



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ**  
**CAMPUS DE SOBRAL**  
**CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**RODOLFO ALBERTO CAMURÇA MARTINS**

**COMPARATIVO ENTRE OS SISTEMAS DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICOS COM  
USO DE BATERIAS E ARMAZENAMENTO POR AR COMPRIMIDO**

**SOBRAL, CE**

**2023**

RODOLFO ALBERTO CAMURÇA MARTINS

COMPARATIVO ENTRE OS SISTEMAS DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICOS COM  
USO DE BATERIAS E ARMAZENAMENTO POR AR COMPRIMIDO

Trabalho de conclusão de curso  
apresentado ao curso de graduação em  
Engenharia Elétrica da Universidade  
Federal do Ceará como requisito parcial do  
grau de bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador(a): Prof. Marcelo Marques  
Simões de Souza

SOBRAL, CE

2023

RODOLFO ALBERTO CAMURÇA MARTINS

COMPARATIVO ENTRE OS SISTEMAS DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICOS COM  
USO DE BATERIAS E ARMAZENAMENTO POR AR COMPRIMIDO

Trabalho de conclusão de curso  
apresentado ao curso de graduação em  
Engenharia Elétrica da Universidade  
Federal do Ceará como requisito parcial do  
grau de bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador (a): Prof. Marcelo Marques  
Simões de Souza

Sobral – CE, 13 de julho de 2023.

BANCA EXAMINADORA

---

Prof. Dr. Marcelo Marques Simões de Souza (Orientador)  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

---

Prof. Dr. André dos Santos Lima (Membro da banca)  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

---

João Pedro Campelo de Lima (Membro da banca)  
Instituto Centro de Ensino Tecnológico (CENTEC)

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)

---

M345c Martins, Rodolfo Alberto Camurça.

Comparativo entre sistemas de geração fotovoltaicos com uso de baterias e armazenamento por ar comprimido. / Rodolfo Alberto Camurça Martins. – 2023.  
48 f. : il. color.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Campus de Sobral, Curso de Administração em Gestão Pública, Sobral, 2023.

Orientação: Prof. Dr. Marcelo Marques Simões de Souza.

1. Geração Fotovoltaica. 2. Sistemas de Armazenamento de Energia. 3. Bateria. 4. Ar comprimido. 5. Energia Sustentável. I. Título.

CDD 658

---

## **AGRADECIMENTOS**

Primeiramente agradeço a Deus que me manteve de pé para chegar até aqui.

Agradeço a minha mãe, Maria Olena, que nunca mediu esforços para me criar e me educou sempre com muito amor e caráter, você sempre foi e sempre será o maior exemplo de pessoa batalhadora que tenho nessa vida.

Agradeço ao meu pai, Carlos Alberto, que infelizmente faleceu. Eu sei que seu sonho seria me ver apresentado esse trabalho, obrigado por todos os ensinamentos e todos os momentos que pudemos compartilhar juntos.

Agradeço aos meus irmãos Pedro e Carlos, por serem parte de quem sou, não tenho palavras para descrever por completo o que a fraternidade de vocês significa para mim.

Agradeço a minha prima Renata, que é uma segunda mãe para mim e minha querida tia Maria das Graças, ambas me incentivaram a concluir essa pesquisa e sempre me auxiliam a seguir o caminho do bem.

Agradeço ao meu tio, Francisco Camurça, por sempre me ajudar mesmo que eu não pedisse, o senhor é como um segundo pai para mim.

Agradeço aos meus amigos Jhonata, Diego, Luciano e Dandara por todo o apoio que sempre me prestaram e por compartilharem comigo todos os altos e baixos da vida acadêmica.

Agradeço ao meu amigo João pelo seu incentivo nos piores momentos e por ser importante referência para mim como engenheiro eletricista.

Agradeço ao meu professor orientador Marcelo, que acreditou em mim e auxiliou diretamente na concretização desse trabalho.

Agradeço a todos os professores da graduação, em especial ao professor Eber que me abriu os olhos para a vida no mercado de trabalho, vocês foram imprescindíveis na minha caminhada acadêmica.

## RESUMO

Formas de geração e armazenamento de energia sustentável estão em evidência no cenário energético mundial. Esta pesquisa compara os sistemas de armazenamento para coleta de energia fotovoltaica baseados em bancos de baterias e em ar comprimido, estabelecendo parâmetros para o uso comercial e industrial. Foi realizada uma revisão bibliográfica no intuito de escolher qual tecnologia de armazenamento mais adequada em cada caso e assim entender os seus custos-benefícios e estruturas de construção e operação. Avaliou-se seus custos de implantação, operação, e eficiência em diferentes casos, em valores de moeda atualizados para entender qual fornece o melhor retorno financeiro. Como resultado, compreendeu-se a aplicabilidade dos sistemas tanto em relação a sua eficiência e segurança como em relação ao seu custo financeiro. Esse estudo contribui como um guia para tomada de decisão de empresas do setor energético na escolha do sistema de armazenamento que melhor se ajusta a necessidade de um projeto.

**Palavras-chave:** Geração Fotovoltaica; Energia Sustentável; Sistemas de Armazenamento de Energia; Bateria; Ar comprimido.

## **ABSTRACT**

Forms of sustainable energy generation and storage are in evidence in the global energy scenario. This research compares storage systems for collecting photovoltaic energy based on battery banks and compressed air, establishing parameters for commercial and industrial use. A literature review was carried out in order to choose which storage technology was most appropriate in each case and thus understand its cost-benefits and construction and operation structures. Its implementation, operation, and efficiency costs were evaluated in different cases, in updated currency values, to understand which one provides the best financial return. As a result, the applicability of the systems was understood both in relation to their efficiency and security and in relation to their financial cost. This study contributes as a guide for decision-making by companies in the energy sector in choosing the storage system that best fits the needs of a project.

**Keywords:** Photovoltaic Generation; Sustainable energy; Energy Storage Systems; Battery; Compressed air.

## SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO</b> .....	<b>9</b>
1.1 OBJETIVOS .....	10
<b>2 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA</b> .....	<b>11</b>
2.2 COMPONENTES .....	12
2.3. CUSTOS DE FABRICAÇÃO E OPERAÇÃO .....	13
2.4 DISPONIBILIDADE E ARMAZENAMENTO .....	15
<b>3 SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA (SAE's)</b> .....	<b>16</b>
3.1 TIPOS DE TECNOLOGIAS .....	16
3.2 BATERIAS DE IONS DE LÍTIO .....	18
3.3 BATERIAS DE SÓDIO-ENXOFRE .....	20
3.4 BATERIAS DE FLUXO .....	21
3.3 SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA POR AR COMPRIMIDO (CAES) .....	23
<b>4. ESTUDO COMPARATIVO</b> .....	<b>26</b>
4.1 CUSTO DE CAPITAL .....	27
4.2 SISTEMA DE CONVERSÃO DE ENERGIA .....	29
4.3 EQUILÍBRIO DO SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA .....	30
4.4 CONSTRUÇÃO E COMISSONAMENTO .....	31
4.5 OPERAÇÕES FIXAS E MANUTENÇÃO .....	33
4.6 OPERAÇÕES VARIÁVEIS E MANUTENÇÃO .....	33
4.7 EFICIÊNCIA, TEMPO DE RESPOSTA E CICLO DE VIDA .....	34
4.7 VIABILIDADE ECONÔMICA .....	35
<b>5 CONCLUSÃO</b> .....	<b>37</b>
<b>REFERÊNCIAS</b> .....	<b>39</b>

## 1 INTRODUÇÃO

A partir da Revolução Industrial, a matriz energética da maioria dos países do mundo tornou-se dominada por combustíveis fósseis, com implicações importantes para o clima global e para a saúde humana. Três quartos das emissões globais de gases de efeito estufa resultam da queima de combustíveis fósseis para geração de energia. Essas queimas são responsáveis por grande quantidade de poluição do ar local, um problema de saúde que causa pelo menos 5 milhões de mortes prematuras a cada ano (CABRAL e VIEIRA, 2012).

A crescente preocupação com a preservação ambiental, os impactos produzidos pelo aquecimento global e a crescente demanda das indústrias por energia alavancou a geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis, como a solar (HOSKEN, 2014).

De acordo com Angstmann (2016), as fontes renováveis têm se mostrado mais competitivas como consequência da redução dos custos decorrentes aos ganhos de escala e os avanços tecnológicos. O Brasil tem um grande potencial para geração de energia elétrica, pois possui níveis de irradiação solar superiores aos de países onde projetos para aproveitamento de energia solar são amplamente disseminados. Porém, essas fontes não apresentam a mesma relevância no Brasil do que em outros países, assim como para geração por fontes eólica e biomassa (LIRA, 2019).

A geração de energia por fontes renováveis ganhou relevância no Brasil com a celebração do acordo de Paris, na 21ª edição da Conferência das Nações Unidas sobre mudanças climáticas (COP 21), em 2015. Nesse acordo, o Brasil assumiu o compromisso de reduzir as emissões de gases de efeito estufa em 37% e 43%, em relação aos níveis de 2005, nos anos de 2025 e 2030, respectivamente. (ANGSTMANN, 2016). Desde então, a energia fotovoltaica se consolida no Brasil a partir das centrais solares contratadas nos leilões e da expansão da geração distribuída.

Segundo o Ministério de Minas e Energia (2020), espera-se que o Brasil tome o caminho de mercados avançados onde tecnologias de armazenamento já possuem um retorno financeiro positivo ou encontram sua integração no sistema elétrico para manter a qualidade dos serviços e se beneficiar dos baixos custos da geração solar. Os sistemas de armazenamento de energia, agregados ao uso de fontes de energia

renováveis, como a energia fotovoltaica, permite a plena utilização dessa geração energética sem o uso da rede e reduz os custos para os consumidores.

Nesse contexto, esse trabalho propõem um estudo comparativo entre quatro meios de armazenamento de energia fotovoltaica (baterias de íons de lítio, baterias de sódio enxofre, baterias de fluxo e ar comprimido) voltada para o cenário brasileiro, apontando suas vantagens, desvantagens e custos efetivos.

Para isso, será realizado um levantamento de informações tanto sobre sistemas fotovoltaicos como sistemas de armazenamento através de pesquisas bibliográficas, consultas a livros, revistas, manuais, artigos publicados, simulações de empresas do setor energético e relatórios de órgãos governamentais. Com esse levantamento, será feito o dimensionamento e parametrização dos dados a serem utilizados no comparativo afim de estimar os custos referentes aos sistemas de armazenamento abordados, atualizados em moeda para o ano vigente. Por fim será analisada a viabilidade econômica desses sistemas.

## **1.1 OBJETIVOS**

O objetivo geral do trabalho é comparar sistemas de armazenamento de energia elétrica por ar comprimido com diferentes sistemas de baterias. Como objetivos específicos tem-se:

- Realizar uma revisão bibliográfica sobre os sistemas de armazenamento em questão e a geração de energia fotovoltaica;
- Descrever as tecnologias de armazenamento de energia por ar comprimido e baterias dos tipos fluxo, íons de lítio e sódio-enxofre;
- Estruturar os custos e componentes dos sistemas de armazenamento de energia abordados;
- Analisar, técnica e economicamente, a aplicação dos sistemas de armazenamento voltada para o cenário brasileiro;
- Estabelecer parâmetros que permitam apontar as vantagens e desvantagens dos sistemas de armazenamento por banco de baterias e ar comprimido;

## 2 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

Segundo Buhler (2015), a geração solar já é menos cara do que a eletricidade doméstica e comercial de varejo da rede. Em muitos lugares ao redor do mundo, essa é competitiva em relação a eletricidade convencional no atacado. Pode-se esperar que o custo dos sistemas fotovoltaicos continue diminuindo por décadas.

