.. Low-head pumped hydro storage: a review on civil structure designs, legal and environmental aspects to make its realization feasible in seawater. **Renewable And Sustainable Energy Reviews**, [S.L.], v. 160, p. 112281, maio 2022. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2022.112281>.

ARAUJO, Danielly; BATISTA, Natasha; CARVALHO, Paulo; REGES, Jonas; COSTA, Douglas; DIAS, Robson; FREITAS, Deivid; LIMA, Siomara; RAMOS, Kaio; RIBEIRO, Shakil. Renewable Hybrid Systems: characterization and tendencies. **Ieee Latin America Transactions**, [S.L.], v. 18, n. 01, p. 102-112, jan. 2020. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). <http://dx.doi.org/10.1109/tla.2020.9049467>.

ARRUDA, M. F. DE. **Desempenho técnico-financeiro de sistema híbrido eólico-solar aplicado ao bombeamento de água**. Dissertação em Engenharia Elétrica—Fortaleza: Universidade Federal do Ceará, 2015.

ATAWI, I. E. et al. Recent Advances in Hybrid Energy Storage System Integrated Renewable Power Generation: Configuration, Control, Applications, and Future Directions. **Batteries**, v. 9, n. 1, p. 29, 30 dez. 2023.

AYODELE, Esan; MISRA, Sanjay; DAMASEVICIUS, Robertas; MASKELIUNAS, Rytis. Hybrid microgrid for microfinance institutions in rural areas – A field demonstration in West Africa. **Sustainable Energy Technologies And Assessments**, [S.L.], v. 35, p. 89-97, out. 2019. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.seta.2019.06.009>.

BACALTCHUK, J.; PLATCHECK, E.R.; CASTELO, G. (2015). Usinas Hidrelétricas Reversíveis com uso compartilhado de reservatórios existentes. In **Anais do Comitê Brasileiro de Barragens**, XXX Seminário Nacional de Grandes Barragens Foz do Iguaçu – Paraná. 2015.

BAHRAMARA, S.; MOGHADDAM, M. P.; HAGHIFAM, M. R. Optimal planning of hybrid renewable energy systems using HOMER: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 62, p. 609–620, 2016.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Março 2022 \ Banco Central do Brasil \ Relatório de Inflação \ 77**. [s.l: s.n.].

BEKELE, G.; TADESSE, G. Feasibility study of small Hydro/PV/Wind hybrid system for off-grid rural electrification in Ethiopia. **Applied Energy**, v. 97, p. 5–15, 2012.

BEKELEA, G.; BONEYA, G. Design of a Photovoltaic-Wind Hybrid Power Generation System for Ethiopian Remote Area. **Energy Procedia**, v. 14, p. 1760–1765, 1 jan. 2012.

BERNAL-AGUSTÍN, José L.; LÓPEZ, Rodolfo Dufo-; NAVARRO, José A. Dominguez; YUSTA-LOYO, José M.. Optimal design of a PV-wind system for water pumping. **Renewable Energy And Power Quality Journal**, [S.L.], v. 1, n. 06, p. 788-793, mar. 2008. AEDERMACP

(European Association for the Development of Renewable Energies and Power Quality). <http://dx.doi.org/10.24084/repqi06.450>.

BORGES NETO, M.R.; CARVALHO, P.C.M.; CARIOCA, J.O.B.; CANAFÍSTULA, F.J.F.. Biogas/photovoltaic hybrid power system for decentralized energy supply of rural areas. **Energy Policy**, [S.L.], v. 38, n. 8, p. 4497-4506, ago. 2010. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2010.04.004>.

CALISE, Francesco; CAPPIELLO, Francesco Liberato; D'ACCADIA, Massimo Dentice; VICIDOMINI, Maria. Dynamic modelling and thermoeconomic analysis of micro wind turbines and building integrated photovoltaic panels. **Renewable Energy**, [S.L.], v. 160, p. 633-652, nov. 2020. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2020.06.075>.

CANALES, F. A.; BELUCO, A.; MENDES, C. A. B. Usinas hidrelétricas reversíveis no Brasil e no mundo: aplicação e perspectivas. **Revista Eletrônica em Gestão, Educação e Tecnologia Ambiental - Revista do Centro de Ciências Naturais e Exatas – UFSM**, v. 19, n. 2, p. 1230–1249, 2015a.

CANALES, F. A.; BELUCO, A.; MENDES, C. A. B. A comparative study of a wind hydro hybrid system with water storage capacity: Conventional reservoir or pumped storage plant? **Journal of Energy Storage**, v. 4, p. 96–105, 1 dez. 2015b.

