



UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE MECÂNICA

Letícia Calegaro Hernandez

**Análise termodinâmica de um sistema CAES isocórico considerando
diferentes fontes de fornecimento de calor durante a etapa de
descarregamento**

Recife, PE

2023

Letícia Calegaro Hernandez

Análise termodinâmica de um sistema CAES isocórico considerando diferentes fontes de fornecimento de calor durante a etapa de descarregamento

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Engenharia Mecânica da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito parcial para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Mecânica.

Orientador: Jorge Recarte Henríquez Guerrero

Coorientador: Daniel Rodríguez López

Recife, PE

2023

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do programa de geração automática do SIB/UFPE

Calegaro Hernandez, Letícia.

Análise termodinâmica de um sistema CAES isocórico considerando
diferentes fontes de fornecimento de calor durante a etapa de descarregamento /
Letícia Calegaro Hernandez. - Recife, 2023.

64 p. : il., tab.

Orientador(a): Jorge Recarte Henríquez Guerrero

Coorientador(a): Daniel Rodríguez López

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Universidade Federal de
Pernambuco, Centro de Tecnologia e Geociências, Engenharia Mecânica -
Bacharelado, 2023.

1. Armazenamento de energia elétrica. 2. Energia eólica. 3. Fontes
renováveis de energia. 4. Biogás. 5. Gás natural. I. Guerrero, Jorge Recarte
Henríquez. (Orientação). II. López, Daniel Rodríguez. (Coorientação). IV. Título.

620 CDD (22.ed.)



Universidade Federal de Pernambuco
Departamento de Engenharia Mecânica Centro de
Tecnologia e Geociências- CTG/EEP



ATA DE SESSÃO DE DEFESA DE
TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO – TCC2

Ao 28.º dia do mês de setembro do ano de dois mil e vinte e três, às 17:00 horas, de forma virtual através da plataforma google meet, reuniu-se a banca examinadora para a sessão pública de defesa do Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia Mecânica da Universidade Federal de Pernambuco, intitulado **Análise termodinâmica de um sistema CAES isocórico considerando diferentes fontes de fornecimento de calor durante a etapa de descarregamento**, elaborado pela aluna **Leticia Calegario Hernandez**, matrícula 20160007053, composta pelos avaliadores Prof. **Jorge Recarte Henriquez Guerrero** (orientador), Me. **Daniel Rodríguez López** (coorientador), Prof. **José Claudino de Lira Junior** (avaliador) e Prof. **Tales de Melo Bezerra** (avaliador). Após a exposição oral do trabalho, a candidata foi arguida pelos componentes da banca que em seguida reuniram-se e deliberaram pela sua Aprovação, atribuindo-lhe a média 9,5 (nove vírgula cinco), julgando-a apta(✓) / inapta() à conclusão do curso de Engenharia Mecânica. Para constar, redigi a presente ata aprovada por todos os presentes, que vai assinada pelos membros da banca.

Orientador: Prof. Jorge Recarte Henriquez Guerrero Nota: 9,5

Assinatura _____

Coorientador: Me. Daniel Rodríguez López Nota: 9,5

Assinatura _____

Avaliador Interno: Prof. José Claudino de Lira Junior Nota: 9,5

Assinatura _____

Avaliador Externo: Prof. Tales de Melo Bezerra Nota: 9,5

Assinatura _____

Recife, 28 de setembro de 2023.

Prof. Marcus Costa de Araújo
Coordenador de Trabalho de Conclusão de curso - TCC
Curso de Graduação em Engenharia Mecânica – CTG/EEP-UFPE

Agradecimentos

Agradeço à minha mãe Luciene Calegaro, ao meu pai Luiz Carlos Hernandez e ao meu irmão Bruno Calegaro Hernandez, por fazerem parte da minha trajetória e por me incentivarem nos momentos difíceis.

Ao meu professor orientador, Jorge Recarte Henríquez Guerrero, e ao meu coorientador, Daniel Rodríguez López, por toda a orientação, dedicação e paciência durante todo o desenvolvimento deste trabalho.

Aos meus amigos, pelo companheirismo e pelos bons momentos. Ao meu namorado, Rafael Luís do Nascimento Santos, pelo incentivo e apoio durante a execução deste trabalho e durante toda minha formação acadêmica.

Aos professores do curso de Engenharia Mecânica, pelos ensinamentos e ajuda, e à Universidade Federal de Pernambuco, por tudo que aprendi nesta jornada que foi essencial no meu processo de formação profissional.

Resumo

Fontes de energia renovável são recursos naturais considerados inesgotáveis e que podem ser utilizados na geração de energia elétrica. As fontes eólicas, solar, biomassa e outras são exemplos deste tipo de energia, que podem auxiliar na descarbonização da matriz elétrica, substituindo principalmente a geração termelétrica que usam combustíveis de origem fóssil. No entanto a energia eólica e solar são fontes que apresentam um comportamento estocástico e sazonal, representando um desafio ao sistema elétrico. Os sistemas de armazenamento de energia podem ser uma alternativa para enfrentar este desafio, possibilitando o armazenamento de energia em momentos de baixa demanda e a descarga de energia nos momentos de alta demanda, suavizando assim as variações de potência e tornando o sistema mais robusto e flexível. Este trabalho tem como finalidade realizar o estudo de um sistema de armazenamento de energia por ar comprimido (*Compressed Air Energy Storage* - CAES) que utiliza geração eólica como fonte primária. Também tem como propósito o estudo do perfil de demanda e geração de energia eólica com o objetivo de definir os horários de carregamento e descarregamento. Na etapa de descarregamento do sistema, a finalidade é avaliar a influência termodinâmica do tipo de combustível utilizado na câmara de combustão, sendo eles gás natural e biogás. A comparação de desempenho do sistema e a análise de emissão de poluentes utilizando os dois combustíveis é importante na avaliação da viabilidade da substituição de um combustível fóssil por outro proveniente da biomassa, com o objetivo de tornar o sistema mais ecológico. Como resultado deste trabalho, foi constatado que o biogás é capaz de surtir uma performance semelhante no sistema CAES para uma mesma potência gerada quando comparado ao gás natural, porém, é necessário um consumo maior deste combustível. Devido esse fator, o biogás representa uma liberação de dióxido de carbono cerca de 36% maior que a liberação proveniente da queima do gás natural. No entanto, ao comparar as emissões da queima do biogás com a quantidade de dióxido de carbono equivalente caso uma mesma quantidade desse gás não fosse queimada e sim liberada naturalmente em sua formação, observou-se que o dano ao ambiente seria mais que 7 vezes pior ao ambiente. Logo, além de promover uma diminuição da dependência de combustíveis fósseis, o uso do biogás é vantajoso como uma forma de aproveitar resíduos orgânicos e reduzir desperdícios energéticos.

Palavras-chave: Armazenamento de Energia Elétrica; Energia Eólica; Fontes Renováveis de Energia; Biogás; Gás Natural.

Abstract

Renewable energy sources are natural resources considered inexhaustible and that can be used in the generation of electricity. Wind, solar, biomass and other sources are examples of this type of energy, which can help in the decarbonization of the electric matrix, replacing mainly the thermoelectric generation that use fossil fuels. However, wind and solar energy are sources that present a stochastic and seasonal behavior, representing a challenge to the electrical system. Energy storage systems can be an alternative to meet this challenge, enabling the storage of energy in times of low demand and the discharge of energy in times of high demand, thus smoothing out power variations and making the system more robust and flexible. This work aims to study a compressed air energy storage system (CAES) that uses wind generation as a primary source. It also aims to study the demand profile and generation of wind energy to define the loading and unloading times. In the unloading stage of the system, the purpose is to evaluate the thermodynamic influence of the type of fuel used in the combustion chamber, which are natural gas and biogas. The comparison of system performance and the analysis of pollutant emissions using the two fuels is important in assessing the feasibility of replacing one fossil fuel with another from biomass, with the aim of making the system more environmentally friendly. As a result of this work, it was found that biogas can have a similar performance in the CAES system for the same power generated when compared to natural gas, however, a higher consumption of this fuel is necessary. Due to this factor, biogas represents a release of carbon dioxide about 36% greater than the release from the burning of natural gas. However, when comparing the emissions from the burning of biogas with the amount of equivalent carbon dioxide if the same amount of this gas was not burned but released naturally in its formation, it was observed that the damage to the environment would be more than 7 times worse to the environment. Therefore, in addition to promoting a decrease in dependence on fossil fuels, the use of biogas is advantageous to take advantage of organic waste and reduce energy waste.