De acordo com Salles (2022), em maio de 2022 a energia fotovoltaica tornou-se a segunda fonte de energia mais utilizada no mundo, atrás apenas da hidroeletricidade, sendo a previsão de que o seu ritmo se mantenha. Para Bonfim (2017), a energia fotovoltaica atingirá o nível do Cenário de Desenvolvimento Sustentável (SDS) até 2030, o que exigirá que a geração aumente 15% ao ano, de 720 TWh em 2019 para quase 3.300 TWh em 2030.

Assim, de acordo com a previsão da Agência Internacional de Energia (AIE), até 2024, a capacidade global de produção de energias renováveis aumentará em 50% impulsionado pelo crescimento da energia solar fotovoltaica.

Angstmann (2016), afirma que existem três tipos de sistemas solares: fotovoltaicos, termosolar e térmico. O primeiro e o segundo tipo são os responsáveis pela geração de energia elétrica, sendo que o fotovoltaico gera energia a partir da conversão direta de luz solar em eletricidade por meio de células fotovoltaicas, e assim, suprem a demanda de cargas elétricas. A geração termosolar produz energia elétrica a partir da produção de calor através de espelhos apontados para um concentrador, cuja função é evaporar um fluido. Esse vapor então é utilizado em turbinas para geração de energia elétrica. Por último, o sistema térmico é capaz de captar calor para aquecimento de água.

A energia solar fotovoltaica é obtida a partir do efeito fotoelétrico. É uma fonte de energia inesgotável e ecológica, que pode ser produzida em instalações que vão desde pequenos geradores para autoconsumo até grandes centrais fotovoltaicas. Quando a radiação solar incide em uma das faces de uma célula fotoelétrica, é produzido um diferencial de voltagem entre as duas faces, fazendo com que os elétrons fluam de uma face para a outra, gerando uma corrente elétrica (HOSKEN, 2014).

Este fenômeno foi explorado pela primeira vez em 1954 por cientistas da *Bell Laboratories*, que criaram uma célula solar funcional de silício que gerou uma corrente elétrica quando exposta à luz solar. As células solares logo começaram a ser usadas para fornecer energia a satélites espaciais e itens menores, como calculadoras e relógios. (SILVA et al., 2013).

## **2.1 PANORAMA NO BRASIL**

As projeções para geração de energia elétrica fotovoltaica no Brasil são de crescimento. Isso se deve à redução de custos dos componentes dos sistemas fotovoltaicos e a criação incentivos governamentais, como leilões de energia e novos programas de financiamento. Braga (2021) aponta para o crescimento do setor nos próximos anos, impulsionado pela diversificação da matriz energética, a preocupação com a sustentabilidade e o potencial solar abundante no território nacional.

Entre as políticas públicas implementadas, o Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD) cria ações para fomentar o uso da energia solar com a criação de consórcios, créditos de energia e isenções de impostos para o serviço.

Apesar do aumento significativo do mercado fotovoltaico no âmbito nacional, há desafios, como a falta de infraestrutura adequada para a integração da energia solar na matriz energética do país. Ribeiro (2017), alega que a expansão da geração solar fotovoltaica ainda demanda investimentos em infraestrutura, como linhas de transmissão, subestações e sistemas de armazenamento de energia.

## **2.2 COMPONENTES**

Um sistema gerador de energia fotovoltaica é composto por painéis solares, estruturas de fixação, inversores, cabos e quadros de proteção elétrica, a função de cada um é:

- Célula fotovoltaica: componente eletrônico que gera eletricidade quando exposto a fótons, ou partículas de luz
- Painéis Solares: também conhecidos como módulos fotovoltaicos, são dispositivos que contêm células solares.

- Inversor: é o responsável por converter a corrente contínua (CC) produzida pelos painéis solares em corrente alternada (CA).
- Estruturas de Fixação: usadas para montar e posicionar os painéis solares em telhados, terrenos ou outras superfícies adequadas. Os custos das estruturas de fixação variam dependendo do tipo de instalação, dimensão do sistema e requisitos específicos. De acordo com a Solar Energy Industries Association (2021), o custo médio das estruturas de fixação para sistemas residenciais varia de US\$ 0,07 a US\$ 0,20 por watt.
- Quadros de Proteção Elétrica: são responsáveis por abrigar e proteger os componentes elétricos do sistema solar, sendo compostos por dispositivos de proteção contra surto (DPS's) e disjuntores. Os custos dos quadros de proteção elétrica podem variar dependendo da capacidade do sistema e das especificações de segurança. Os custos médios dos quadros de proteção elétrica variam de US\$ 200 a US\$ 1.000, dependendo da dimensão e complexidade do sistema (DE BERNARDINIS et. al., 2019).
- Cabos: transportam a energia produzida nos painéis fotovoltaicos até o inversor, através de cabos solares próprios para corrente elétrica contínua e conduzem a eletricidade convertida no inversor até a carga por meio de condutores de corrente alternada.

### **2.3. CUSTOS DE FABRICAÇÃO E OPERAÇÃO**

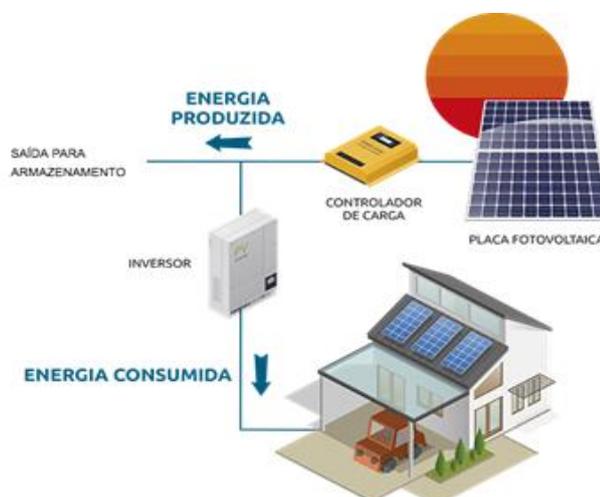
Se por um lado os sistemas fotovoltaicos têm custos de produção relativamente altos, por outro eles fornecem energia elétrica por mais de vinte anos. (MIRANDA, 2014).

Os custos de investimento para sistemas de geração fotovoltaicos de pequeno porte conectados à rede (até 10 kW) e sem armazenamento de energia solar têm caído anualmente, tendo sido cerca de €1500 por quilowatt em 2015, sendo que em 2006, esses custos eram quatro vezes maiores. Dos custos de implantação, é atribuído aos módulos solares e o restante à montagem e outros componentes (LUIZ e SILVA, 2017).

Para Kemerich (2016), se um operador comercial utilizar a maior parte da eletricidade gerada para consumo junto a carga elétrica, este tipo de sistema já é mais eficaz em termos de custos do que o da rede pública. Por outro lado, operadores residenciais injetam a maior parte da energia gerada na rede, durante o dia, pois seu consumo é majoritariamente noturno e, portanto, precisam de uma tarifa feed-in (que incentiva a adoção de fontes de energia renovável) ao utilizar a rede elétrica para receber energia no horário que não corresponde a geração e operar o sistema economicamente.

Tiepolo (2017) argumenta que operar um sistema fotovoltaico sem armazenamento de energia pode ser economicamente desvantajoso quando se tem uma estrutura de tarifação ou políticas governamentais que não favorecem a compensação adequada pelo excedente de energia gerado. Esse problema pode ser resolvido ou reduzido usando um sistema de armazenamento baseado em baterias que absorve os excedentes e pode, assim, utiliza-los em um período mais adequado. (KEMERICH et al., 2016). Seu uso também permite a configuração de uma rede autônoma que pode funcionar desconectada da rede elétrica, seja de forma permanente em situações de falha de energia (VILLALVA, 2012). A figura 1 exemplifica a operação dessa estrutura, onde a energia gerada pela placa fotovoltaica passa por um controlador de carga que direciona a geração para um sistema de armazenamento ou para a carga conforme a demanda, se for para a carga elétrica, o inversor atua convertendo a energia em corrente contínua produzida para energia em corrente alternada.

Figura 1 – Diagrama de funcionamento do sistema fotovoltaico



Fonte: EC aquecedores, adaptado pelo autor (2021).

## **2.4 DISPONIBILIDADE E ARMAZENAMENTO**

A luz solar nem sempre está naturalmente disponível, dependendo em grande parte das condições meteorológicas. Por essa razão o fornecimento exclusivo de uma rede elétrica em uma ilha com energia fotovoltaica requer unidades de armazenamento (VILLALVA, 2012). Tais unidades de armazenamento aumentam os custos e reduzem o rendimento dos sistemas de geração devido a perdas de energia.

Nos casos em que há muitos geradores de energia com diferentes particularidades na matriz de geração, a falta de controle na produção de energia fotovoltaica torna-se um fator menos crucial para a operação da rede (TIEPOLO, 2017).

A depender a aplicação, os sistemas de geração fotovoltaicos necessitam de módulos de armazenamento, seja para consumo próprio ou para elevação do fornecimento de energia elétrica na rede, é o caso de áreas rurais distantes da rede elétrica ou regiões industrializadas com déficit na qualidade de fornecimento elétrico da rede.

### **3 SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA (SAE's)**

A implantação de sistemas de armazenamento de energia ajuda a resolver o problema da intermitência da energia solar e eólica, o que permite, em muitos casos, responder rapidamente a grandes flutuações na demanda. (ZILLES, 2010).

A eficácia de uma instalação de armazenamento de energia é determinada pela rapidez de reação às mudanças na demanda, perda de energia no processo de armazenamento, capacidade de armazenamento de energia e a velocidade de recarga de energia (VAZQUEZ et al., 2010).

A resposta rápida é importante para garantia da estabilidade da rede quando ocorrem aumentos inesperados na demanda (ZILLES et al., 2010). Isso porque unidades consumidoras que estão distantes da rede são mais vulneráveis a interrupções do que as que se encontram em grandes áreas metropolitanas. (VAZQUEZ et al., 2010).

#### **3.1 TIPOS DE TECNOLOGIAS**

A maioria das tecnologias de armazenamento de energia são baseadas em meios de conversão de energia, dentre os quais: energia eletroquímica (baterias), energia térmica, energia de ar comprimido, energia bombeada, energia magnética, energia eletrostática, energia química e de hidrogênio (SILVA, 2020).

O armazenamento de energia eletroquímica baseia-se no fato de que a energia elétrica e a química compartilham como portador de energia o elétron. Isso reduz as perdas devido à conversão de uma forma para outra (VAZQUEZ et al., 2010). As baterias convertem a energia química contida em seus materiais ativos em energia elétrica por meio de uma reação reversa de oxidação-redução eletroquímica. Essas são produzidas em vários tamanhos para um amplo espectro de aplicações, com potências fornecidas que variam de Watt's a Kilo Watt's. Os SAE's de bateria funcionam convertendo a energia CC, armazenada da geração dos painéis solares, em energia CA para uso posterior. (ARTECONI et al., 2012).