CARROQUINO, J.; DUFO-LÓPEZ, R.; BERNAL-AGUSTÍN, J. L. Sizing stand-alone hybrid generation for seasonal irrigation pumping. **Renewable Energy and Power Quality Journal**, v. 1, n. 9, p. 389–401, 2011.

CARROQUINO, J.; DUFO-LÓPEZ, R.; BERNAL-AGUSTÍN, J. L. Sizing of off-grid renewable energy systems for drip irrigation in Mediterranean crops. **Renewable Energy**, v. 76, p. 566–574, 1 abr. 2015.

CARVALHO, Paulo C. M.; CARVALHO, Lucas A. D.; HILUY FILHO, João J.; OLIVEIRA, Renato S. H.. Feasibility study of photovoltaic powered reverse osmosis and pumping plant configurations. **Iet Renewable Power Generation**, [S.L.], v. 7, n. 2, p. 134-143, mar. 2013. Institution of Engineering and Technology (IET). <http://dx.doi.org/10.1049/iet-rpg.2012.0228>.

CNN BRASIL. **Energia solar supera eólica e se torna 2ª maior fonte brasileira, diz Absolar**. Disponível em: <[https://www.cnnbrasil.com.br/economia/energia-solar-supera-eolica-e-se-torna-2a-maior-fonte-brasileira-diz-absolar/#:~:text=A%20energia%20solar%20fotovoltaica%20se,Energia%20Solar%20Fotovoltaica%20\(Absolar\).](https://www.cnnbrasil.com.br/economia/energia-solar-supera-eolica-e-se-torna-2a-maior-fonte-brasileira-diz-absolar/#:~:text=A%20energia%20solar%20fotovoltaica%20se,Energia%20Solar%20Fotovoltaica%20(Absolar).>)>. Acesso em: 19 ago. 2023.

CREMONESE, L.; MBUNGU, G. K.; QUITZOW, R. The sustainability of green hydrogen: An uncertain proposition. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 48, n. 51, p. 19422–19436, jun. 2023.

CRUZ, I. S.; BATISTA, N. E.; CARVALHO, P. C. M. Renewable Hybrid Systems for Water Pumping: a Review. **IEEE LATIN AMERICA TRANSACTIONS**, v. 20, p. 2263–2274, 2022.

DAS, Barun K.; HASAN, Mahmudul; RASHID, Fazlur. Optimal sizing of a grid-independent PV/diesel/pump-hydro hybrid system: a case study in Bangladesh. **Sustainable Energy**

**Technologies And Assessments**, [S.L.], v. 44, p. 100997, abr. 2021. <http://dx.doi.org/10.1016/j.seta.2021.100997>.

DAS, M.; SINGH, M. A. K.; BISWAS, A. Techno-economic optimization of an off-grid hybrid renewable energy system using metaheuristic optimization approaches – Case of a radio transmitter station in India. **Energy Conversion and Management**, v. 185, p. 339–352, 1 abr. 2019.

CARVALHO, Paulo Cesar Marques de; RIFFEL, Douglas Bressan; FREIRE, Cristiano; MONTENEGRO, Francisco Fabio Damasceno. The Brazilian experience with a photovoltaic powered reverse osmosis plant. **Progress In Photovoltaics: Research and Applications**, [S.L.], v. 12, n. 5, p. 373-385, 23 jul. 2004. Wiley. <http://dx.doi.org/10.1002/pip.543>.

DIAWUO, F. A.; AMANOR, R. T. Need for pumped hydro energy storage systems. **Pumped Hydro Energy Storage for Hybrid Systems**, p. 23–41, 1 jan. 2022.

EISAPOUR, A. H.; JAFARPUR, K.; FARJAH, E. **Feasibility study of a smart hybrid renewable energy system to supply the electricity and heat demand of Eram Campus, Shiraz University; simulation, optimization, and sensitivity analysis**. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2021.114779>>.

ENEL CEARÁ. **Tarifas Enel - CE fornecimento em baixa tensão vigência 22/04/2023**. Disponível em: <[https://www.enel.com.br/content/dam/enel-br/megamenu/taxas,-tarifas-e-impostos/Tarifas-ENELCE\\_Hist\\_Verde\\_REH.3.185\\_22042023.pdf](https://www.enel.com.br/content/dam/enel-br/megamenu/taxas,-tarifas-e-impostos/Tarifas-ENELCE_Hist_Verde_REH.3.185_22042023.pdf)>. Acesso em: 22 nov. 2023.

EPE. **Participação De Empreendimentos Eólicos Nos Leilões De Energia No Brasil**. Disponível em: <[https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-251/topico-394/NT\\_EPE-DEE-NT-041\\_2018-r0.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-251/topico-394/NT_EPE-DEE-NT-041_2018-r0.pdf)>.