Keywords: Electric Energy Storage; Wind Power; Renewable Energy Sources; Biogas; Natural Gas.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Sistema CAES com estrutura geológica subterrânea	12
Figura 2 – Conceito de integração de CAES e biogás para armazenamento de energia	17
Figura 3 – Oferta interna de energia 2013-2022 no Brasil	19
Figura 4 – Oferta por fonte no Brasil em 2022	20
Figura 5 – Oferta de energia por fonte no Nordeste (2011-2021)	21
Figura 6 – Potência eólica instalada nos estados brasileiros (2021)	23
Figura 7 – Evolução da capacidade instalada de geração eólica de eletricidade no mundo .	24
Figura 8 – Biodigestores de lodo (a) Serviços Ambientais de Ribeirão Preto S/A (ETE Ri- beirão Preto); (b) SABESP (ETE Franca); (c) SABESP (ETE Suzano)	25
Figura 9 – Esquema de usina hidrelétrica reversível (UHER)	28
Figura 10 – planta CAES instalada em Huntorf	30
Figura 11 – Sistema CAES isocórico considerado	31
Figura 12 – Esquema de uma turbina à gás	33
Figura 13 – Carga horária região na Nordeste (2022)	35
Figura 14 – Perfil de geração eólica por estação em Pernambuco (2022)	36
Figura 15 – Período de carregamento (área laranja)	38
Figura 16 – Eficiências x Vazão de gás natural	51
Figura 17 – Potência gerada na turbina x Vazão de gás natural	51
Figura 18 – Eficiências x Vazão de biogás	52
Figura 19 – Potência gerada na turbina x Vazão de biogás	53
Figura 20 – Potência gerada e consumo total de gás natural considerando diferentes tempos de descarregamento	54
Figura 21 – Potência gerada e consumo total de biogás considerando diferentes tempos de descarregamento	55
Figura 22 – Emissão de CO_2	57
Figura 23 – Análise do impacto do biogás em CO_2 equivalente	58

Lista de tabelas

Tabela 1 – Composição típica do biogás	26
Tabela 2 – Valores de poder calorífico inferior do biogás em função de sua composição . .	26
Tabela 3 – Parâmetros da MS6001B	32
Tabela 4 – Valores encontrados para a turbina à gás MS6001B	34
Tabela 5 – Horários de maior carga energética por mês na região Nordeste (2022)	39
Tabela 6 – Composição do gás natural	46
Tabela 7 – Entalpia de formação, variação de entalpia sensível e massa molecular das substâncias - queima do gás natural	46
Tabela 8 – Composição do biogás.	47
Tabela 9 – Entalpia de formação, variação de entalpia sensível e massa molecular das substâncias - queima do biogás.	47
Tabela 10 – Dados operacionais base considerados nas análises do sistema CAES	48
Tabela 11 – Resultado para poder calorífico inferior do gás natural e biogás	49
Tabela 12 – Efeito de diferentes eficiências isentrópicas da turbina	50
Tabela 13 – Parâmetros para uma potência gerada de 90 MW	53
Tabela 14 – Eficiências e consumo específico para diferentes tempos de descarregamento . .	56

Sumário

1	INTRODUÇÃO	11
1.1	Objetivos	13
1.1.1	Objetivo Geral	13
1.1.2	Objetivos Específicos	13
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	15
2.1	Sistemas de Armazenamento de Energia	15
2.2	Sistemas Energéticos Integrados	16
2.3	Recuperação de Energia	17
3	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	19
3.1	Matriz Energética e Elétrica	19
3.1.1	Matriz Elétrica no Nordeste	21
3.2	Energia Renovável	22
3.2.1	Energia Eólica	22
3.2.2	Biomassa	24
3.3	Armazenamento de Energia	27
3.3.1	Sistema de Armazenamento de Energia por Ar Comprimido	29
4	METODOLOGIA	31
4.1	Sistema Estudado	31
4.2	Definição da Unidade Expansora do Sistema CAES	32
4.3	Perfis de Consumo e Geração Energética	35
4.3.1	Definição do Período de Carga e Descarga	37
4.4	Análise Energética	39
4.4.1	Compressor	40
4.4.2	Resfriador	41
4.4.3	Reservatório de Ar Comprimido	41
4.4.4	Câmara de Combustão	42
4.4.5	Regenerador	43
4.4.6	Turbina	43
4.4.7	Desempenho Energético	44
4.5	Parâmetro dos combustíveis	44
4.5.1	Procedimento do Cálculo do Poder Calorífico Inferior (PCI)	45
4.5.2	Gás Natural	46
4.5.3	Biogás	47

4.6	Dados Operacionais Base	48
5	RESULTADOS	49
5.1	Performance Energética	50
5.2	Variação do Tempo de Descarregamento	53
5.3	Emissões de Dióxido de Carbono	56
6	CONCLUSÕES E ESTUDOS FUTUROS	59
	REFERÊNCIAS	61

1 INTRODUÇÃO

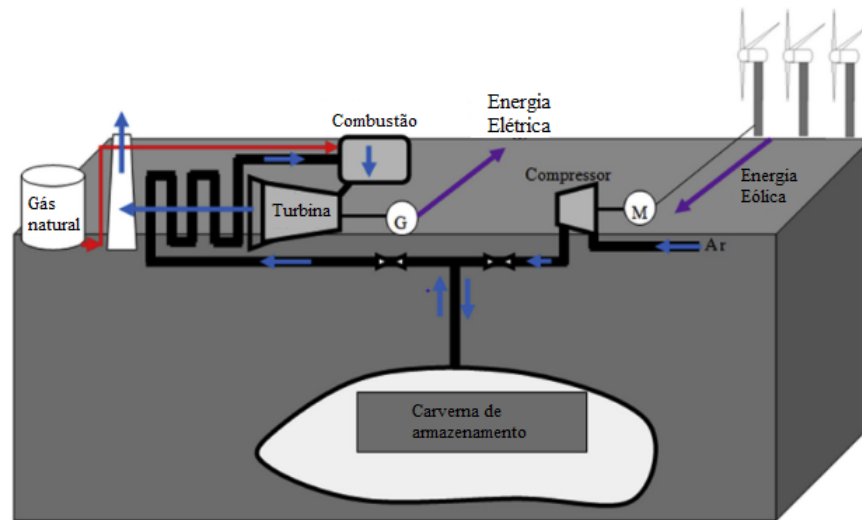
Nos tempos atuais, a questão energética é um assunto de grande importância e bastante presente. Com o avanço tecnológico, o aumento populacional e o crescimento econômico, o aumento do consumo de energia é algo evidente. Sendo assim, a busca por novas alternativas de energia limpa e renovável tem tido uma grande atenção, com o objetivo de reduzir impactos e suprir a demanda de energia crescente.

Fontes de energia renovável são recursos naturais considerados inesgotáveis e que podem ser utilizados na geração de energia, como por exemplo a radiação do sol, os ventos e a água. Uma energia considerada limpa é aquela que não emite poluentes e causa o mínimo de prejuízo à natureza. De acordo com esta definição, pode-se concluir que modos de geração de energia que emitem qualquer quantidade de poluentes na atmosfera não podem ser considerados energia limpa. Porém, de acordo com a quantidade de emissão dessas fontes (especialmente o gás carbônico), um modo de geração de energia pode ser considerado mais limpo do que um outro se causar menos poluição durante o processo. Isso fica evidente, por exemplo, em processos similares que utilizam combustíveis diferentes.