Em última análise, as baterias solares seguem o seguinte ciclo de operação:

- Durante o dia, o sistema de armazenamento da bateria é carregado por eletricidade limpa gerada por energia fotovoltaica (ZILLES et al., 2010).
- O controlador de carga da bateria usa algoritmos para coordenar a produção solar, o histórico de uso, as estruturas de tarifas da concessionária e os padrões climáticos para otimizar o fornecimento da energia armazenada (SOARES et al., 2012).
- A energia armazenada nas baterias é disponibilizada durante os períodos de alta demanda, reduzindo ou eliminando custos de demanda dispendiosos. (ARTECONI et al., 2012).

O armazenamento de energia térmica (TES) tem como preceito que um material ganha energia ao aumentar sua temperatura e a perde ao diminuir. Tal propriedade torna possível usar materiais com diferentes propriedades térmicas, tendo como resultado diferentes aplicações de armazenamento de energia térmica (SOARES et al., 2012).

No armazenamento de energia a ar comprimido, bombeia-se o ar para um buraco subterrâneo, provavelmente uma caverna de sal, fora do horário de pico, quando a eletricidade é mais disponível. Quando há elevada demanda, o ar da caverna subterrânea é liberado, onde é aquecido e a expansão resultante movimenta uma turbina para produzir eletricidade. Esse processo de aquecimento geralmente utiliza gás natural, com liberação de carbono (ZAREIPOUR, 2015).

Um método de armazenamento de energia empregado em usinas hidrelétricas, o bombeamento de água para uma altitude mais elevada durante os períodos de energia de baixo custo e períodos de alta geração de energia renovável. Assim, a água é liberada de volta para a piscina inferior, gerando energia por meio de turbinas (ZILLES et al., 2010).

O armazenamento de energia magnética utiliza-se de materiais supercondutores, para armazenar energia elétrica em um campo magnético. Conforme Soares (2012), o sistema é capaz de liberar altos níveis de energia em uma fração de um ciclo para substituir uma perda repentina ou queda na energia da linha.

O armazenamento de energia química e de hidrogênio usa pequenas quantidades de hidrogênio armazenadas em vasos pressurizados que contém esse material em uma densidade muito alta. Grandes quantidades de hidrogênio podem ser armazenadas em cavernas de sal subterrâneas construídas de até 500.000 metros

cúbicos a 2.900 psi, o que significaria cerca de 100 GWh de eletricidade armazenada (ZAREIPOUR, 2015).

### 3.2 BATERIAS DE IONS DE LÍTIO

As baterias de íons de lítio funcionam por meio de um processo eletroquímico de oxirredução de transferência de íons de lítio entre dois eletrodos. Dessa forma, ocorre uma reação de oxidação no ânodo e de redução no cátodo durante o processo de carga e descarga. Goodenough et al. (2015) explica que esse tipo de bateria possui um anodo de algum composto ou espécie química como a grafita ou o cobre, intercalado com íons de lítio e apresenta um cátodo composto por óxidos metálicos que permitem a intercalação reversível de íons de lítio. Durante a descarga, os íons de lítio se movem do anodo para o cátodo, gerando uma corrente elétrica para alimentar externos. Já durante a carga, ocorre o movimento reverso dos íons de lítio. Esse processo de transferência de íons é repetido durante o ciclo de carga e descarga das baterias de íons de lítio, permitindo seu funcionamento e armazenamento de energia. A figura 2 ilustra a estrutura de uma bateria de íons de lítio:

Figura 2 – Estrutura de uma bateria de Íons de Lítio



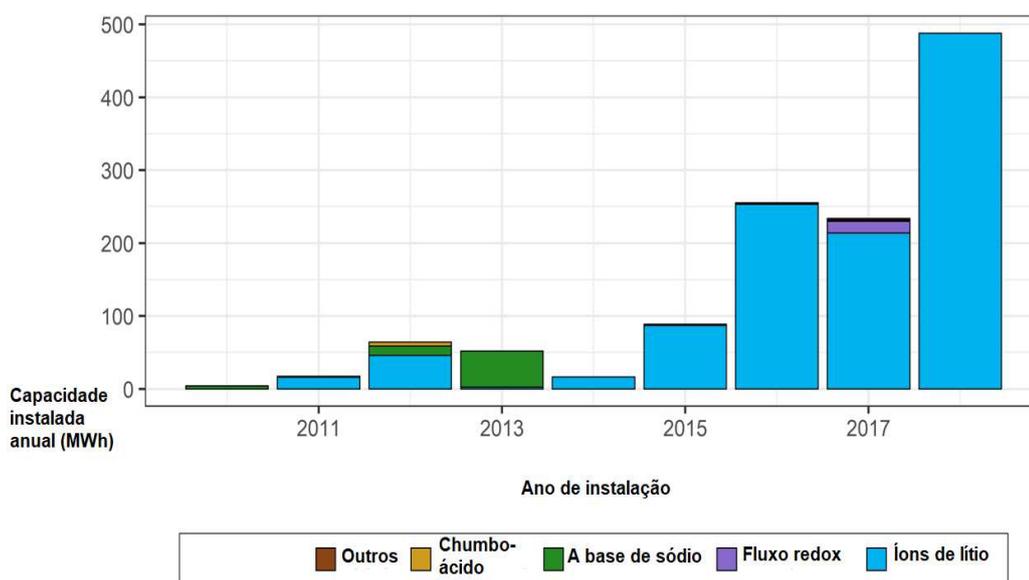
Fonte – STA Eletrônica (2020).

De acordo com o National Renewable Energy Laboratory (2021), essa é uma tecnologia de armazenamento de energia consolidada e com capacidade de fabricação global estabelecida, impulsionada em parte por seu uso em aplicações de veículos elétricos. A sobreposição entre o uso para o transporte e setores de sistemas de energia permitiram quedas acentuadas nos custos desse tipo de bateria,

impulsionando sua aplicabilidade. A capacidade de armazenamento dessas baterias tem uma duração típica na faixa de duas a quatro horas, onde o preço torna-se mais competitivo para durações mais longas.

Atualmente, o armazenamento de energia por baterias de íons de lítio domina o cenário para novas instalações no cenário de armazenamento estacionário eletroquímico e só é superado pelo armazenamento hidrelétrico bombeado para capacidade cumulativa. Desde 2010 nos Estados Unidos, mais de 90% das adições anuais de escala de utilidade armazenamento de bateria estacionária no setor de energia tem sido de íons de lítio, como pode-se verificar na figura 3. Essa tendência é impulsionada por vários fatores, incluindo capacidades robustas de fabricação, cadeias de suprimentos bem desenvolvidas, aumento demanda no setor de transporte e uma queda considerável nos preços dessa tecnologia nos últimos anos que caíram 89% de 2010 a 2020 (National Renewable Energy Laboratory, 2021).

Figura 3 – Novas Instalações de armazenamento de energia eletroquímica por ano.



Fonte – National Renewable Energy Laboratory (2021)

Uma particularidade dessa tecnologia é a possibilidade de diferentes configurações químicas com parâmetros operacionais diferentes. A Tabela 1 compara essas métricas operacionais:

Tabela 1 – Novas Instalações de armazenamento de energia eletroquímica por ano.

Tecnologia	Densidade energética (Wh/L)	Densidade de potência energética (W/L)	Temperatura Operacional (°C)	Auto Descarga (%mês)
Lítio - ferro fosfato	220-550	4500	de -20 até 60	<1%
Lítio - níquel cobalto alumínio	210-600	4000-5000	de -20 até 60	2% - 10%
Lítio - níquel manganês cobalto	325	6500	de -20 até 55	1%

Fonte – Autor, baseado em Warner 2019; DNV GL 2016; Mongird et al. 2020.

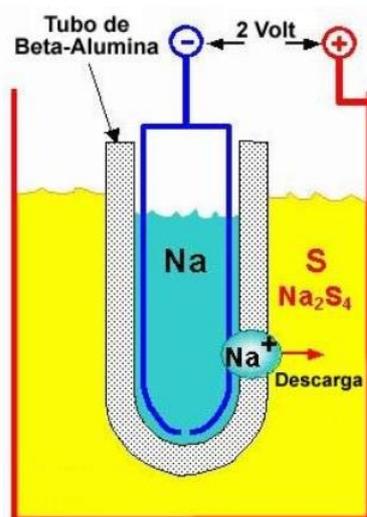
Harris (2022) explica que o problema das baterias de íons de lítio é que elas tendem a superaquecer, explodir e pegar fogo. Pelo fato de conterem um eletrólito líquido inflamável, se a bateria entrar em curto-circuito, os terminais aquecem e esse eletrólito começa a ferver. Se o vapor do eletrólito não puder escapar da bateria, ocorrerá um descontrole térmico, fazendo com que a bateria inflame, podendo levar a explosão e incêndio.

O National Renewable Energy Laboratory (2021) afirma que o futuro do armazenamento de energia por meio de baterias de íons de lítio reside no aumento da densidade de energia, aumentando a potência das células de íons de lítio, tornando seu uso mais seguro, o custo reduzido e diminuindo a dependência de minerais escassos. Duas novas configurações que estão sendo exploradas, são as baterias de íon de lítio de estado sólido, com maior densidade de energia e menores riscos de segurança, e as baterias de lítio-ar, com maior densidade de energia, menor custo e menos dependência de minerais escassos (WARNER, 2019).

### 3.3 BATERIAS DE SÓDIO-ENXOFRE

As baterias de sódio-enxofre apresentam o eletrólito no estado sólido. Uma particularidade dessa bateria é a sua temperatura de operação elevada (300°–350°C), o que contribui para que os eletrodos continuem fundidos e o sistema atinja níveis de condutividade adequados para a passagem de íons pelo eletrólito. Essa tecnologia apresenta como características a baixa auto descarga e a capacidade de fornecer energia por longos períodos de tempo. Podem ser utilizadas em aplicações de nivelamento de carga, melhoria da qualidade de energia e suprimento de demanda (X. Luo, J. Wang, M. Dooner, 2015). A figura 4 mostra a estrutura desse tipo de bateria:

Figura 4 – Estrutura da bateria de sódio-enxofre.



Fonte – MOURA (2010).

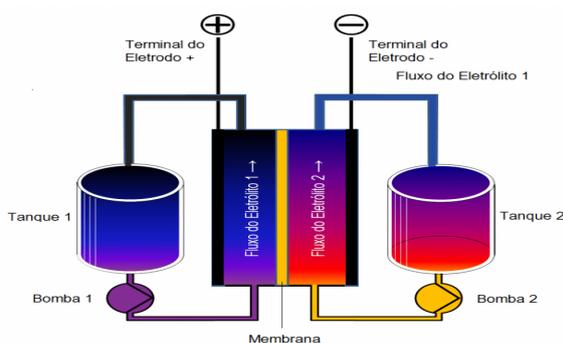
Os sistemas de bateria de sódio-enxofre são projetados para descarregar energia na capacidade máxima em uma faixa de seis a oito horas. Sua densidade energética também é alta, o que as torna vantajosas para áreas com restrições de espaço. Além disso, podem ser facilmente instaladas e realocadas. Entretanto, essas baterias operam em altas temperaturas, o que traz problemas de segurança que limitam as aplicações. As várias falhas de segurança dessas baterias de sódio-enxofre, combinado aos custos decrescentes das baterias de íons de lítio, levaram a diminuição de suas aplicações (National Renewable Energy Laboratory, 2021).