EPE. **Leilão de Energia Nova A-4 2022**. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/leiloes-de-energia/leiloes/leilao-de-energia-nova-a4-2022>>. Acesso em: 3 ago. 2022.

EZIYI, I.; KROTHAPALLI, A. Sustainable rural development: Solar/Biomass hybrid renewable energy system. **Energy Procedia**, v. 57, p. 1492–1501, 1 jan. 2014.

FERRARI, H. **Taxa Selic fecha 2021 aos 9,25% ao ano, o maior patamar desde 2017**. Disponível em: <<https://www.poder360.com.br/economia/taxa-selic-fecha-2021-aos-925-ao-ano-o-maior-patamar-desde-2017/#:~:text=Taxa%20Selic%20fecha%202021%20aos,o%20maior%20patamar%20desde%202017>>. Acesso em: 22 abr. 2023.

GEBREHIWOT, Kiflom; MONDAL, Md. Alam Hossain; RINGLER, Claudia; GEBREMESKEL, Abiti Getaneh. Optimization and cost-benefit assessment of hybrid power systems for off-grid rural electrification in Ethiopia. **Energy**, [S.L.], v. 177, p. 234-246, jun. 2019. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2019.04.095>.

GOPAL, C.; MOHANRAJ, M.; CHANDRAMOHAN, P.; CHANDRASEKAR, P.. Renewable energy source water pumping systems—A literature review. **Renewable And Sustainable**

**Energy Reviews**, [S.L.], v. 25, p. 351-370, set. 2013. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2013.04.012>.

GUEZGOUZ, Mohammed; JURASZ, Jakub; BEKKOUCHE, Bennaissa; MA, Tao; JAVED, Muhammad Shahzad; KIES, Alexander. Optimal hybrid pumped hydro-battery storage scheme for off-grid renewable energy systems. **Energy Conversion And Management**, [S.L.], v. 199, p. 112046, nov. 2019. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2019.112046>.

GUPTA, Ruchi; SOINI, Martin Christoph; PATEL, Martin Kumar; PARRA, David. Levelized cost of solar photovoltaics and wind supported by storage technologies to supply firm electricity. **Journal Of Energy Storage**, [S.L.], v. 27, p. 101027, fev. 2020. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.est.2019.101027>.

HOSSAIN, Eklas; FARUQUE, Hossain; SUNNY, Md.; MOHAMMAD, Naeem; NAWAR, Nafiu. A Comprehensive Review on Energy Storage Systems: types, comparison, current scenario, applications, barriers, and potential solutions, policies, and future prospects. **Energies**, [S.L.], v. 13, n. 14, p. 3651, 15 jul. 2020. MDPI AG. <http://dx.doi.org/10.3390/en13143651>.

INPE. **INPE coordena atividades do Projeto SWERA no Brasil**. Disponível em: <[http://www.inpe.br/noticias/noticia.php?Cod\\_Noticia=324](http://www.inpe.br/noticias/noticia.php?Cod_Noticia=324)>. Acesso em: 20 jun. 2022.

ISLAM, M.s.; DAS, Barun K.; DAS, Pronob; RAHAMAN, Md Habibur. Techno-economic optimization of a zero emission energy system for a coastal community in Newfoundland, Canada. **Energy**, [S.L.], v. 220, p. 119709, abr. 2021. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2020.119709>.

JAVED, Muhammad Shahzad; ZHONG, Dan; MA, Tao; SONG, Aotian; AHMED, Salman. Hybrid pumped hydro and battery storage for renewable energy based power supply system. **Applied Energy**, [S.L.], v. 257, p. 114026, jan. 2020. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.114026>.

JAVED, Muhammad Shahzad; MA, Tao; JURASZ, Jakub; CANALES, Fausto A.; LIN, Shaoquan; AHMED, Salman; ZHANG, Yijie. Economic analysis and optimization of a renewable energy based power supply system with different energy storages for a remote island. **Renewable Energy**, [S.L.], v. 164, p. 1376-1394, fev. 2021. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2020.10.063>.

JURASZ, Jakub; MIKULIK, Jerzy; KRZYWDA, Magdalena; CIAPAŁA, Bartłomiej; JANOWSKI, Mirosław. Integrating a wind- and solar-powered hybrid to the power system by coupling it with a hydroelectric power station with pumping installation. **Energy**, [S.L.], v. 144, p. 549-563, fev. 2018. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2017.12.011>.