O desenvolvimento e melhorias dos métodos de geração de energia também englobam sistemas integrados de multigeração, que tem como objetivo aproveitar ao máximo a energia do sistema. Sistemas de armazenamento de energia são uma alternativa atrativa para serem utilizados em conjunto com energias renováveis, pois possibilitam o armazenamento de energia em momentos de baixa demanda e a descarga de energia nos momentos de alta demanda, podendo então suavizar variações de potência e tornar o sistema mais flexível. Esses sistemas podem ser químicos, eletroquímicos, mecânicos, elétricos ou térmicos.

Sistemas CAES (*Compressed Air Energy Storage*) armazenam energia elétrica quando não há demanda e a potência vinda da rede ou da energia gerada por fontes renováveis é usada em um motor que aciona um compressor para comprimir ar que, em seguida, é armazenado dentro de uma caverna ou tanque de alta pressão (etapa de carregamento do sistema). Quando há necessidade de potência, o ar é injetado em uma câmara de combustão em conjunto com um combustível, e após a queima, os gases quentes são utilizados em uma turbina, havendo conversão de energia térmica em mecânica, que na sequência é convertida em energia elétrica pelo acoplamento de um gerador elétrico ao eixo da turbina (etapa de descarregamento do sistema). O CAES possui funcionamento baseado na geração convencional do ciclo de turbina a gás, com algumas diferenças, já que nos sistemas de turbinas a gás o compressor e a turbina estão acoplados mecanicamente, operam ao mesmo tempo e parte da potência gerada na turbina é utilizada para acionamento do compressor, que é a etapa que também ocorre a geração de energia elétrica. Já no sistema CAES, turbina e compressor estão desacoplados e o processo de compressão e expansão ocorrem em momentos diferentes. Um exemplo de um sistema CAES básico pode ser visto no esquema da Figura 1.

Figura 1 – Sistema CAES com estrutura geológica subterrânea



Fonte: Adaptado de Amrouche et al. (2016).

Os tipos de fornecimento de calor na etapa de descarregamento que serão estudados são combustíveis, sendo eles biogás e gás natural. O motivo dessa escolha está no estudo da influência do uso de um gás vindo da biomassa em comparação ao combustível fóssil que geralmente é utilizado nesses tipos de sistemas. Em ambos os casos, ocorre a produção de poluentes como dióxido de carbono e óxidos de nitrogênio decorrentes da combustão, que contribuem para o aquecimento global. Porém, no caso do biogás, o seu uso tem a vantagem do reaproveitamento energético do processo de decomposição da matéria orgânica. Esse processo ocorre naturalmente e gera o biogás que, sem ser aproveitado, iria ser liberado para o meio ambiente, que por conter metano em sua composição se torna mais prejudicial do que queimá-lo e usá-lo como combustível (KARLSSON et al., 2014). Por isso torna-se interessante avaliar o comportamento do sistema CAES ao utilizar esse combustível e analisar sua viabilidade.

A busca por alternativas ao uso de combustíveis fósseis está presente em estudos atuais, como visto por exemplo em Alirahmi, Razmi e Arabkoohsar (2021), que propõem um sistema CAES que utiliza hidrogênio ao invés de gás natural na câmara de combustão, excluindo a emissão de CO_2 nesta etapa.

Alterar o tipo de fornecimento de calor na etapa de descarregamento deste sistema altera alguns parâmetros importantes, como a quantidade de emissão de poluentes e a eficiência do processo. É intuitivo pensar que a queima de gás natural irá emitir mais poluentes para a atmosfera do que a queima de uma mesma quantidade de um gás vindo da biomassa. Porém, deve ser levado em consideração a quantidade desse gás de biomassa que será necessário para surtir o mesmo efeito

que o gás natural, pois estes gases possuem poder calorífico inferior (PCI) diferentes.

Além disso, o uso de diferentes combustíveis pode causar também mudanças na eficiência do processo como um todo, e isso também será o objeto de estudo deste projeto. É uma análise comum nesse tipo de estudo, como visto no trabalho de Basha, Shaahid e Al-Hadhrani (2012), onde foi feito um estudo de um sistema de turbina a gás utilizando diferentes combustíveis, e foi observado que a eficiência da planta com o uso de gás natural foi de 2% a 3% maior em comparação com o uso de óleo diesel.

A busca por energias limpas e renováveis é uma preocupação atual, e sistemas de armazenamento de energia são uma ótima alternativa para corrigir as intermitências presentes nesses tipos de sistemas. Neste trabalho, as análises serão feitas em um sistema CAES integrado com energia eólica, sendo ela sua fonte primária de energia na etapa de carregamento durante o horário de baixa demanda elétrica. Além disso, durante a etapa de descarregamento, será estudado o uso de diferentes combustíveis na câmara de combustão na etapa de fornecimento de calor do sistema, o gás natural e o biogás.

Como parte do estudo do sistema CAES propriamente dito, este trabalho irá envolver uma análise do perfil e consumo de energia elétrica e também o perfil de geração elétrica da energia eólica, levando em consideração o contexto da região nordeste e, mais especificamente, do estado de Pernambuco, para que seja possível compreender o melhor cenário para o sistema estudado em termos dos períodos de carregamento e descarregamento energético do sistema.

1.1 Objetivos

1.1.1 Objetivo Geral

O objetivo geral deste trabalho é avaliar, do ponto de vista energético e ambiental, o efeito do tipo de combustível (Biogás e Gás Natural) utilizado como fonte de energia durante a etapa de descarregamento de um sistema CAES, considerando a geração de energia eólica como fonte primária de energia elétrica na etapa de carregamento do sistema.

1.1.2 Objetivos Específicos

1. Analisar o perfil de geração e consumo do Sistema Elétrico Nacional;
2. Verificar o perfil de geração eólica ao longo do dia para determinar os períodos mais adequados para armazenar energia elétrica em um sistema CAES;
3. Modelar, a partir da primeira Lei da termodinâmica, o processo de carregamento de um sistema CAES isocórico considerando uma fonte de geração eólica como energia primária em horários de baixa demanda;

4. Modelar, a partir da primeira Lei da termodinâmica, o processo de descarregamento de um sistema CAES isocórico considerando diferentes fontes de fornecimento de calor, tais como biogás e gás natural.
5. Realizar estudos comparativos sobre o desempenho energético do sistema CAES e avaliar as emissões de CO₂ considerando o uso de gás natural e biogás como combustível na etapa de descarregamento do CAES.
6. Analisar a influência de diferentes tempos de descarregamento para uma mesma potência gerada na turbina e mesmo aproveitamento do ar armazenado.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Sistemas de Armazenamento de Energia

Sistemas de armazenamento de energia são meios de gerenciamento energético que servem para aumentar a eficiência de sistemas e reduzir custos e impactos ambientais (BUENO; BRANDAO, 2016). O princípio do armazenamento consiste na utilização do tempo ocioso para armazenar energia, e assim, nos momentos de alto consumo energético (picos), utilizar a energia armazenada para suprir essa necessidade. Também são de extrema importância para complementar fontes de energia intermitentes, como a energia solar e a eólica, compensando assim os momentos de baixa geração elétrica características desses sistemas (ausência de luz solar ou ventos em determinados momentos do dia), como visto no trabalho de Amrouche et al. (2016), que apresenta uma visão geral de diferentes tipos de sistemas de armazenamento de energia utilizados em conjunto com energias renováveis. Em um desses sistemas, têm-se o sistema de armazenamento de energia por ar comprimido (CAES) como uma alternativa interessante para plantas eólicas, como visto anteriormente no esquema da Figura 1.