### 3.4 BATERIAS DE FLUXO

As baterias de fluxo, também conhecidas como caudais, convertem a energia química em materiais eletroativos, normalmente armazenados em soluções eletrolíticas de base líquida, diretamente em energia (Nguyen, 2010 apud National Renewable Energy Laboratory, 2021). Existem várias tecnologias para esses sistemas de armazenamento, incluindo baterias de fluxo redox (RFB's) e baterias de fluxo híbrido. RFBs têm o material eletroativo dissolvido em um eletrólito líquido, que é armazenado fora da bateria e que carrega e descarrega com base em reações redox (redução e oxidação). Os eletrólitos são tipicamente líquidos, separados por uma membrana e armazenados em grandes tanques. As baterias de fluxo híbridas têm um

de seus componentes eletroativos depositados em uma superfície sólida, em oposição a serem dissolvidos em um líquido eletrólito (Alotto 2014 Nguyen, 2010 apud National Renewable Energy Laboratory, 2021). Dentre as baterias de fluxo, a RFB é a mais comum comercialmente. Sua estrutura está ilustrada na figura 5.

Figura 5 – Estrutura da bateria RFB.



Fonte – MOTONLINE (2015).

Em princípio, as baterias de fluxo têm várias vantagens sobre outras tecnologias de armazenamento eletroquímico. Como o material eletrolítico ativo é separado dos eletrodos reativos na bateria, elas apresentam maior nível de segurança. Essa separação também significa que a energia e a capacidade de potência das RFB's são independentemente escaláveis e modulares, com a capacidade de potência determinada pela área de superfície dos eletrodos, e a capacidade de energia pelo tamanho dos tanques de armazenamento do material eletrolítico. Essa flexibilidade permite configurá-las de acordo com a demanda da aplicação. As RFBs também têm desempenho estável e durável, pois os eletrodos da bateria não sofrem nenhuma alteração física ou química durante o uso. Entretanto, seu custo de implantação inviabiliza para projetos de larga escala, devido a necessidade de bombas, sensores e outros sistemas de gerenciamento de fluxo de energia. (Nguyen, 2010 apud National Renewable Energy Laboratory, 2021).

Outras vantagens das RFB's são a sua longa vida útil, baixo risco de incêndio, fácil manutenção e capacidade de profundidade de descarga de quase 100%, o que significa que é possível descarregá-las completamente sem afetar o desempenho da rede ou danificar a bateria (National Renewable Energy Laboratory, 2021).

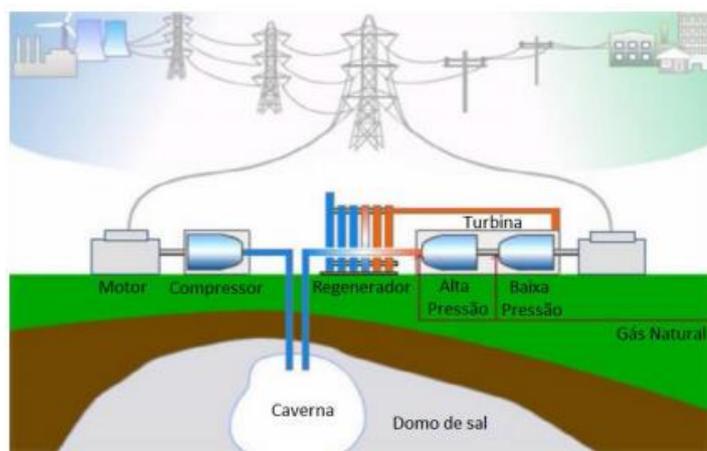
Atualmente, as baterias caudais são utilizadas para fornecer qualidade de energia em redes elétricas que precisem de uma maior gestão de energia, incluindo suporte para integração de redes que utilizam geração solar e eólica (Alotto, Guarnieri

e Moro 2014). Os esforços para o avanço dessa tecnologia, que se encontra em estado inicial de pesquisa, são na diminuição do seu custo, tanto dos materiais que a compõem como dos sistemas de suporte para a sua operação (United Technologies Research Center and ARPA-E 2018).

### 3.3 ARMAZENAMENTO DE ENERGIA POR AR COMPRIMIDO (CAES)

O armazenamento de energia por ar comprimido tem sido usado por várias décadas. Seu princípio de funcionamento é ilustrado na Figura 1, aonde um compressor é acionado quando a rede está com excesso de oferta de energia, para coletar e comprimir ar em tanques, subterrâneos ou acima do solo. Durante o aumento da demanda por eletricidade, o ar comprimido é liberado e, à medida que se expande, aciona turbinas para geração de eletricidade (ALTMANN, 2018).

Figura 5 – Ilustração de um sistema de armazenamento de energia por ar comprimido.



Fonte: ALTMANN (2018).

Este princípio de operação é semelhante ao usado em usinas hidrelétricas reversíveis, que bombeia água de um tanque inferior para outro superior. Aonde no CAES a energia é armazenada na forma de energia potencial de ar comprimido.

Os tanques de ar comprimido armazenam grandes quantidades de energia, possibilitando a aplicação dessa tecnologia em larga escala na produção de eletricidade a partir de fontes renováveis. Contudo, é necessário encontrar locais que atendam às condições para armazenamento, apesar de ser mais fácil do que achar locais para usinas hidrelétricas (Camelo et al., 2000).

Os armazéns de ar comprimido possibilitam, a partir do armazenamento e a utilização posterior da energia proveniente de fontes renováveis, suavizar picos de abastecimento e aumentar a previsibilidade de abastecimento do sistema de fornecimento de energia (COSTA, 2019). Nos momentos de aumento da demanda de energia, o ar acumulado é liberado e utilizado para movimentar a turbina, sendo a eficiência do armazenamento entre 40% a 70%, dependendo se a instalação possui recuperador ou acumulador de calor. O ideal é que o suprimento de ar comprimido só seja reabastecido à noite, quando a eletricidade é mais barata, podendo essa reserva ser suficiente para todo o dia de operação da turbina (ZENIT, 2006).

Além das cavernas de sal, os depósitos de ar comprimido podem ser instalados em minas subterrâneas esgotadas ou cavernas naturais de calcário, arenito e outras rochas. Também é possível usar tanques de aço de alta pressão, acima do solo, à custa da capacidade de armazenamento. No entanto, o espectro de aplicação de tais tanques de armazenamento em geração distribuída está aumentando (HORTA, 2004). Vale aqui destacar quanto a necessidade de resfriamento dos tanques para que não haja quebra e vazamento, pois o gás comprimido a uma pressão de 70 atm tem uma temperatura da ordem 700 ° C (FARGON, 2006).

O primeiro tanque de armazenamento de ar comprimido foi colocado em operação em 1978 em Huntorf, na Alemanha, próximo a uma usina nuclear que não está mais operacional. Em 1991, o segundo tanque em operação foi instalado em McIntosh, nos Estados Unidos. Em ambos os casos, o armazenamento se dava em uma caverna de sal, com potência instalada de 310 MW na Alemanha e 110 MW nos Estados Unidos (ZENIT, 2006). Segundo Camelo (2000), em Huntorf, as cavernas possuíam formatos cilíndricos, localizadas de 650 a 800 metros abaixo do solo, levando cerca de 8 horas para enchê-las completamente. Nessa instalação, o ar comprimido armazenado era capaz de fornecer energia à rede por até três horas.

Existem três gerações de armazenamento de energia com ar comprimido, classificadas de acordo com as tecnologias utilizadas e seu nível de maturidade: armazenamento de energia com ar comprimido convencional, armazenamento de energia com ar comprimido adiabático e armazenamento de energia com ar comprimido isotérmico (COSTA, 2019). No armazenamento de energia com ar comprimido convencional, o tanque pressurizado pode variar de um tubo simples de alguns metros cúbicos a uma caverna de várias centenas de milhares de metros cúbicos. As capacidades instaladas variam de alguns megawatts (micro

armazenamento de energia com ar comprimido da ordem de 1 MW instalados nas redes de distribuição) a várias centenas de megawatts (instalações de alta potência instaladas nas redes de transmissão, em funcionamento algumas horas) (ROLLINS, 2004).

Diz-se que um sistema é adiabático quando não troca calor com o exterior. Os CAES's adiabáticos são, portanto, semelhantes aos sistemas convencionais, mas também incluem um sistema para armazenar calor. Diante da dificuldade de criar um reservatório que possa manter simultaneamente a pressão do ar e a temperatura, um segundo reservatório é usado para armazenar calor (FARGON, 2006). O CAES adiabático, portanto, consiste em um tanque para armazenamento de ar comprimido (semelhante aos tanques armazenamento de energia com ar comprimido convencionais) e um sistema de armazenamento térmico que recupera o calor do ar comprimido na saída do compressor. Durante a fase de descarga, esse calor é devolvido ao ar comprimido antes de passar pela turbina. Graças a este sistema, os armazenamentos de energia com ar comprimido adiabáticos atingem uma eficiência em torno de 70% (ZENIT, 2006).

O sistema isotérmico encontra-se em desenvolvimento para aplicação futura. Esse visa aumentar a eficiência do armazenamento com ar comprimido mantendo a temperatura do sistema uniforme (ROLLINS, 2004). Isso é conseguido através da extração do calor do ar à medida que ele é comprimido, em contraste ao sistema adiabático, que extrai o calor após a compressão. A eficiência do sistema térmico de válvula de expansão / compressor é em torno de 95% (CAMELO et al., 2000).

A grande dificuldade é administrar o calor. No momento da compressão, a temperatura do ar aumenta drasticamente, sendo difícil recuperar esse calor. (ROLLINS, 2004). É o caso das duas únicas instalações existentes no mundo na Alemanha e nos Estados Unidos. Novos projetos buscam reaproveitar o calor da compressão, armazenando-o em outro tanque ou em pedras, ou ainda instalando um sistema hidráulico. (COSTA, 2019).

Como todos os dispositivos de armazenamento de eletricidade, o armazenamento de energia com ar comprimido é adequado em condições específicas de volume e tempo, sendo potencialmente úteis para grandes quantidades de energia e curtos períodos, porém inadequados para uso em pequena escala (FARGON, 2006)

#### 4. ESTUDO COMPARATIVO

Nesse estudo, foram dimensionados sistemas de armazenamento de energia que serão avaliados pelas seguintes métricas:

- Custo de capital (\$/kW);
- Sistema de conversão de energia (\$/kW);
- Equilíbrio do sistema de armazenamento de energia (\$/kW);
- Construção e comissionamento (\$/kWh);
- Operações fixas e manutenção (\$/kW-ano);
- Operações variáveis e manutenção (\$/kWh – ano);
- Eficiência;
- Tempo de resposta;
- Ciclo de vida;
- Viabilidade econômica

Foram estabelecidos níveis de armazenamento de energia com potência de 30MW, 50MW e 100MW durante o período de 30 anos e com potência para abastecimento durante 12 horas seguidas, que é o período médio de ausência de irradiância solar. Devido os diversos tipos de baterias existentes no mercado, foram escolhidas as baterias de íons de lítio, sódio-enxofre e fluxo, por serem as mais popularmente empregadas e apresentarem características diferenciadas.