KALDELLIS, J. K. Stand-alone and hybrid wind energy systems: Technology, energy storage and applications. **Stand-Alone and Hybrid Wind Energy Systems: Technology, Energy Storage and Applications**, p. 1–554, 2010.

KAYFECI, M.; KEÇEBAŞ, A. Hydrogen storage. **Solar Hydrogen Production: Processes, Systems and Technologies**, p. 85–110, 1 jan. 2019.

KHAN, M. A. M.; REHMAN, S.; AL-SULAIMAN, F. A. A hybrid renewable energy system as a potential energy source for water desalination using reverse osmosis: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 97, n. August, p. 456–477, 2018.

KHIAREDDINE, Abla; SALAH, Chokri Ben; REKIOUA, Djamila; MIMOUNI, Mohamed Faouzi. Sizing methodology for hybrid photovoltaic /wind/ hydrogen/battery integrated to energy management strategy for pumping system. **Energy**, [S.L.], v. 153, p. 743-762, jun. 2018. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2018.04.073>.

KOSE, F.; AKSOY, M. H.; OZGOREN, M. Experimental investigation of solar/wind hybrid system for irrigation in Konya, Turkey. **Thermal Science**, v. 23, n. 6 Part B, p. 4129–4139, 2019.

KOTB, Kotb M.; ELKADEEM, M.R.; KHALIL, Ahmed; IMAM, Sherif M.; HAMADA, Mohamed A.; SHARSHIR, Swellam W.; DÁN, András. A fuzzy decision-making model for optimal design of solar, wind, diesel-based RO desalination integrating flow-battery and pumped-hydro storage: case study in baltim, egypt. **Energy Conversion And Management**, [S.L.], v. 235, p. 113962, maio 2021. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2021.113962>.

KUSAKANA, K. Optimal scheduling for distributed hybrid system with pumped hydro storage. **Energy Conversion and Management**, v. 111, p. 253–260, 1 mar. 2016.

L. DA SILVA, A. BELUCO, AND G. D. A wind PV diesel hybrid system for energizing a sewage station in Santa Rosa, in southern Brazil. **IEEE Latin America Transactions**, v. 18, n. 4, p. 773–780, 2020.

LI, P. et al. Progress, challenges, and prospects of spent lithium-ion batteries recycling: A review. **Journal of Energy Chemistry**, v. 89, p. 144–171, fev. 2024.

LIAN, Jijian; ZHANG, Yusheng; MA, Chao; YANG, Yang; CHAIMA, Evance. A review on recent sizing methodologies of hybrid renewable energy systems. **Energy Conversion And Management**, [S.L.], v. 199, p. 112027, nov. 2019. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2019.112027>.

LIU, Jun; JIAN, Lirong; WANG, Wenting; QIU, Zumeng; ZHANG, Jianjun; DASTBAZ, Parisa. The role of energy storage systems in resilience enhancement of health care centers with critical loads. **Journal Of Energy Storage**, [S.L.], v. 33, p. 102086, jan. 2021a. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.est.2020.102086>.

LIU, Xiaoyu; LI, Nan; MU, Hailin; LI, Miao; LIU, Xinxin. Techno-energy-economic assessment of a high capacity offshore wind-pumped-storage hybrid power system for regional power system. **Journal Of Energy Storage**, [S.L.], v. 41, p. 102892, set. 2021. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.est.2021.102892>.

LUO, Xing; WANG, Jihong; DOONER, Mark; CLARKE, Jonathan. Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation. **Applied Energy**, [S.L.], v. 137, p. 511-536, jan. 2015. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.09.081>.

MA, Tao; YANG, Hongxing; LU, Lin; PENG, Jinqing. Technical feasibility study on a standalone hybrid solar-wind system with pumped hydro storage for a remote island in Hong Kong. **Renewable Energy**, [S.L.], v. 69, p. 7-15, set. 2014. <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2014.03.028>.

MA, Tao; YANG, Hongxing; LU, Lin; PENG, Jinqing. Optimal design of an autonomous solar-wind-pumped storage power supply system. **Applied Energy**, [S.L.], v. 160, p. 728-736, dez. 2015. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.11.026>.

MAISANAM, Anil Kumar Singh; BISWAS, Agnimitra; SHARMA, Kaushal Kumar. Integrated socio-environmental and techno-economic factors for designing and sizing of a sustainable hybrid renewable energy system. **Energy Conversion And Management**, [S.L.], v. 247, p. 114709, nov. 2021. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2021.114709>.

MAKHDOOMI, S.; ASKARZADEH, A. **Impact of solar tracker and energy storage system on sizing of hybrid energy systems: A comparison between diesel/PV/PHS and diesel/PV/FC**. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.120920>>.