Por mais de 30 anos, as plantas CAES de McIntosh e Huntorf vem operando com 110 MW e 290 MW respectivamente (XUE et al., 2022). Ambas usam combustíveis fósseis no processo de acionamento da turbina, levando a baixas eficiências e emissões de gases do efeito estufa. Como visto em Xue et al. (2022) na indústria de geração de energia mundial, os combustíveis fósseis são o principal combustível para geração de potência, representando cerca de 62,76% em 2019. O consumo de combustíveis fósseis é uma problemática, pois acarreta em poluição do meio ambiente, aquecimento global e crise energética. Devido a isso, fontes sustentáveis tornam-se atrativas para o futuro da geração de energia.

Segundo Xue et al. (2022), sistemas CAES possuem baixa eficiência de ida e volta devido à perdas de calor durante a compressão, por isso muitos estudos se empenham em encontrar formas de melhorar a performance deste sistema. Uma alternativa interessante para os sistemas CAES é a sua integração com outros sistemas energéticos. No estudo conduzido por López et al. (2022), é feita uma comparação entre um sistema CAES convencional e um sistema CAES com aproveitamento do calor do ar comprimido no processo de compressão por meio de um sistema de armazenamento por calor sensível (TES - *Thermal Energy Storage*). Neste trabalho foi possível concluir que a inclusão do sistema TES apresentou vantagens em relação ao sistema CAES convencional, permitindo uma redução do consumo de combustível na etapa de descarregamento e reduções na exergia destruída nas etapas de carregamento e descarregamento. Outros estudos relacionados à integração de sistemas energéticos serão vistos a seguir.

2.2 Sistemas Energéticos Integrados

Na literatura, é bastante comum o estudo de sistemas térmicos integrados, com o objetivo de realizar uma análise termodinâmica, exérgica, de eficiência, entre outros estudos, como por exemplo no trabalho de Yüksel (2018), que realiza uma análise termodinâmica do Ciclo Rankine Orgânico modificado integrado a um coletor solar de calha parabólica para produção de hidrogênio. Sistemas CAES também vêm sendo estudados em conjunto com outros tipos de sistemas, como por exemplo, sua integração com energia geotérmica e energia solar (MOUSAVI et al., 2021) ou uma integração mais ampla envolvendo um sistema CAES, uma planta de gaseificação de biomassa e um sistema de recuperação de calor residual em cascata que inclui um ciclo Brayton, um ciclo Rankine e um ciclo Rankine orgânico, resultando num sistema multigerador de energia (LASHGARI et al., 2022).

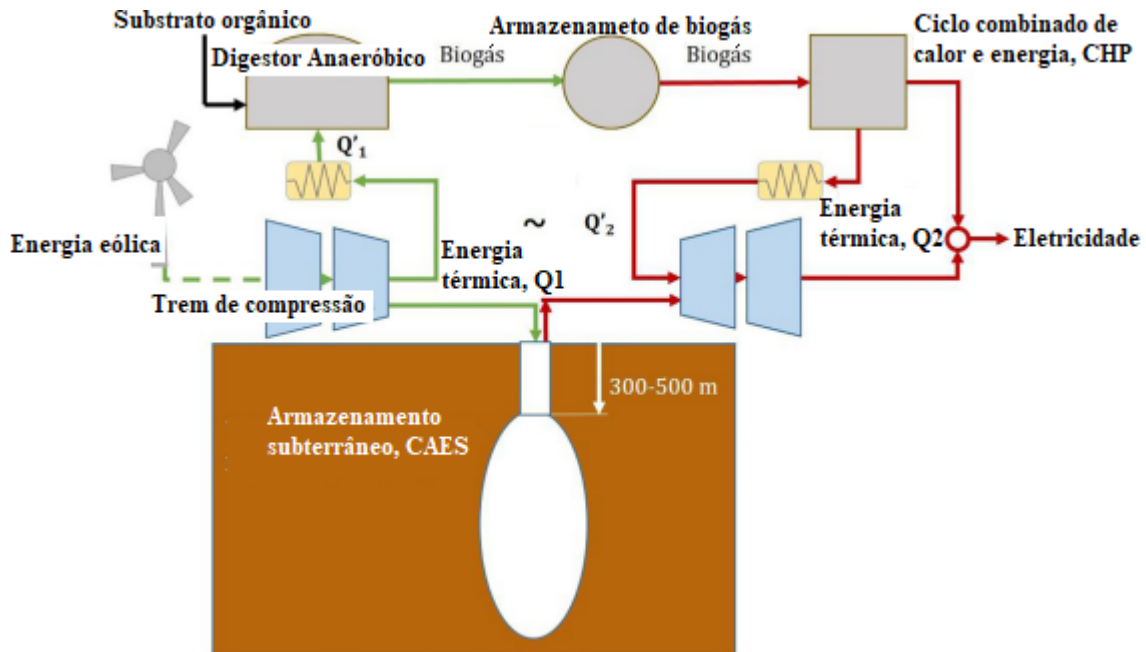
Chen et al. (2017) propõem a viabilidade de um sistema CAES limpo, ou seja, sem emissão de gases poluentes, utilizando o excesso de energia vinda de uma planta eólica para comprimir e armazenar ar. Para resolver a dependência do uso de combustível na etapa de descarregamento, os autores propõem o uso da energia solar por meio de coletores que irão auxiliar no armazenamento de calor em reservatórios. O fluido de trabalho armazenado em um reservatório quente irá fornecer calor que será utilizado para pré-aquecer o ar em cada estágio de expansão nas turbinas, e depois ser novamente armazenado em um reservatório frio para receber calor novamente com o auxílio dos coletores solares. As vantagens de um sistema desse tipo é que, além de ser ecologicamente correto (sem a emissão de poluentes), também pode alcançar uma saída de energia mais suave que compensa a flutuação da geração de energia eólica, tornando a mesma mais estável e confiável. É apresentado que a proporção de eletricidade da planta eólica pode aumentar para até 80%, diferente do valor tradicional de 40% desse tipo de energia.

No trabalho de Xue et al. (2022), foi proposto um ciclo combinado de gaseificação integrada de biomassa (BIGCC - *biomass integrated gasification combined cycle*) combinado com um sistema CAES. Neste trabalho, o calor recuperado no resfriamento do ar comprimido durante a etapa de carregamento do sistema CAES é reutilizado pela água de alimentação do sistema BIGCC. Já no processo de descarga, os gases da combustão são utilizados em um gerador de vapor e para aquecer o ar comprimido armazenado. A integração desses sistemas resultou em uma eficiência de ida-e-volta de 88,43% e uma densidade de armazenamento de energia de 5,71 MJ/m³.

Como visto em Xue et al. (2022), BIGCC é um ciclo termodinâmico complexo com vários processos de transformação de energia e fluxo de substâncias, logo ele tem um grande potencial para ser incorporado com sistemas CAES para melhorar a sua performance. No estudo de Llamas et al. (2020) é visto uma outra forma de incorporar a biomassa no sistema CAES. Nele, é utilizado um biodigestor anaeróbico para produção de biogás, que na fase de expansão é utilizado como combustível para um gerador em um ciclo combinado de energia e calor. Ainda, os gases quentes

da combustão são utilizados para aquecer o ar armazenado no processo de expansão. Um esquema simplificado desse sistema é mostrado na Figura 2.

Figura 2 – Conceito de integração de CAES e biogás para armazenamento de energia



Fonte: Adaptado de Llamas et al. (2020).