O tipo de CAES estudado foi o adiabático devido a sua maior eficiência em relação ao convencional e sua aplicabilidade comprovada.

Para adequação dos valores na moeda vigente do Brasil, o real (R\$), foi realizada a sua cotação em dólar no presente momento da pesquisa em R\$ 4,96, assim torna-se possível a adequação dos valores monetários para o âmbito nacional.

As métricas utilizadas foram lineares, para fins de análise financeira, por falta de estudos na literatura científica que permitam uma análise técnica, devido os sistemas de armazenamento utilizarem formas de conversão de energia com princípios diferentes.

Os dados retirados do U.S. Department of Energy (2019) sobre os sistemas de armazenamento abordados resultam de um levantamento que eles fizeram com base em uma extensa revisão da literatura, conversas com fornecedores e resumos dos

custos reais fornecidos por projetos específicos em locais nos Estados Unidos. Considerando isso, utilizou-se os valores encontrados por eles para adequação na proposta do comparativo.

#### 4.1 CUSTO DE CAPITAL

Os custos de capital são gastos únicos na construção, melhoria ou aquisição de ativos, como equipamentos e terrenos, que beneficiarão o projeto por mais de um ano. É o dinheiro necessário para levar o projeto do conceito à comercialização. (GERARDI, 2022).

Segundo relatório do U.S. Department of Energy (2019), para CAES inclui cavernas, compressores e geradores construção, instalação, engenharia e outros custos necessários para sua conclusão.

Na tabela 2 pode-se averiguar o resumo das descobertas compiladas de 2018 e previsões de 2025 de custo por tipo de tecnologia.

Tabela 2 - Custos de capital por kW para armazenamento de diferentes tipos de tecnologia entre os anos de 2018 e 2025.

Tecnologia	CAES		Baterias de Íons de Lítio		Baterias de Sódio-Enxofre		Baterias de Fluxo	
	2018	2025	2018	2025	2018	2025	2018	2025
Custo de Capital - (\$/kW)	139,08	139,08	67,75	47,25	165,25	116,25	138,75	98,25

Fonte: o Autor, baseado em U.S. Department of Energy (2019).

Nos dados adquiridos do U.S. Department of Energy (2019), inicialmente o custo de capital apresentava-se em \$/kWh, foi feita a adequação dessa unidade de medida de energia para potência, dividindo a quantidade de energia pelo período de tempo de armazenamento em horas. Para as tecnologias abordadas, o tempo de armazenamento do CAES foi 16 horas para CAES e 4 horas para sistemas de baterias.

Em relação aos valores para o CAES, os valores de 2018 e 2025 são iguais devido ao fato de que não existem indício de mudanças que levem a reduções de custo nos próximos anos. Para uma estimativa mais exata dos custos de capital em relação as baterias, foi calculada a diferença percentual dos valores descobertos em

2018 com as previsões de 2025. Segundo Eurostat (2020), a diferença percentual é descrita na equação 1:

$$Dp = \frac{V_o - V_p}{V_o} \cdot 100\% \quad (\text{Eq.1})$$

em que, Dp representa a diferença percentual dos custos de capital dos sistemas de armazenamento abordados, Vo representa o valor original dos custos de capital em 2018 e Vp consiste no valor dos custos de capital predito em 2025.

Ao encontrar a diferença percentual, os valores estimados em 2023, representados por Va que é o sexto entre oito anos no período de tempo abordado podem ser calculados através da equação 2:

$$Va = (1 + Dp/\text{ano}) \cdot 6 \cdot Vp \quad (\text{Eq.2})$$

Fatores externos que podem influenciar o preço dos sistemas de armazenamento foram desconsiderados devido à dificuldade em encontrar na literatura científica dados específicos sobre os tipos de valores em questão. Assim, foi dada a preferência em utilizar os resultados dos cálculos obtidos como amostragem para o estudo. A tabela 3 mostra os valores de custo de capital dos sistemas já convertidos em real para o ano de 2023.

Nesses dados, observa-se a capacidade de armazenamento dos sistemas é de 4 horas para baterias e 16 horas para CAES. Esses valores foram adequados para a proposta de 12 horas de armazenamento, multiplicando-se por 3 o custo de capital das baterias e por 3/4 o do CAES.

Tabela 3 - Custos de capital por kW para armazenamento de diferentes tipos de tecnologia entre os anos de 2018 e 2025.

Tecnologia	CAES	Baterias de Íons de Lítio	Baterias de Sódio-Enxofre	Baterias de Fluxo
Diferença percentual - Dp - (%)	Não há	30,26	29,65	29,19
Diferença percentual por ano(%)	Não há	3,78	3,71	3,65
Valores em 2023 (\$)	104,31	173,92	426,31	359,28
Valores em 2023 (R\$)	517,3776	862,64	2114,49	1782,01

Fonte: o Autor

Após encontrar os valores atualizados em real, foi possível mensurar os custos de capital para as potências abordadas no estudo na tabela 4:

Tabela 4 - Custos de Capital Para armazenamento na ordem de 30, 50 e 100MW.

Potência da Planta (MW)	30	50	100
CAES (R\$)	15.521.328,00	25.868.880,00	51.737.760,00
Baterias de Íons de Lítio (R\$)	25.879.051,66	43.131.752,77	86.263.505,54
Baterias de Sódio-Enxofre (R\$)	63.434.723,15	105.724.538,58	211.449.077,16
Baterias de Fluxo (R\$)	53.460.321,08	89.100.535,14	178.201.070,27

Fonte: o Autor

## 4.2 SISTEMA DE CONVERSÃO DE ENERGIA

Consiste nos custos dos sistemas de armazenamento por baterias com inversores controladores de carga, bem como seu transporte. (Vartanian and Hellested 2018; Minear 2018b).

Nos sistemas de armazenamento de energia por bateria, é necessária a conversão de energia elétrica de corrente contínua para corrente alternada, considerando esse aspecto, os custos para as plantas podem ser observados, em \$/KW, na tabela 5.

Tabela 5 – Custos do sistema de conversão de energia em \$/kW para diferentes tecnologias de armazenamento entre os anos de 2018 e 2025.

Tecnologia	CAES		Baterias de Íons de Lítio		Baterias de Sódio-Enxofre		Baterias de Fluxo	
	2018	2025	2018	2025	2018	2025	2018	2025
Sistema de Conversão de Energia- (\$/kW)	Não aplicavel	Não aplicavel	288	211	350	211	350	211

Fonte: o Autor, baseado em U.S. Department of Energy (2019).

Segundo relatório do U.S. Department of Energy (2019), no caso dos CAES, esses custos foram embutidos no custo da planta, o que impossibilita a sua separação para comparação com os custos dos bancos de baterias. A tabela 6 exhibe esses resultados encontrados. Nos dados apresentados, a capacidade de armazenamento dos sistemas era de 4 horas para baterias, dado esse fator, foi feito a multiplicação dos custos por 3 para chegar a valores com a capacidade de 12 horas de armazenamento.

Tabela 6 – Diferença percentual e custos do sistema de conversão em \$ e em R\$ de energia para diferentes tecnologias de armazenamento com 12 horas de capacidade de armazenamento em 2023

Tecnologia	CAES	Baterias de Íons de Lítio	Baterias de Sódio-Enxofre	Baterias de Fluxo
Diferença percentual (%)	Não aplicavel	26,74	39,71	39,71
Diferença percentual por ano(%)	Não aplicavel	3,34	4,96	4,96
Valores em 2023 (\$)	Não aplicavel	759,93	821,54	821,54
Valores em 2023 (R\$)	Não aplicavel	3769,25	4074,86	4074,86

Fonte: o Autor.

A tabela 7 apresenta os valores a do custo para o sistema de conversão de energia:

Tabela 7 – Custos do sistema de conversão de energia para armazenamento na ordem de 30, 50 e 100MW em R\$.

Potência da Planta (MW)	30	50	100
CAES (R\$)	Não aplicavel	Não aplicavel	Não aplicavel
Baterias de Íons de Lítio (R\$)	113.077.537,50	188.462.562,50	376.925.125,00
Baterias de Sódio-Enxofre (R\$)	122.245.683,43	203.742.805,71	407.485.611,43
Baterias de Fluxo (R\$)	122.245.683,43	203.742.805,71	407.485.611,43

Fonte: o Autor.

#### 4.3 EQUILÍBRIO DO SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

O equilíbrio do sistema de armazenamento de energia (ESS), conhecido como balance of plant (BOP), inclui componentes como fiação local, transformadores de interconexão e outros equipamentos auxiliares adicionais sendo medido em \$/kW. (DNV GL 2016). Devido aos sistemas de baterias compartilharem do mesmo tipo de BOP, não foi necessário separa-los nesse caso. A tabela 8 exibe os custos.

Tabela 8 – Custos do BOP em \$/kW.

Tecnologia	CAES		Baterias	
Ano	2018	2025	2018	2025
BOP - (\$/kW)	450	427,50	100	95

Fonte: o Autor, baseado em U.S. Department of Energy (2019), Siemens CAES systems AG (2017).

Os custos dos CAES foram obtidos de uma simulação da Siemens realizada em 2017 disponível no relatório do U.S. Department of Energy (2019). A tabela 9 exibe o resultado encontrado aonde considera-se um percentual de redução de 5% nos custos do BOP para o ano de 2025 Essa redução deve-se ao relatório do U.S. Department of Energy (2019), que aponta uma falta de avanços tecnológicos significativos para sistemas CAES nesse ano. Nos dados apresentados, a capacidade de armazenamento dos sistemas é de 4 horas para baterias, o que leva a multiplicação dos custos por 3 para chegar a valores com a capacidade de 12 horas de armazenamento. As Tabela 9 e 10 apresentam os valores trabalhados para o ano de 2023 e os custos calculados BOP, respectivamente.

Tabela 9 – Diferença percentual e custos do BOP em \$ e em R\$ para sistemas de armazenamento de baterias e CAES com 12 horas de capacidade de armazenamento em 2023.

Tecnologia	CAES	Baterias
Diferença percentual (%)	5	5,00
Diferença percentual por ano(%)	0,625	0,63
Valores em 2023 (\$)	1330,59375	295,69
Valores em 2023 (R\$)	6599,745	1466,61

Fonte: o Autor

Tabela 10 – Custos do BOP para armazenamento na ordem de 30, 50 e 100MW em R\$.

Potência da Planta (MW)	30	50	100
CAES (R\$)	197.992.350,00	329.987.250,00	659.974.500,00
Baterias (R\$)	43.998.300,00	73.330.500,00	146.661.000,00

Fonte: o Autor

#### 4.4 CONSTRUÇÃO E COMISSONAMENTO

Os custos de Construção e comissionamento (C&C), estão relacionados ao projeto do local, aquisição/transporte de equipamentos e os custos de mão de obra/peças para a instalação. (DNV GL 2016)

Segundo Damato (2017), o C&C também incide sobre custos relatados para integração de rede, impostos sobre vendas, taxas e despesas gerais e administrativas. A tabela 11 exprime os valores encontrados.