MAZZEO, D. Solar and wind assisted heat pump to meet the building air conditioning and electric energy demand in the presence of an electric vehicle charging station and battery storage. **Journal of Cleaner Production**, v. 213, p. 1228–1250, 10 mar. 2019.

EPE. **Estudos de planejamento da expansão da geração**. Disponível em: <[https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-386/EPE\\_DEE\\_NT\\_029\\_2019\\_r0\\_Usinas\\_hibridas.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-386/EPE_DEE_NT_029_2019_r0_Usinas_hibridas.pdf)>.

NAÇÕES UNIDAS. **Objetivo de Desenvolvimento Sustentável**. Disponível em: <<https://brasil.un.org/pt-br/sdgs>>. Acesso em: 12 jun. 2022.

NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY; UL SOLUTIONS. **HOMER Pro**. Disponível em: <<https://www.homerenergy.com/products/pro/index.html>>. Acesso em: 19 ago. 2023.

NEZHAD, Ali Esmaeel; MOBTAHEJ, Mohammadamin; JAVADI, Mohammad Sadegh; NARDELLI, Pedro H.J.; SAHOO, Subham. Optimal operation of lithium-ion batteries in microgrids using a semidefinite thermal model. **International Journal Of Electrical Power & Energy Systems**, [S.L.], v. 155, p. 109630, jan. 2024. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijepes.2023.109630>.

OUACHANI, I.; RABHI, A.; YAHYAOU, I.; TIDHAF, B.; TADEO, T. Fernando. Renewable Energy Management Algorithm for a Water Pumping System. **Energy Procedia**, [S.L.], v. 111, p. 1030-1039, mar. 2017. <http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.266>.

PEREIRA, E. B., MARTINS, F. R., ABREU, S. L. COSTA, R.S. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. São José dos Campos: INPE. 2017. v. 2. 80p.

PEREIRA, E. B., MARTINS, F. R., ABREU, S. L., RÜTHER, R. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. São José dos Campos: INPE. 2006. v. 1. 66p.



PINHO, J. T., BARBOSA, C. S.O, PEREIRA, E. J. S., SOUZA, H. M. S, BLASQUES, L. C.M, GARLHADO, M. A. B, MACÊDO, W. N. **Sistemas Híbridos: Soluções Energéticas para a Amazônia**. 1. ed. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2008.

POWELL, J. W.; WELSH, J. M.; FARQUHARSON, R. Investment analysis of solar energy in a hybrid diesel irrigation pumping system in New South Wales, Australia. **Journal of Cleaner Production**, v. 224, p. 444–454, 1 jul. 2019.

PREFEITURA DE FORTALEZA. **Plano municipal de saneamento básico de Fortaleza convênio de cooperação técnica entre companhia de água e esgoto do Ceará - CAGECE e agência reguladora de Fortaleza - ACFOR relatório de andamento e diagnóstico do sistema de abastecimento de água**. Disponível em: <[https://urbanismoemeioambiente.fortaleza.ce.gov.br/images/urbanismo-e-meio-ambiente/infocidade/diagnostico\\_de\\_abastecimento\\_de\\_agua.pdf](https://urbanismoemeioambiente.fortaleza.ce.gov.br/images/urbanismo-e-meio-ambiente/infocidade/diagnostico_de_abastecimento_de_agua.pdf)>. Acesso em: 15 abr. 2023.

RAMKIRAN B. Solar powered Reverse Osmosis - A solution for Energy and Water Crisis. 2015 **International Conference On Innovations In Information, Embedded And Communication Systems (Iciiecs)**, Coimbra- Índia, v. 23, n. 1, mar. 2015. IEEE. <http://dx.doi.org/10.1109/iciiecs.2015.7193218>. Acesso em: 12 jan. 2022

RASTLER, D. et al. **Electricity Energy Storage Technology Options: A White Paper Primer on Applications, Costs, and Benefits Electric Power Research Institute**. Palo Alto: [s.n.]. Disponível em: <<http://large.stanford.edu/courses/2012/ph240/doshay1/docs/EPRI.pdf>>. Acesso em: 20 fev. 2024.

REHMAN, S.; AL-HADHRAMI, L. M.; ALAM, M. M. Pumped hydro energy storage system: A technological review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 44, p. 586–598, 1 abr. 2015.

REKIOUA, D.; MATAGNE, E. Optimisation of Photovoltaic Power Systems. Modelisation, Simulation and Control. **Green Energy and Technology**, p. 1–287, 2012.

REN, Guorui; WAN, Jie; LIU, Jinfu; YU, Daren. Spatial and temporal assessments of complementarity for renewable energy resources in China. **Energy**, [S.L.], v. 177, p. 262-275, jun. 2019. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2019.04.023>.