No trabalho de Llamas et al. (2020) também é proposto que a energia necessária para manter a temperatura da digestão anaeróbica é suprida pelo calor gerado no processo de compressão do sistema CAES, melhorando a eficiência do processo e a produção do biogás. Já que o processo de compressão não ocorre a todo o momento, pois ocorre apenas no momento do carregamento, ainda é possível manter uma temperatura média no biodigestor com o uso de um tanque intermediário. Segundo os autores, esse sistema, chamado BIOCAES, pode atingir uma eficiência teórica acima de 70%, semelhante aos sistemas de bombeamento hidráulico. A maneira que os autores propõem esse reaproveitamento da energia do processo de compressão para o biodigestor é uma forma de recuperação de energia, que pode ser feito de diversas maneiras em sistemas energéticos integrados, como será visto com mais detalhe na seção seguinte.

2.3 Recuperação de Energia

Sistemas CAES integrados com plantas eólicas são boas alternativas de energia limpa e renovável. Porém, na etapa de descarregamento do CAES, geralmente são utilizados processos de combustão, resultando em liberação para a atmosfera de gases poluentes. Adicionalmente, esses

gases liberados possuem potencial energético que pode ser reaproveitados no próprio processo para pré-aquecimento do ar de combustão, reduzindo o consumo de combustível. Nesta etapa também podem ser estudadas outras alternativas de combustíveis, como por exemplo a utilização da biomassa como combustível para as turbinas. Na literatura há diferentes estudos energéticos de diferentes tipos de biomassa, como no trabalho de Figueiredo et al. (2014), que contém o estudo de biomassas da região Nordeste para fins energéticos.

Bu et al. (2022) apresenta uma análise de desempenho termodinâmico e otimização de um sistema CAES adiabático avançado (AA-CAES) acoplado com um sistema auxiliar de calor solar (*Solar auxiliary heat* - SAH) e um ciclo Rankine orgânico (*Organic Rankine cycle* - ORC). Nele é apresentado que um sistema CAES acoplado com um sistema auxiliar de calor solar possui uma melhora na performance térmica em comparação ao sistema CAES sem o acoplamento, porém os gases de exaustão em altas temperaturas são descartados e representam um desperdício de energia, e por esse motivo o estudo propõe o uso de um ciclo Rankine orgânico acoplado na saída da turbina para a recuperação do calor residual.

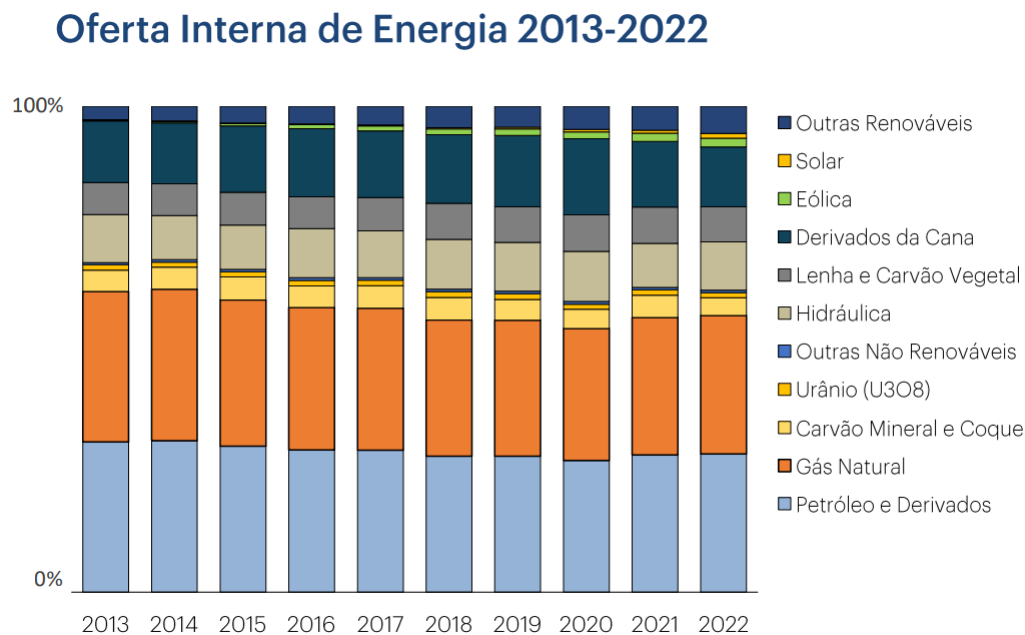
Outra forma de recuperação de calor é vista em Mohammadi e Mehrpooya (2016), onde é proposto um sistema integrado com uma microturbina a gás, um sistema CAES convencional e um coletor solar parabólico objetivando a geração de água quente e eletricidade para residências. Por meio de uma análise energética e exérgica, os autores observaram que as maiores taxas de destruição de exérgia ocorriam no coletor solar e na câmara de combustão. Foram realizadas análises paramétricas por meio de alterações na pressão máxima e mínima da caverna de armazenamento, no fluxo de massa da saída da caverna e temperatura de saída da turbina. A eficiência de ida e volta do sistema foi calculada como 76,47%, enquanto a eficiência exérgica foi de 53,36%.

3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

3.1 Matriz Energética e Elétrica

A energia necessária para suprir a demanda de um país vem de conjunto de fontes de energia que formam a matriz energética. A matriz energética global é composta principalmente por fontes não renováveis, como carvão, petróleo e gás natural. Em 2020, a participação dessas fontes correspondia à 85% da matriz energética mundial, enquanto que fontes renováveis correspondiam à 15%, sendo as fontes solar, eólica e geotérmica correspondentes à apenas 2,5% dessa participação (EPE, 2023e). A matriz energética brasileira é bem diferente da matriz energética mundial, tendo uma participação bem maior das fontes renováveis. Em comparação, enquanto que no mundo a participação de energias provenientes de fontes renováveis era de 15% no ano de 2020, no Brasil era de 48,4%, correspondendo à quase metade da matriz energética do país (EPE, 2023e). A Figura 3 mostra a oferta interna de energia brasileira nos anos 2013-2022.

Figura 3 – Oferta interna de energia 2013-2022 no Brasil



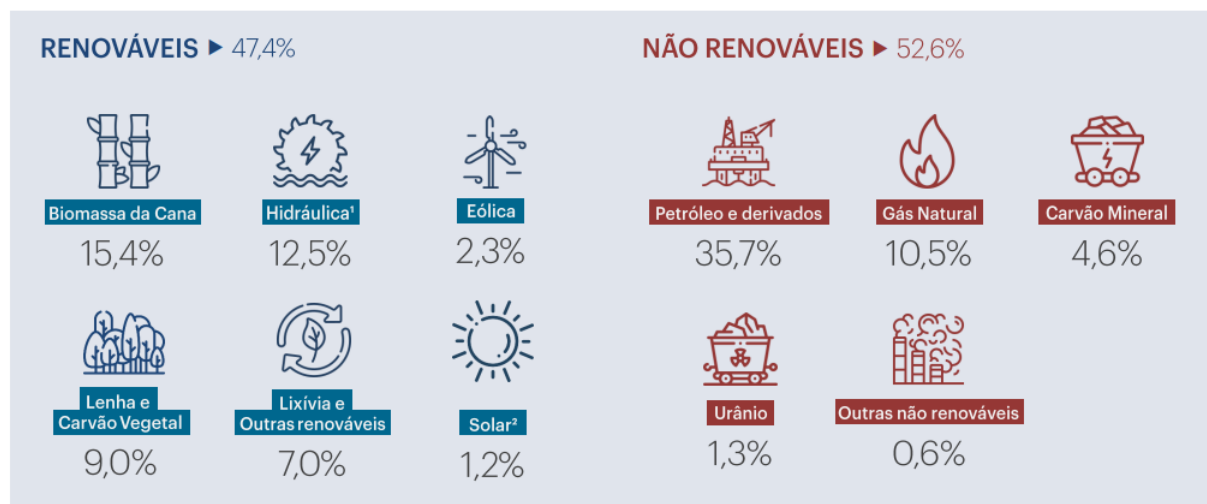
Fonte: EPE (2023a).