Tabela 11 – Custos de C&C em \$/kW.

Tecnologia	CAES		Baterias de Íons de Lítio		Baterias de Sódio-Enxofre		Baterias de Fluxo	
Ano	2018	2025	2018	2025	2018	2025	2018	2025
C&C- (\$/kW)	12,5	11,9	101	96	115	110	190	180

Fonte: o Autor, baseado em Chen et al. (2009); Mongird et al. (2019); Mongird et al. (2020); U.S. Department of Energy (2019), Siemens CAES systems AG (2017).

Nos dados apresentados, a capacidade de armazenamento dos sistemas é de 4 horas para baterias, assim os custos foram multiplicados por 3 para se chegar a valores com a capacidade de 12 horas de armazenamento. A Tabela 12 apresenta os valores trabalhados para o ano de 2023.

Tabela 12 – Diferença percentual e custos de C&C em \$ e em R\$ para sistemas de armazenamento de baterias e CAES com 12 horas de capacidade de armazenamento em 2023.

Tecnologia	CAES	Baterias de Íons de Lítio	Baterias de Sódio-Enxofre	Baterias de Fluxo
Diferença percentual (%)	4,8	4,95	4,35	5,26
Diferença percentual por ano(%)	0,6	0,62	0,54	0,66
Valores em 2023 (\$)	36,9852	298,69	340,76	561,32
Valores em 2023 (R\$)	183,446592	1481,52	1690,17	2784,13

Fonte: o Autor.

A tabela 13 exhibe os custos calculados de C&C.

Tabela 13 – Custos do C&C para armazenamento na ordem de 30, 50 e 100 MW em R\$.

Potência da Planta (MW)	30	50	100
CAES (R\$)	5.503.397,76	9.172.329,60	18.344.659,20
Baterias de Íons de Lítio (R\$)	44.445.528,71	74.075.881,19	148.151.762,38
Baterias de Sódio-Enxofre (R\$)	50.705.217,39	84.508.695,65	169.017.391,30
Baterias de Fluxo (R\$)	83.523.789,47	139.206.315,79	278.412.631,58

Fonte: o Autor.

#### 4.5 OPERAÇÕES FIXAS E MANUTENÇÃO.

Os custos de operações fixas e manutenção (OF&M) inclui todos os gastos que não flutuam com base no uso da energia e são necessários para manter o sistema de armazenamento operacional durante a duração de sua vida econômica. (DNV GL 2016). Não será feita a previsão de OF&M para 2025 já que se trata de valores que tendem a flutuar mais por conta de questões trabalhistas referente a mão-de-obra e impostos. Segundo Aquino et al. (2017) e Siemens (2017) para sistemas com armazenamento por baterias e CAES são:

- 16,7 \$/kW por ano para CAES que é equivalente a 82,83 R\$/kW por ano.
- 10 \$/kW por ano para armazenamento de baterias que equivale a 49,6R\$/kW por ano.

Para o período de 30 anos abordado, a tabela 14 exprime o OF&M.

Tabela 14 – Custos de OF&M durante 30 anos para plantas na ordem de 30, 50 e 100 MW em R\$.

Potência da Planta (MW)	30	50	100
CAES (R\$)	501.000,00	835.000,00	1.670.000,00
Baterias(R\$)	300.000,00	500.000,00	1.000.000,00

Fonte: o Autor.

#### 4.6 OPERAÇÕES VARIÁVEIS E MANUTENÇÃO.

Os custos variáveis de operações variáveis e manutenção (OV&M) representam o desgaste do sistema durante a operação. Poucos recursos na literatura forneceram um valor de O&M variável concreto para sistemas de armazenamento, aqueles que o fizeram, assumiram que era de aproximadamente 0,3 \$/kWh por ano (Aquino et al. 2017). Apesar dos custos serem considerados iguais para ambas as tecnologias de armazenamento, foi feita a conversão do dólar para o real afim de obter uma soma de todos os custos mais próxima da realidade. A tabela 15 demonstra o OV&M total no período de tempo abordado.

Tabela 15 – Custo total de OV&M durante 30 anos para plantas na ordem de 30, 50 e 100 MW em R\$.

Potência da Planta (MW)	30	50	100
OV&M total (R\$)	135.000,00	225.000,00	450.000,00

Fonte: o Autor.

#### 4.7 EFICIÊNCIA, TEMPO DE RESPOSTA E CICLO DE VIDA

Os fatores de eficiência, tempo de resposta e ciclo de vida são abordados juntos nesse tópico devido a sua relação de dependência, visto que quanto mais tempo se passa, menor será a eficiência dos sistemas de armazenamento, o tempo de resposta e mais próximo o sistema fica do fim do seu ciclo de vida, a própria literatura científica também os aborda assim.

A eficiência de um sistema de armazenamento de energia é uma medida que relaciona a quantidade de energia que é obtida como resultado do processo de armazenamento e liberação de energia com a quantidade de energia inicialmente fornecida ao sistema, assim, é possível verificar a capacidade de conversão da energia.

O tempo de resposta em um sistema de armazenamento de energia refere-se ao período de tempo necessário para que o sistema responda e inicie a liberação de energia após receber uma solicitação, quanto maior o tempo de resposta, mais adequado o sistema é para garantir a qualidade do fornecimento de energia.

Em relação ao ciclo de vida, ele é tido como a duração total de operação do sistema, desde a sua fabricação até o seu descarte final. A tabela 16 exprime os aspectos abordados.

Tabela 16 – Eficiência, tempo de resposta e ciclo de vida para CAES e sistemas de armazenamento de baterias.

Tecnologia de armazenamento	Tempo de resposta	Eficiência	Ciclo de vida
CAES	3 minutos	70%	30 anos
Baterias de Fluxo	1 segundo	75%	15 anos
Baterias de Sódio-Enxofre	1 segundo	70%	15 anos
Baterias de Íons de Lítio	1 segundo	85%	10 anos

Fonte: o Autor, baseado em National Renewable Energy Laboratory (2021).

Apesar do CAES ter o maior ciclo de vida em relação as outras tecnologias de armazenamento, ele apresenta a menor eficiência e o maior tempo de resposta, o que torna as tecnologias de armazenamento por baterias mais adequadas para armazenamento de curto prazo e injeções rápidas de energia em sistemas que necessitem desse fator

#### 4.8 VIABILIDADE ECONÔMICA

Para calcular a viabilidade econômica, primeiro deve-se obter o custo total dos sistemas de armazenamento, que é igual à soma dos valores calculados para custo de capital, sistema de conversão de energia, equilíbrio do sistema de armazenamento de energia, construção e comissionamento, OF&M e OV&M. Visto que o tempo operacional da usina no comparativo é de 30 anos e o ciclo de vida das baterias de fluxo e das baterias sódio-enxofre é de 15 anos, multiplicou-se o valor do sistema de conversão de energia delas por 2 para alcançar os gastos referentes a 30 anos, no caso das baterias de íons de lítio, que dura 10 anos, multiplicou-se por 3. A tabela 17 apresenta o resultado obtido do custo total.

Tabela 17 – Custo total durante 30 anos para plantas na ordem de 30, 50 e 100 MW em R\$.

Potência da planta (MW)	30	50	100
Custo total para CAES (R\$)	219.653.075,76	366.088.459,60	732.176.919,20
Custo total para baterias de íons de lítio (R\$)	340.912.955,37	568.188.258,96	1.136.376.517,91
Custo total para baterias de sódio-Enxofre (R\$)	406.871.487,40	678.119.145,66	1.356.238.291,32
Custo total para baterias de fluxo (R\$)	429.715.657,41	716.192.762,35	1.432.385.524,71

Fonte: o Autor.

Sendo Helerbrock (2019) o cálculo de energia, o resultado da potência multiplicada pelo tempo, é possível inferir que a energia armazenada será a potência de geração da planta pelo tempo em que o sistema ficará armazenando esta energia, logo:

$$Et = P \cdot Ta \cdot T \cdot 365 \quad (\text{Eq.3})$$

Em que  $E_t$  é o total de energia armazenada;  $P$  é a potência da planta em MW;  $T_a$  é o tempo de armazenamento diário da planta que foi definido em 12 horas diárias;  $T$  é o período de tempo abordado de 30 anos e a constante 365 é o número de dias em um ano. A tabela 18 exprime o resultado de acordo com a potência das plantas.

Tabela 18 – Total de energia armazenada em MWh durante 30 anos para plantas na ordem de 30, 50 e 100 MW.

Potência da planta (MW)	30	50	100
Total de energia armazenada (MWh)	3942000	6570000	13140000

Fonte: o Autor.

O preço da energia produzida durante esse período de tempo é obtido ao dividir o custo total pelo total de energia armazenada. A tabela 19 apresenta o preço médio dessa energia.

Tabela 19 – Preço médio da energia armazenada para CAES e sistema de armazenamento por baterias durante 30 anos.

Tecnologia de armazenamento	Preço médio em MWh
CAES	55,72
Baterias de Íons de Lítio	86,48
Baterias de Sódio-Enxofre	103,21
Baterias de Fluxo	109,01

Fonte: o Autor.

A Câmara de Comercialização de e Energia elétrica (2023), entidade responsável por gerenciar a comercialização de energia elétrica no país, aponta que o preço médio da energia elétrica comercializada no mercado livre de energia no ano de 2023 até agora foi de R\$69,04 por MWh. Ao comparar com o preço médio da energia armazenada pelo CAES, verifica-se que a implantação dessa tecnologia de armazenamento resulta em um valor mais barato que o comercializado. Em relação as baterias, nenhuma delas apresentaram um custo médio de armazenamento viável, sendo as baterias de fluxo o SAE que se mostrou mais inviável economicamente. Vale ressaltar que fatores externos como programas de incentivo à produção de energia do governo ou redução dos preços de materiais podem interferir no valor final tanto do custo do sistema de armazenamento como no preço da energia comercializada.

## 5 CONCLUSÃO

O trabalho comparou custos e o desempenho das tecnologias de armazenamento de energia CAES, baterias de íons de lítio, baterias de sódio-enxofre e baterias de fluxo com foco na geração de energia fotovoltaica. O estudo foi motivado pelo crescente debate entre o uso integrado de tecnologias de armazenamento com geração de energia renovável, além dos avanços tecnológicos que ambas sofreram no decorrer dos últimos anos.

A fundamentação teórica no campo de geração de energia fotovoltaica distribuída foi essencial, pois possibilitou comparar a realidade dos custos da distribuição dessa energia com os custos de implantação de sistemas de armazenamento para o excedente gerado.

A pesquisa sobre o funcionamento dos diversos tipos de sistemas de armazenamento de energia foi fundamental para a seleção das tecnologias abordadas, assim foram apresentadas as principais características de cada uma.

Foi identificado que armazenamento de energia por ar comprimido, apesar de não ser tão eficiente ao converter energia quando comparada com sistemas de armazenamento por baterias é a tecnologia mais viável atualmente em larga escala para obter retorno econômico do investimento, porém, vale ressaltar que nem sempre a mesma poderá ser aplicada, é necessário um estudo de viabilidade técnica do local aonde o sistema pretende ser implantando já que ela está sujeita a vários fatores como o espaço para armazenamento do ar comprimido e a disponibilidade de equipamentos para constituir o sistema.