RIVEIRA, C. **Copom mantém Selic em 13,75% pela quinta reunião consecutiva**. Disponível em: <<https://exame.com/economia/decisao-copom-selic-marco-2023/>>. Acesso em: 22 abr. 2023.

SAMY, M. M.; MOSAAD, M. I.; BARAKAT, S. Optimal economic study of hybrid PV-wind-fuel cell system integrated to unreliable electric utility using hybrid search optimization technique. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 46, n. 20, p. 11217–11231, 2021.

SHAHZAD JAVED, M.; MA, Tao; JURASZ, Jakub; AMIN, Muhammad Yasir. Solar and wind power generation systems with pumped hydro storage: review and future perspectives. **Renewable Energy**, [S.L.], v. 148, p. 176-192, abr. 2020. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2019.11.157>.

SHAHZAD JAVED, M.; MA, Tao; JURASZ, Jakub; AHMED, Salman; MIKULIK, Jerzy. Performance comparison of heuristic algorithms for optimization of hybrid off-grid renewable energy systems. **Energy**, [S.L.], v. 210, p. 118599, nov. 2020. <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2020.118599>.

SHERIF, S. A.; BARBIR, F.; VEZIROGLU, T. N. Wind energy and the hydrogen economy—review of the technology. **Solar Energy**, v. 78, n. 5, p. 647–660, 1 maio 2005.

SHYAM, B.; KRISHNA, B. H.; KANAKASABAPATHY, P. Optimal scheduling of hybrid pumped hydro storage system using linear programming. **International Journal of Recent Technology and Engineering**, v. 8, n. 2 Special Issue 8, p. 1575–1580, 2019.

SILVA, R. B. DA. **Análise da viabilidade do uso de planta fotovoltaica conectada à rede em estações elevatórias de água**. Fortaleza: UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ, 2017.

SILVA, R. B. DA; COSTA, A. C. A.; MOURA, M. P. M.; CARVALHO, P. C. M. **Análise da viabilidade do uso de planta fotovoltaica conectada à rede em estações elevatórias de água**. VII Congresso Brasileiro de Energia Solar. **Anais...** Gramado: 2018. Disponível em: <<https://repositorio.ufc.br/handle/riufc/57095>>. Acesso em: 15 abr. 2023

SILVA, João Vitor Linhares; RODRIGUES, Mateus Ismael; TAPIA, Gabriel Ivan Medina. ANÁLISE TÉCNICA E ECONÔMICA DE UM SISTEMA HÍBRIDO EÓLICO-SOLAR OFF-GRID EM UMA REGIÃO RURAL NO ESTADO DO RIO GRANDE DO NORTE. **Anais Congresso Brasileiro de Energia Solar - Cbens**, Fortaleza, v. 8, n. 1, p. 1-11, nov. 2020. Associação Brasileira de Energia Solar. <http://dx.doi.org/10.59627/cbens.2020.942>.

SOLAR INC, C. **CanadianSolar-HiKu\_CS3W-P\_High Efficiency\_v5.584\_J2\_A4\_PT**. Disponível em: <<https://www.csisolar.com/br/downloads?downid=610>>. Acesso em: 22 abr. 2023.

SØRENSEN, B.; SPAZZAFUMO, G. Hydrogen and Fuel Cells- 2018- Chapter 6. *In: Hydrogen and Fuel Cells*. [s.l.] Elsevier Ltd, 2018. p. 413–461.

STAFFELL, I.; PFENNINGER, S. The increasing impact of weather on electricity supply and demand. **Energy**, v. 145, p. 65–78, 15 fev. 2018.

SULTAN, H. M.; DIAB, A. A. Z.; KUZNETSOV, O. N.; ZUBKOVA, I. S. Design and evaluation of PV-wind hybrid system with hydroelectric pumped storage on the National Power System of Egypt. **Global Energy Interconnection Full-length article**, v. 1, n. 3, p. 301–311, ago. 2018.

SUN, W.; HARRISON, G. P. Wind-solar complementarity and effective use of distribution network capacity. **Applied Energy**, v. 247, n. March, p. 89–101, 2019.

KAPEN, Pascalín Tiam; NOUADJE, Brigitte Astrid Medjo; CHEGNIMONHAN, Victorin; TCHUEN, Ghislain; TCHINDA, René. Techno-economic feasibility of a PV/battery/fuel cell/electrolyzer/biogas hybrid system for energy and hydrogen production in the far north region of cameroon by using HOMER pro. **Energy Strategy Reviews**, [S.L.], v. 44, p. 100988, nov. 2022. <http://dx.doi.org/10.1016/j.esr.2022.100988>.