Como pode ser visto em relatórios consolidados do Balanço Energético Nacional (2023), em 2022 a participação de fontes renováveis foi de 47,4%, e a de não renováveis 52,6%. A Figura 4 mostra a contribuição de cada fonte. Historicamente, a energia proveniente de hidrelétricas se faz muito presente, tendo uma ampla aplicação nos últimos anos, e como visto na Figura 4, a

participação da hidroelétrica correspondia a 12,5% da matriz energética total brasileira em 2022, ou seja, 26,37% da matriz energética renovável. Porém, a energia hidrelétrica tem seu crescimento cada vez mais restrito, dando espaço para o uso de outras fontes, como a eólica e solar fotovoltaica. Nos anos de 2013 e 2014, houve uma queda considerável da oferta hidráulica, resultando em uma redução da participação de fontes renováveis na matriz energética brasileira. Em 2015, a contribuição de fontes renováveis voltou ao crescimento devido ao aumento da geração de eletricidade pela fonte hidráulica e também da maior participação de outras fontes, como será visto como exemplo na seção seguinte, na matriz elétrica do nordeste.

Figura 4 – Oferta por fonte no Brasil em 2022

Repartição da Oferta Interna de Energia (OIE) 2022



Fonte: EPE (2023a).

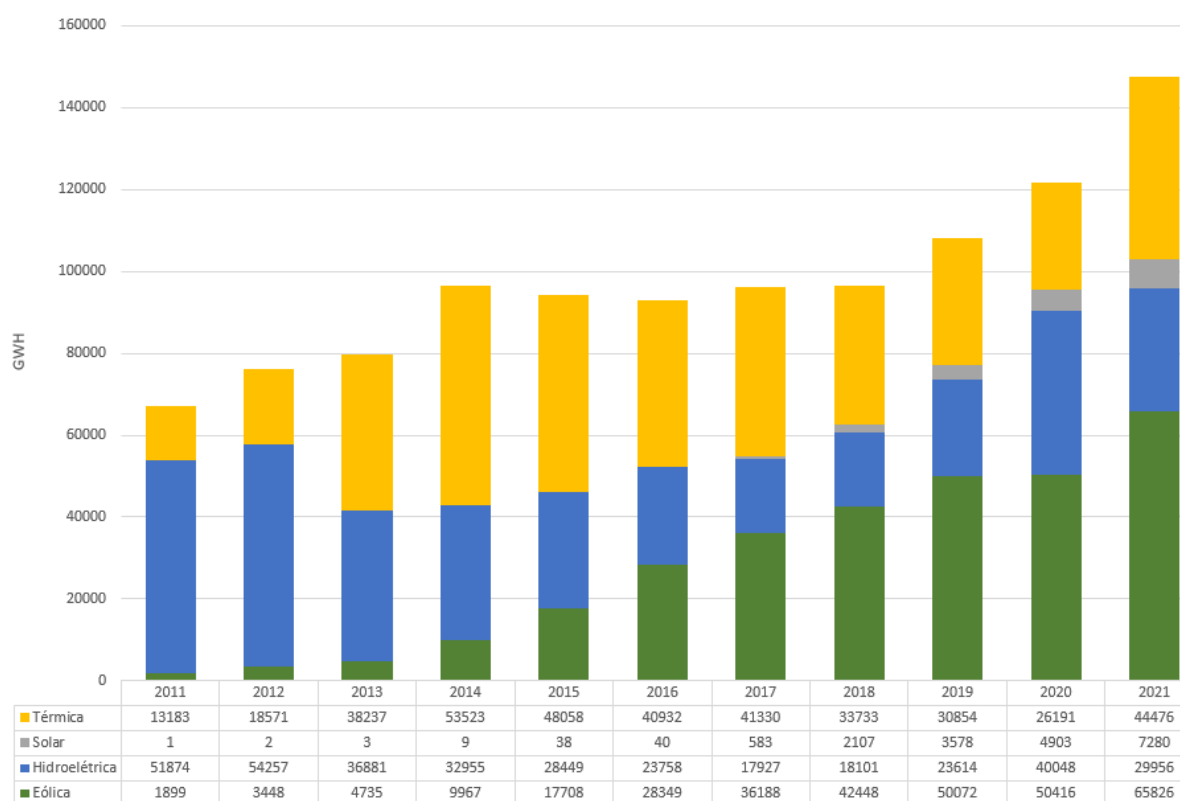
A matriz elétrica corresponde ao conjunto de fontes disponíveis unicamente para geração de energia elétrica. A geração de eletricidade no mundo é composta majoritariamente pelo uso de combustíveis fósseis em termelétricas, como óleo, carvão e gás natural (EPE, 2023e).

A matriz elétrica do Brasil tem um perfil ainda mais renovável do que a energética, pois grande parte da energia elétrica gerada no país vem de usinas hidrelétricas. A energia eólica também tem contribuído para o crescimento da participação renovável nos últimos anos. Em 2020, o uso de fontes renováveis para geração elétrica no Brasil representava 82,9% de participação, enquanto que no mundo, essa participação renovável na matriz elétrica era de 28,6% (EPE, 2023e). Em 2022, a fonte hidráulica representava 61,9% da participação da matriz elétrica brasileira, e a fonte eólica tinha uma participação de 11,8% (EPE, 2023e).

3.1.1 Matriz Elétrica no Nordeste

A geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis de energia é predominante na região Nordeste do país. A partir de séries históricas disponibilizadas em relatórios consolidados do Balanço Energético Nacional da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) (EPE, 2023b), é possível obter o gráfico da Figura 5, que mostra o perfil elétrico por fonte na Região Nordeste desde 2011 até 2021. Neste gráfico, a energia térmica engloba os combustíveis utilizados nesse tipo de geração, ou seja, óleo combustível, bagaço de cana, gás natural, óleo diesel e outras fontes renováveis e não renováveis.

Figura 5 – Oferta de energia por fonte no Nordeste (2011-2021)



Fonte: Próprio autor. EPE (2023b).

Ao observar o gráfico da Figura 5, é possível perceber que o uso da fonte eólica vem crescendo no Nordeste. Também é possível ver uma queda considerável da oferta hidráulica a partir de 2013 que só voltou a crescer em 2018, enquanto que a fonte eólica ultrapassou a participação da fonte hidráulica desde 2016 e está em constante crescimento no Nordeste. Também é possível ver neste gráfico que a fonte de energia solar ainda possui pouca participação na matriz energética nordestina, mas também está em crescimento desde 2018.

De acordo com o que foi visto, nota-se que a matriz elétrica da região Nordeste possui certa diferença da matriz elétrica do país como um todo, por ter participação maior da fonte eólica ao invés da hidráulica nas energias renováveis. Isso se dá pelo fato da região concentrar quase 90% da capacidade eólica instalada no país (EPE, 2023c). Além das usinas que já estão em operação no Brasil, muitos empreendimentos eólicos estão em construção ou com obras para serem iniciadas, requerendo investimentos na ordem de R\$ 50 bilhões (BEZERRA, 2021).

3.2 Energia Renovável

Como visto anteriormente, a matriz energética é formada por fontes renováveis e não renováveis. A energia pode ser obtida a partir da transformação de recursos de origens diversas, podendo esses recursos serem finitos (fontes não renováveis) ou infinitos (fontes renováveis).