Constatou-se que apesar das baterias de fluxo, íons de lítio e de sódio-enxofre terem resultarem em um preço médio de energia maior, dada a sua rápida resposta elas podem ser utilizadas como ferramentas de gestão de qualidade energética em momentos de crise na produção de energia de uma rede já que possuem tempo de resposta de 1 segundo, diferentemente do CAES que demora cerca de 3 minutos.

Averiguou-se que baterias de íons de lítio, apesar de terem ciclo de vida 1/3 menor que as de fluxo e sódio-enxofre, ainda são mais baratas e trazem retorno econômico no atual cenário brasileiro.

Verificou-se que embora os preços das baterias, principalmente as de íons de lítio tenham caído nos últimos anos, seu custo inicial elevado e sua vida útil curta ainda

não conseguiram superar o CAES em termos de geração de energia barata quando aplicado em larga escala, uma tecnologia que não tem sofrido avanços tecnológicos nos últimos anos e é mais antiga.

Com base nos dados obtidos e analisados, pode-se concluir que o único sistema viável financeiramente seria o CAES, pois reduzindo o valor dos R\$69,04 por MWh que é o preço médio da energia comercializada em 2023 pelo valor de custo do CAES, resultando em um valor positivo de R\$13,32 por MWh mais barato. No entanto, vale ressaltar que é uma tecnologia pouco usual com grande dificuldade de encontrar locais próprios para sua construção.

Para as baterias de íons de lítio, o valor resultante da subtração do seu custo em relação ao custo médio da energia comercializada foi negativo, sendo ele R\$17,44 mais caro.

Em relação as baterias de sódio-enxofre, o valor resultando da subtração do seu custo em relação ao custo médio da energia comercializada também foi negativo, sendo ele R\$34,17 mais caro.

As baterias de fluxo tiveram o pior desempenho, o resultado da diferença do seu custo em relação ao custo médio da energia comercializada foi R\$40,17 mais caro.

## REFERÊNCIAS

ABRÃO, F. N.; FIORENTINO, J. J. **Aplicação da tecnologia de sistemas fotovoltaicos**. [S.n.]: Programa Luz para Todos, 2011.

AEMO. 2018. **Initial Operation of the Hornsdale Power Reserve Battery Energy Storage System**. Sul da Austrália: AEMO. Disponível em: [https://aemo.com.au/-/media/Files/Media\\_Centre/2018/Initial-operation-ofthe-Hornsdale-PowerReserve.pdf](https://aemo.com.au/-/media/Files/Media_Centre/2018/Initial-operation-ofthe-Hornsdale-PowerReserve.pdf)  
Acesso em: 16 de junho de 2023

Alotto, Piergiorgio, Massimo Guarnieri, and Federico Moro. 2014. **Redox Flow Batteries for the Storage of Renewable Energy: A Review**. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 29 (January): 325–35. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.08.001>.

ALTMANN, Mateus Utz. **Avaliação termodinâmica de um sistema de acumulação de energia por ar comprimido (CAES) frente a uma turbina a gás de ciclo aberto**. Monografia de Engenharia de Energia. Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre, 2018, 37 f.

ANGSTMANN JG; SOUZA GM. **Energia Solar e a Macroeconomia Brasileira. Encontro internacional sobre gestão empresarial e meio ambiente**. São Paulo. p.43, 2016.

AQUILA, G., PAMPLONA, E.D.O., QUEIROZ, A.R. D., ROTELA JUNIOR, P. and FONSECA, M.N. (2017), “**An overview of incentive policies for the expansion of renewable energy generation in electricity power systems and the Brazilian experience**”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 70, pp. 1090-1098.

Aquino T, C Zuelch, and C Koss. 2017b. **Energy Storage Technology Assessment. HDR Report No.10060535-0ZP-C1001**, November 6, 2017. Prepared for the Public Service Company of New Mexico by HDR. Omaha, Nebraska.

ARTECONI, A.; HEWITT, N. J.; POLONARA, F. **State of the art of thermal storage for demand-side management**. Applied Energy, v. 93, p. 371–389, 2012.

BENEDITO, Ricardo da Silva. **Caracterização da geração distribuída de eletricidade por meio de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, no Brasil, sob os aspectos técnico, econômico e regulatório**. 2009. 121 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Programa de Pós-graduação em Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2009.

BHATNAGAR, D.; CURRIER, A.; HERNANDIZ, J.; Ma, O.; KIRBY, B. (2013b). **Market and Policy Barriers to Energy Storage Deployment**. Sandia Report 2013.

BONFIM, HV; SANTOS, SF; SILVA, LIS; PRIMO, A; MENDONÇA, MASS. **Utilização de conceitos de cálculo para verificação da eficiência de uma placa solar**. Ciências exatas e tecnológicas. v.4, nº. 1, p.29-34, Aracaju, março de 2017. ISSN impresso 1980-1777.

BORTOLOTO, Valter A. et al. **Geração de energia solar on grid e off grid**. In: **jornada científica tecnológica**, 6., 2017, Botucatu. Anais. Botucatu: Fatec, 2017. p. 1 - 6.

CABRAL I; VIEIRA R. **Viabilidade econômica x viabilidade ambiental do uso de energia fotovoltaica no caso brasileiro: uma abordagem no período recente**. In: III Congresso Brasileiro de Gestão Ambiental, Goiânia, GO. p. 12, 2012.

CAISO. 2019. **News Release: Innovative Battery Technology Connected to California ISO Power Grid**. Caiso.Com. April 30, 2019. <http://www.aiso.com/Documents/InnovativeBatteryTechnologyConnectedtoCaliforniaISOPowerGrid.pdf>. Acesso em: 18 de junho de 2023

Câmara de comercialização de energia elétrica. **Painel de preços**. [S. l.], 30 jun. 2023. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/precos/painel-precos>. Acesso em: 10 jul. 2023.

CAMELO, E.S. C; SOARES, G-A- ;CAPELLA, P-S-; OLIVEIRA, T-D- **Diagnóstico Energético no Sistema de Ar Comprimido da Fábrica da Mercedes-Benz de São Bernardo do Campo (SP)**, Relatório Técnico CEPEL- ADG/A-DUE-539/00, CEPEL, 47p, 2000.

**CANTANE, D. A; ANDO JUNIOR, O. H; HAMERSHMIDT, M. B. Tecnologias de Armazenamento de Energia Aplicadas ao Setor Elétrico Brasileiro.** Editora Scienza, 2020.

CASARIN, Ricardo. **CCEE: Preço médio da energia solar em leilões cai para R\$ 271,30/ MWh.** Portal Solar, [S. l.], p. 1-2, 3 ago. 2021. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/noticias/operacao-e-expansao/leiloes/ccee-preco-medio-da-energia-solar-em-leiloes-cai-para-r-271-30-mwh>. Acesso em: 7 de julho de 2023.

CELESTINO V; JULIÃO R. **Modelagem conceitual para identificação de áreas com potencial para geração de energia por fonte renovável.** Revista de geografia e ordenamentos do território. v. (SN), n. 9, p. 65-89, 2016.

COSTA, F. V. R. G. **Processos de armazenamento de energia com recurso a ar comprimido: revisão.** Universidade De Lisboa Faculdade De Ciências Departamento De Engenharia Geográfica, Geofísica E Energia. 2019.

DENHOLM, P.; ELA, E.; KIRBY, B.; MILLIGAN, M. **The Role of Energy Storage with Renewable Electricity Generation The Role of Energy Storage with Renewable Electricity Generation.** Nrel, n. January, p. 1–53, 2010.

DNV GL. 2016. **Battery Energy Storage Study for the 2017 IRP.** 128197#-P-01-A, August 22, 2016. Chalfont, Pennsylvania.

Energia Economic & Technical Research Institute, and Chogoku Electric Power Company. 2016. **Demonstration Project Utilizing Hybrid Battery Energy Storage System in the Oki-Islands.** Oficina apresentada no International Electric Research

Exchange - CLP-RI Hong Kong Workshop, Hong Kong, November.  
<https://www.iere.jp/events/workshop/2016-hongkong/index.html>.

Energy Information Administration, 2019. **EIA-860 Form**. Government Dataset. Electricity.. Disponível em <https://www.eia.gov/electricity/data/eia860/>. Acesso em: 16 de junho de 2023

ESA (2015), **Energy Storage Association** - ESA. Info. Disponível em: <http://energystorage.org/energy-storage/energy-storage-technologies>. Acesso em 20 de julho de 2021.

EUROSTAT. **Conceitos estatísticos – Variação em percentagem e pontos percentuais**. [S. l.], 27 abr. 2020. Disponível em: [https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Beginners:Statistical\\_concept\\_\\_Percentage\\_change\\_and\\_percentage\\_points/pt#:~:text=O%20resultado%20%C3%A9%20expresso%20em,\)%20%2D%201%5D%20%C3%97%20100](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Beginners:Statistical_concept__Percentage_change_and_percentage_points/pt#:~:text=O%20resultado%20%C3%A9%20expresso%20em,)%20%2D%201%5D%20%C3%97%20100). Acesso em: 19 jun. 2023.

FAIAS, S.; SOUSA, J.; CASTRO, R. (2009). **Embedded Energy Storage Systems in the Power Grid for Renewable Energy Sources Integration**. Renewables Energy, T J Hammonds (Ed.), ISBN: 978-953-7619-52-7, InTech. Dezembro de 2009.

FARGON, tratamento ar comprimido. **Manual de tratamento de ar comprimido**. 1. ed. São Paulo: FARGON 2006.

Farmer, R., “**NWK 290 MW Air Storage Plant at 5300-Btu Heat Rate**”, 1979, Gas Turbine World, March, Vol. 9, N° 1, p. 32-38.

GERARDI, Jeff. **CAPITAL COST: DEFINITION, MEANING & WHAT IT INCLUDES**. Proest.com, 10 maio 2022. Disponível em: <https://proest.com/construction/cost-estimates/capital-cost/>. Acesso em: 31 maio 2023.

GOLDEMBERG, J. **Pesquisa e desenvolvimento na área de energia**. Perspec.v.14, nº. 3, São Paulo, Jul/Sept, 2014. ISSN 0102-8839.

Harvard University, and ARPA-E. 2016. **Organic Flow Battery for Energy Storage**. Government Website. ARPA-E. May 2016. <https://arpa-e.energy.gov/?q=slick-sheet-project/organic-flowbattery-energy-storage>.

HELERBROCK, Rafael. "**Cálculo do consumo de energia elétrica**"; Brasil Escola. Disponível em: <https://brasilecola.uol.com.br/fisica/energia-eletrica.htm>. Acesso em 19 de julho de 2023.

HORTA, F. J. N. **Eficiência Energética em Sistemas de Ar Comprimido**; Eletrobrás/Procel, 2004.

HOSKEN, LAL. **Avaliação potencial técnico das energias eólica e solar no município de Campos de Goyatazes/RJ através de mineração de dados meteorológicos**. Universidade Candido Mendes, Campos dos Goyatazes/RJ, 2014

IEA (2019), **Global Energy & CO2 Status Report**, Disponível em: <https://www.iea.org/geco/>. Acesso em 20 de julho de 2021.