TIAN, Jiaqiang; FAN, Yuan; PAN, Tianhong; ZHANG, Xu; YIN, Jianning; ZHANG, Qingping. A critical review on inconsistency mechanism, evaluation methods and improvement measures for lithium-ion battery energy storage systems. **Renewable And Sustainable Energy Reviews**, [S.L.], v. 189, p. 113978, jan. 2024. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2023.113978>.

UNITED NATIONS; UNESCO. Water And Energy: Information Brief. Unesco- Paris, v. 1, p. 1–230, 2014.

URQUIZO, Javier; SINGH, Pritpal. A review of health estimation methods for Lithium-ion batteries in Electric Vehicles and their relevance for Battery Energy Storage Systems. **Journal Of Energy Storage**, [S.L.], v. 73, p. 109194, dez. 2023. <http://dx.doi.org/10.1016/j.est.2023.109194>.

VEZIROGLU, T. N.; SHERIF, S. A.; BARBIR, F. **Hydrogen Energy Solutions**. [s.l: s.n.].

VIAN, Â. **Energia solar: fundamentos, tecnologia e aplicações**. 5. ed. São Paulo: [s.n.].

VIAN, Â. **Armazenamento de energia: fundamentos, tecnologia e aplicações**. 1.ed. ed. São Paulo: Blucher, 2021b.

VISWANATHAN, B. Hydrogen Storage. **Energy Sources**, p. 185–212, 1 jan. 2017.

WEBER, A. Z. et al. Redox flow batteries: A review. **Journal of Applied Electrochemistry**, v. 41, n. 10, p. 1137–1164, 2011.

WU, Yunna; ZHANG, Ting; XU, Chuanbo; ZHANG, Buyuan; LI, Lingwenying; KE, Yiming; YAN, Yudong; XU, Ruhang. Optimal location selection for offshore wind-PV-seawater pumped storage power plant using a hybrid MCDM approach: a two-stage framework. **Energy Conversion And Management**, [S.L.], v. 199, p. 112066, nov. 2019. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2019.112066>.

XIANG, Chenyao; LIU, Jiahong; YU, Yingdong; SHAO, Weiwei; MEI, Chao; XIA, Lin. Feasibility assessment of renewable energies for cassava irrigation in China. **Energy Procedia**, [S.L.], v. 142, p. 17-22, dez. 2017. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2017.12.004>.

XU, Beibei; CHEN, Diyi; VENKATESHKUMAR, M.; XIAO, Yu; YUE, Yan; XING, Yanqiu; LI, Peiquan. Modeling a pumped storage hydropower integrated to a hybrid power system with solar-wind power and its stability analysis. **Applied Energy**, [S.L.], v. 248, p. 446-462, ago. 2019. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.04.125>.

XU, Xiao; HU, Weihao; CAO, Di; HUANG, Qi; CHEN, Cong; CHEN, Zhe. Optimized sizing of a standalone PV-wind-hydropower station with pumped-storage installation hybrid energy system. **Renewable Energy**, [S.L.], v. 147, p. 1418-1431, mar. 2020. <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2019.09.099>.

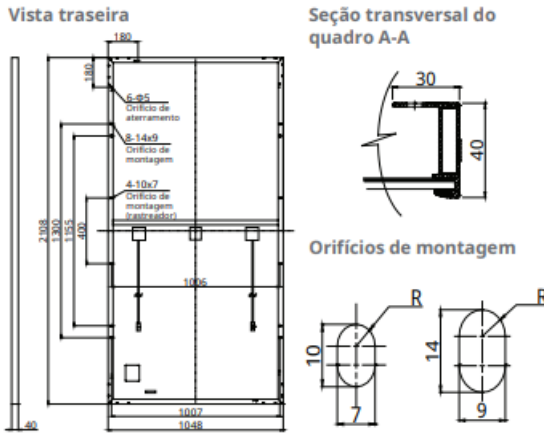
YOUNG, K. Metal Hydrides. **Reference Module in Chemistry, Molecular Sciences and Chemical Engineering**, 1 jan. 2018.

ZAINAL, Bidattul Syirat; KER, Pin Jern; MOHAMED, Hassan; ONG, Hwai Chyuan; FATTAH, I.M.R.; RAHMAN, S.M. Ashrafur; NGHIEM, Long D.; MAHLIA, T M Indra.

Recent advancement and assessment of green hydrogen production technologies. **Renewable And Sustainable Energy Reviews**, [S.L.], v. 189, p. 113941, jan. 2024. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2023.113941>.