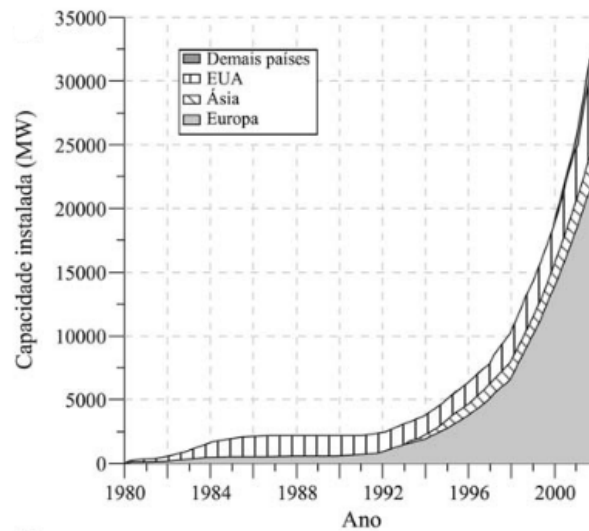
Exemplos de fontes de energia não renováveis são o petróleo, carvão mineral, gás natural e energia nuclear. O petróleo e o carvão mineral, também conhecidos como fontes fósseis, são responsáveis por grande parte da emissão de gases do efeito estufa, já que são usados como combustível. Além do problema do agravamento do aquecimento global ocasionado por essas emissões, também existe uma preocupação mundial com o esgotamento destas fontes. O gás natural também é um combustível fóssil, e é encontrado em poros dentro de rochas sedimentares. Já a energia nuclear é proveniente de reações que ocorrem no núcleo de átomos chamados radioativos, e é considerada uma energia limpa e esgotável (EPE, 2023d).

Já as fontes de energia renováveis, pode-se citar de exemplo: hídrica, que utiliza a energia da água; solar que utiliza a energia do sol; eólica, que usa a energia dos ventos; biomassa, que usa a energia da matéria orgânica; geotérmica, que utiliza a energia do interior da Terra; e a oceânica, que usa a energia das marés. As fontes renováveis são energias consideradas limpas, pois emitem menos gases de efeito estufa que as fontes fósseis, e como são fontes inesgotáveis, é uma preocupação atual a constante inserção dessas energias no mercado mundial (EPE, 2023d).

3.2.1 Energia Eólica

Em muitos estudos de sistemas energéticos está presente a energia eólica, pois de fato é uma preocupação atual os impactos socioambientais do consumo de energia e a busca crescente por aplicação de energias renováveis. Este sistema consiste na conversão da energia cinética dos ventos em energia mecânica, e posterior conversão em energia elétrica. Essa energia cinética é captada por meio do movimento das pás de um aerogerador (moinho), que possui três elementos principais: rotor, eixo e gerador (EPE, 2023d). Como visto anteriormente, a região Nordeste concentra quase 90% da capacidade eólica instalada no país (EPE, 2023c), e a Figura 6 mostra a potência eólica instalada nos estados brasileiros em 2021 e evidencia a participação da região Nordeste.

Figura 7 – Evolução da capacidade instalada de geração eólica de eletricidade no mundo



Fonte: Martins, Guarnieri e Pereira (2008).

3.2.2 Biomassa

O termo biomassa diz respeito à toda matéria orgânica que pode ser utilizada na produção de energia. Ela pode ser de origem vegetal ou animal e possui uma característica renovável. Exemplos de biomassa são: lenha, bagaço de cana-de-açúcar, resto de alimentos e excremento animal. Todos esses materiais, após sua decomposição, produzem gases que podem ser usados para gerar energia. A biomassa pode ser queimada diretamente para aproveitamento de calor ou ser utilizada para aquecer água e produzir vapor (que é usado para acionar turbinas e geradores). A biomassa também pode originar biocombustíveis, como etanol, óleos vegetais e gorduras (EPE, 2023d).

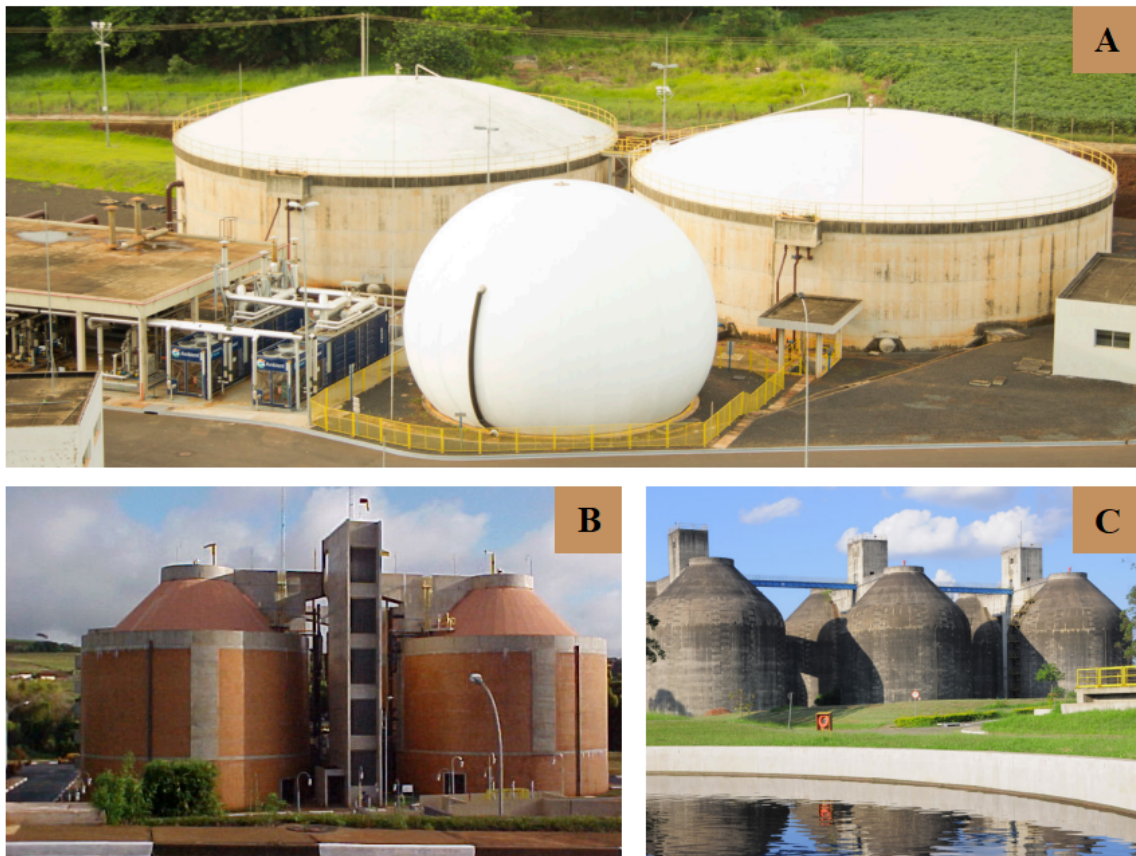
Biogás

A decomposição da matéria orgânica gera um combustível gasoso conhecido como biogás. O biogás é um subproduto gerado pela digestão anaeróbica que ocorre no processo de degradação biológica da matéria orgânica (SILVEIRA et al., 2015). Uma forma de acelerar o processo da decomposição da matéria orgânica é pela ausência de oxigênio com o uso de biodigestores. Biodigestores são reservatórios utilizados em tratamento sanitário de efluentes e resíduos sólidos, e em seu processo há a produção de biogás (KARLSSON et al., 2014). Alguns exemplos de biodigestores de lodo localizados no Brasil podem ser vistos na Figura 8.

O biogás é uma ótima fonte de energia química que pode ser transformada de várias maneiras. Ele pode ser usado para gerar eletricidade e também como combustível em veículos, na

indústria e em residências. No entanto, no Brasil, a maioria das Estações de Tratamento de Esgoto (ETEs) que recolhe o biogás apenas queima o gás antes de liberá-lo na atmosfera, desperdiçando o seu potencial energético e seus benefícios econômicos, sociais e ambientais associados a sua utilização (SILVEIRA et al., 2015). A composição do biogás pode ser bem variada, e a Tabela 1 mostra a composição típica deste gás.