JÚNIOR, Francisco de Sousa; ROGÉRIO, José da silva. **Uso de Turbinas a Gás com Sistema de Armazenamento de Ar Comprimido em Reservatório Subterrâneo para Geração de Energia Elétrica em Horário de Demanda de Pico.**, CONGRESSO NACIONAL DE ENGENHARIA MECÂNICA, n. II, p. 5-10, 12 ago. 2002. Disponível em: <https://www.abcm.org.br/app/webroot/anais/conem/2002/trabalhos/tema03/CPB0217.PDF>. Acesso em: 20 abr. 2023.

Karalis, A . J., Sosnowicz, E. J., Stys, Z. S., 1985, "**Air Storage Requirements for a 220 Mwe CAES Plant as a Function of Turbomachinery Selection and Operation**", **IEEE Transaction on Power Apparatus and System**, Vol. PAS-104, No. 4, pp. 803-808.

KEMERICH, P. D. C., FLORES, C. E. B., BORBA, W. F., SILVEIRA, R. B., FRANÇA, J. R., LEVANDOSKI, N. (2016) "Paradigmas da energia solar no Brasil e no mundo", Artigo científico, in: **Revista Eletrônica em Gestão, Educação e Tecnologia**

**Ambiental Santa Maria**, v.20, n. 1, jan.-abr, p. 241-247 Revista do Centro de Ciências Naturais e Exatas – UFSM.

LAHAIRI, S. e Kleiberg, M. (2015) **Tutorial Energy Storage**: An Introduction to Technologies, Applications and Best Practices. Part 3. IEEE PES General Meeting 2015. Denver/CO, USA.

LEITE, N. DELGADO, M. HAGE, F. **Os desafios do armazenamento de energia no setor elétrico**. Fundação Getúlio Vargas, 2017.

LIRA, M. A. T; MELO, M. L. S; RODRIGUES, L. M; SOUZA, T. R. M. **Contribuição dos Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica para a Redução de CO2 no Estado do Ceará**. Rev. bras. meteorol. vol.34 no.3 São Paulo. Epub Oct 21, 2019.

LIU X.; SU B. **Microgrids: an integration of renewable energy technologies**. In: CHINA INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRICITY DISTRIBUTION – CICED, 2008, Beijing. Proceeding. New York: IEEE, 2008.

LUIZ, B. S. E SILVA, T. S. (2017) "**Energia fotovoltaica**: um retrato da realidade brasileira", Artigo Científico in: INOVAE - ISSN: 2357-7797, São Paulo, Vol.5, N.2, JULDEZ, 2017 - p. 26-40.

LUIZ, Cicéli Martins. **Avaliação dos impactos da geração distribuída para proteção do sistema elétrico**. 2012. 151 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2012.

LUO et al. Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation. **Appl. Energy**, 137, 511-536, 2015. doi: 10.1016/j.apenergy.2014.09.081.

MARINHO, Gisele Souza Parmezani. M338a. **Apresentação de uma indústria sucroalcooleira sob os conceitos de microrrede de Energia elétrica**. Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira. Área de conhecimento: Automação, 2011.

MATOS, F. B. **Modelamento computacional do comportamento de células fotovoltaicas baseado nas propriedades físicas dos materiais.** Dissertação (Mestrado em Ciências) — Universidade Federal de Uberlândia-Faculdade em Engenharia Elétrica-Pós Graduação em Engenharia Elétrica, Uberlândia-MG, 2006.

Ministério de Minas e energia. **E2BRASIL – Tecnologias de Armazenamento de Energia.** [S. l.], 21 fev. 2020. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/sntep/e2brasil>. Acesso em: 19 jun. 2023.

MIRANDA, Arthur Biagio Canedo Montesano. **Análise de viabilidade econômica de um sistema fotovoltaico conectado à rede.** 2014. 98 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2014. MOTONLINE. **Bateria de fluxo redox.** Disponível em <https://www.motonline.com.br/noticia/bateria-de-fluxo-redox/> Acesso em: 16 de junho de 2023.

Moura, Pedro. **Methodologies and Technologies for the Large Scale Integration of Intermittent Power Sources.** São Paulo 01/01/2010. Disponível em: [https://www.researchgate.net/figure/Bateria-de-sodio-enxofre\\_fig69\\_235433180](https://www.researchgate.net/figure/Bateria-de-sodio-enxofre_fig69_235433180). Acesso em: 16 de junho de 2023.

National Renewable Energy Laboratory, 2021. **USAID GRID-SCALE ENERGY STORAGE TECHNOLOGIES PRIMER.** Estados Unidos da América. Disponível em : <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/76097.pdf>. Acesso em: 16 de junho de 2023.

Nguyen, Trung, and Robert Savinell. 2010. "Flow Batteries." *The Electrochemical Society Interface* 19 (3). <https://iopscience.iop.org/article/10.1149/2.F06103if>.  
Nikiforidis, Georgios. 2019. **High and Intermediate Temperature Sodium–Sulfur Batteries for Energy Storage: Development, Challenges and Perspectives.** *RSC Advances*, 25.

PEREIRA, Tiago Quartiero. **Desenvolvimento de um sistema de monitoramento remoto microcontrolado para análise da performance de bancos de baterias.**

2016. 45 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia de Energia, Universidade Federal de Santa Catarina, Araranguá, 2016.

REN21 (2017), “**Renewables 2017 Global Status Report**”, Disponível em: [www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/GSR2017\\_Full-Report\\_English.pdf](http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/GSR2017_Full-Report_English.pdf)  
Acesso em 20 de julho de 2021.

ROLLINS, John P. **Manual de Ar Comprimido e Gases / Compressed Air and Gas Institute**; - Editora: Pearson – tradução e revisão técnica Bruno Buck – São Paulo: Prentice Hall, 2004.

SALLES, Stéfano. **ENERGIA solar se torna a segunda principal fonte do mundo**, Cnnbrasil.com.br, p. 1-2, 23 maio 2022. Disponível em: <https://www.cnnbrasil.com.br/economia/energia-solar-se-torna-a-segunda-principal-fonte-do-mundo/>. Acesso em: 31 maio 2023.

SANTOS, Deivisson Rodrigues et al. **Energia solar fotovoltaica: um estudo de caso da aplicação no sistema de iluminação em uma instituição de ensino profissionalizante**. Revista GEINTECGestão, Inovação e Tecnologias, v. 7, n. 2, p. 3859-3875, 2017.

Schainker, R. B., Nakhamkin, M., 1985, “**Compressed Air Energy Storage (CAES): Overview, Performance, and Cost Data for 25 MW to 220 MW Plants**”, IEEE Transaction on Power Apparatus and System, Vol. PAS-104, No. 4, pp. 791-795.

SILVA, A. L; DEMONTI, R. **Dimensionamento de um sistema fotovoltaico com armazenamento de energia**. Revista sodebras. v. 8, n. 91, p. 91-10, Paraná, jul. 2013. ISSN 1809-3957.

SILVA, Cynthia Thamires. **Armazenamento de Energia**. [S. l.], 9 abr. 2020. Disponível em: <https://embarcados.com.br/armazenamento-de-energia/>. Acesso em: 19 jun. 2023.

SOARES, J.; SILVA, M.; SOUSA, T.; VALE, Z.; MORAIS, H. **Distributed energy resource short-term scheduling using Signaled Particle Swarm Optimization**. Energy, v. 42, n. 1, p. 466–476, 2012.

SOUZA, CHG; MOURA, LGAO; QUEIROZ, L. **Energia solar fotovoltaica: um estudo da sua viabilidade no Brasil**. In: Simpósio de TCC e Seminário de IC, 2016.

STA ELETRONICA. **Como Funciona Uma Bateria De Lítio Íon**. sta-eletronica.com.br, 23 maio 2023. Disponível em: <https://www.sta-eletronica.com.br/artigos/baterias-recarregaveis/baterias-de-litio/como-funciona-uma-bateria-de-litio-ion>. Acesso em: 31 maio 2023.

TANT, Jeroen et al. **Multiobjective Battery Storage to Improve FV Integration in Residential Distribution Grids**. IEEE: Transactions on sustainable energy, Bélgica, v. 4, n. 1, p.1-10, jan. 2013.

TIEPOLO, Gerson Máximo et al (Org.). **Atlas de Energia Solar do Estado do Paraná**. Curitiba: Silvia Vitorino Pereira, 2017. 97 p.

U.S. Department of Energy. **Energy Storage Technology and Cost Characterization Report**. Estados Unidos da América, 2019. Disponível em [https://www.energy.gov/sites/default/files/2019/07/f65/Storage%20Cost%20and%20Performance%20Characterization%20Report\\_Final.pdf](https://www.energy.gov/sites/default/files/2019/07/f65/Storage%20Cost%20and%20Performance%20Characterization%20Report_Final.pdf). Acesso em: 02 de fevereiro de 2023.

United Technologies Research Center, and ARPA-E. 2018. **High-Performance Flow Battery with Inexpensive Inorganic Reactants (P.400.0618)**. Government Website. DAYS: Duration Addition to ElectricitY Storage. September 2018. <https://arpa-e.energy.gov/?q=slick-sheet-project/highperformance-flow-battery-inexpensive-inorganic-reactants-p4000618>.

Vartanian C and R Hellested. 2018. **“FACTS for Very Large Scale DC (BESS, PV) Grid Interconnect, Design Concepts and Cost Effective Applications.”** Mitsubishi Electric Power Products. US Department of Energy Office of Electricity Electric Storage Power Electronics Workshop, Albuquerque, New Mexico, July 17-18, 2018.

VAZQUEZ, S.; LUKIC, S. M.; GALVAN, E.; FRANQUELO, L. G.; CARRASCO, J. M. **Energy Storage Systems for Transport and Grid Applications**. IEEE Transactions on Industrial Electronics, v. 57, n. 12, p. 3881–3895, 2010.

VERA, Luis Horacio. **Análise do impacto do comportamento de baterias em sistemas fotovoltaicos autônomos**. 2009. 269 f. Tese (Doutorado) - Curso de Pós-graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2009.

VILLALVA, M. G. **Energia Solar Fotovoltaica - Conceitos E Aplicações - Sistemas Isolados e Conectados À Rede**. 2 ed. - São Paulo: Erica, 2012.

Warner, John. 2015. **The Handbook of Lithium-Ion Battery Pack Design**. Elsevier.

ZAREIPOUR, H. (2015). **Tutorial Energy Storage: An Introduction to Technologies, Applications and Best Practices. Part 1**. IEEE PES General Meeting 2015. Denver/CO, USA.

ZAREIPOUR, H. (2015). **Tutorial Energy Storage: An Introduction to Technologies, Applications and Best Practices. Part 1**. IEEE PES General Meeting 2015. Denver/CO, USA.

ZENIT - Soluções para fluidos. **Manual de ar comprimido**. 1. ed. São Paulo: Zenoar 2006.

ZILLES, R.; RÜTHER, R.; MEI, P. R.; MOEHLECKE, A. **Energia solar fotovoltaica no Brasil: subsídios para tomada de decisão**: Série Documentos Técnicos 02-10. p. 319, 2010.