# ANEXO A – DATASHEET MODULO CANADIANSOLAR

## DESENHOS TÉCNICOS (mm)



## DADOS ELÉTRICOS | STC\*

CS3W	395P	400P	405P	410P	415P
Máx. potência nominal (Pmax)	395 W	400 W	405 W	410 W	415 W
Tensão de operação (Vmp)	38,5 V	38,7 V	38,9 V	39,1 V	39,3 V
Corrente de operação (Imp)	10,26 A	10,34 A	10,42 A	10,49 A	10,56 A
Tensão de circuito aberto (Voc)	47,0 V	47,2 V	47,4 V	47,6 V	47,8 V
Corrente de curto-circuito (Isc)	10,82 A	10,90 A	10,98 A	11,06 A	11,14 A
Eficiência do módulo	17,88%	18,11%	18,33%	18,56%	18,79%
Temperatura de operação	-40°C ~ +85°C				
Máx. tensão do sistema	1500V (IEC/UL) ou 1000V (IEC/UL)				
Desempenho antichamas do módulo	TIPO 1 (UL 1703) ou CLASSE C (IEC 61730)				
Valor máximo do fusível em série	20 A				
Classificação da aplicação	Classe A				
Tolerância de potência	0 ~ + 5 W				

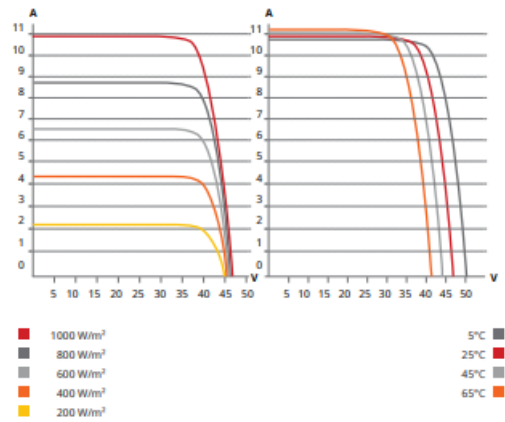
\* Sob condições de teste padrão (STC) de irradiância de 1000 W/m<sup>2</sup>, espectro AM 1.5 e temperatura de célula de 25°C.

## DADOS ELÉTRICOS | NMOT\*

CS3W	395P	400P	405P	410P	415P
Máx. potência nominal (Pmax)	294 W	297 W	301 W	305 W	308 W
Tensão de operação (Vmp)	35,8 V	36,0 V	36,1 V	36,3 V	36,5 V
Corrente de operação (Imp)	8,21 A	8,27 A	8,33 A	8,39 A	8,45 A
Tensão de Circuito Aberto (Voc)	44,1 V	44,3 V	44,4 V	44,6 V	44,8 V
Corrente de Curto-Circuito (Isc)	8,73 A	8,79 A	8,86 A	8,92 A	8,99 A

\* Sob temperatura nominal de operação do módulo (NMOT), irradiância de 800 W/m<sup>2</sup> espectro AM 1.5, temperatura ambiente de 20°C, velocidade do vento de 1 m/s.

## CS3W-400P / CURVA I-V



## DADOS MECÂNICOS

Especificação	Dados
Tipo de célula	Policristalina
Arranjo de células	144 [2 X (12 X 6)]
Dimensões	2108 X 1048 X 40 mm (83,0 X 41,3 X 1,57 pol.)
Peso	24,9 kg (54,9 lbs)
Vidro frontal	Vidro temperado de 3,2 mm
Quadro	Quadro Liga de Alumínio Anodizado, com barra transversal
Caixa de Junção	IP68, 3 diodos de bypass
Cabo	4 mm <sup>2</sup> (IEC), 12 AWG (UL)
Comprimento do cabo (incluindo conector)	Retrato: 500 mm (19,7 pol.) (+) / 350 mm (13,8 pol.) (-); paisagem: 1400 mm (55,1 pol.); conexão "leapfrog": 1670 mm (65,7 pol.)*
Conector	Série T4 ou H4 UTX ou MC4-EVO2
Por palete	27 peças
Por container (40' HQ)	594 peças

\* Para informações detalhadas, contate o Representante Técnico ou Representante de Vendas regional da Canadian Solar.

## CARACTERÍSTICAS PARA TEMPERATURA

Especificação	Dados
Coefficiente de Temperatura (Pmax)	-0,37 % / °C
Coefficiente de Temperatura (Voc)	-0,29 % / °C
Coefficiente de Temperatura (Isc)	0,05 % / °C
Temperatura nominal de operação do módulo (NMOT)	42 ± 3 °C

Fonte: SOLAR INC (2001)