Figura 8 – Biodigestores de lodo (a) Serviços Ambientais de Ribeirão Preto S/A (ETE Ribeirão Preto); (b) SABESP (ETE Franca); (c) SABESP (ETE Suzano)



Fonte: Adaptado de Silveira et al. (2015).

O poder calorífico do biogás varia de acordo com sua composição, sendo maior conforme maior for a concentração de metano. A Tabela 2 mostra alguns valores de poder calorífico inferior para este gás de acordo com a concentração de metano e dióxido de carbono. Conhecendo a composição do biogás, é possível calcular seu poder calorífico, porém estes valores podem ser usados como referência.

Tabela 1 – Composição típica do biogás

Composto	Porcentagem na mistura (%)
Metano (CH_4)	50 a 75
Dióxido de Carbono (CO_2)	25 a 40
Hidrogênio (H_2)	1 a 3
Nitrogênio (N_2)	0,5 a 2,5
Oxigênio (O_2)	0,1 a 1
Gás Sulfídrico (H_2S)	0,1 a 0,5
Amoníaco (NH_3)	0,1 a 0,5
Monóxido de Carbono (CO)	0 a 0,1
Água (H_2O)	Variável

Fonte: Adaptado de Zank et al. (2020).

Tabela 2 – Valores de poder calorífico inferior do biogás em função de sua composição

Composição	PCI (kJ/kg)
10% CH_4 e 90% CO_2	1.948,29
40% CH_4 e 60% CO_2	9.769,5
60% CH_4 e 40% CO_2	17.706,7
65% CH_4 e 35% CO_2	20.223,15
75% CH_4 e 25% CO_2	26.175,1
95% CH_4 e 05% CO_2	43.825,75
99% CH_4 e 01% CO_2	48.814,03

Fonte: Adaptado de Zank et al. (2020).

Em Silva e Palha (2016) é apresentado um inventário sobre resíduos orgânicos que realiza um estudo sobre o potencial teórico de produção de biogás utilizando biomassa em Pernambuco. Segundo este documento, na época do estudo o potencial teórico de geração de biogás no estado é de 1.595.760.431 m^3/ano , sendo 39% oriundo de excrementos animais, 39% de pontas e palhas de cana de açúcar e 13% de resíduos sólidos urbanos. Este estudo indica ainda que, para que o estado atinja este potencial, é preciso haver uma mudança cultural principalmente no setor sucroalcooleiro, que por sua vez não poderia provocar queimadas que, além de poluir, desperdiça o potencial energético das pontas e palhas. A prática das queimadas é responsável por reduzir o potencial teórico em até 40%.

Ainda segundo Silva e Palha (2016), o aproveitamento energético de esgoto de ETEs em Pernambuco também possui um bom potencial, mas praticamente não há projetos para este setor. Existem apenas algumas ETEs dotadas do sistema UASB (*Upflow Anaerobic Sludge Blanket*), que prevê a produção do biogás, mas não há o aproveitamento energético.

Comparação entre Gás Natural e Biogás

O biogás tem o mesmo processo de formação que o gás natural, ou seja, pela decomposição anaeróbica. A diferença é que o gás natural vem da decomposição anaeróbica da matéria orgânica contida por milhões de anos no fundo de lagos e mares. A matéria orgânica neste caso se move de camadas de sedimentos das rochas para camadas mais profundas devido a elevada temperatura, e as condições extremas de pressão e temperatura nessa região acarreta a formação do gás natural (KARLSSON et al., 2014).

O biogás é, portanto, uma alternativa para substituir o gás natural como combustível. Segundo Karlsson et al. (2014), quando o gás natural é queimado, o carbono presente no mesmo é liberado para a atmosfera na forma de dióxido de carbono. Já para o biogás, sua produção não acarreta em uma liberação adicional de dióxido de carbono na atmosfera. Isso ocorre porque ele é produzido a partir da decomposição de matéria orgânica, que é um ciclo curto e que já faz parte do ciclo natural do carbono na Terra. O que ocorre nesse caso é, portanto, um aproveitamento do potencial energético presente na matéria orgânica.

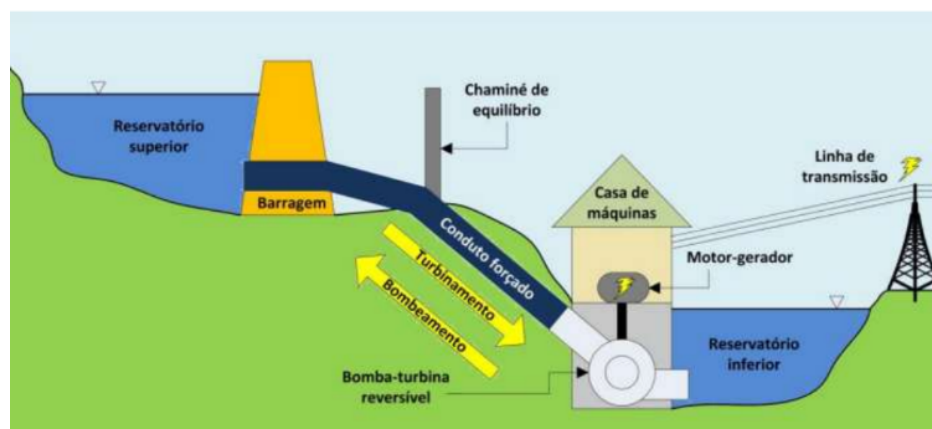
Como visto anteriormente, o biogás pode ser gerado a partir de um biodigestor. As vantagens disso é a produção controlada do biogás a partir da matéria orgânica ao invés de permitir que ela se decomponha livremente no ambiente. O biogás produzido no biodigestor poderá ser utilizado como combustível ou simplesmente queimado e liberado para o ambiente, causando a emissão de dióxido de carbono que já pertence ao seu ciclo natural (KARLSSON et al., 2014). Ambas as opções são mais vantajosas do que permitir a decomposição natural da matéria orgânica, já que o metano é 27,9 vezes mais impactante que o dióxido de carbono (SMITH et al., 2021).

3.3 Armazenamento de Energia

Sistemas de armazenamento de energia são meios de gerenciamento energético que servem para aumentar a eficiência de sistemas e reduzir custos e impactos ambientais. O princípio do armazenamento consiste na utilização do tempo ocioso para armazenar energia, e assim, nos momentos de alto consumo energético (picos), utilizar a energia armazenada para suprir essa necessidade. Também são de extrema importância para complementar fontes de energia intermitentes, como a energia solar e a eólica, compensando assim os momentos de baixa geração elétrica características desses sistemas (associados à ausência de luz solar ou ventos em determinados momentos do dia). Sistemas de armazenamento de energia podem ser classificados de acordo com o modo que a energia é convertida e armazenada, podendo ser por meio de armazenamento de energia mecânica, eletroquímica, química, elétrica e térmica. No armazenamento de energia mecânica (AEM), pode-se citar sistemas de armazenamento por bombeamento hidráulico, volantes de inércia e ar comprimido (CAES) (BUENO; BRANDAO, 2016).

O armazenamento de energia por bombeamento hidráulico utiliza a energia potencial da queda d'água situada em um reservatório mais alto em relação ao outro. Esse sistema consiste em um reservatório superior e outro inferior, unidades de bombeamento para realizar a elevação da água e turbinas acopladas a geradores para a produção de eletricidade a partir da queda de água, sendo esta última etapa semelhante à de uma usina hidrelétrica convencional (UHE) (CANALES; BELUCO; MENDES, 2015). A Figura 9 mostra o esquema de uma usina hidrelétrica reversível, que utiliza o sistema de armazenamento por bombeamento hidráulico.

Figura 9 – Esquema de usina hidrelétrica reversível (UHER)



Fonte: Canales, Beluco e Mendes (2015).

Esse sistema utiliza energia elétrica para alimentar as bombas que vão elevar a água para abastecer o reservatório superior, por isso acaba gerando menos energia do que a que é gasta devido as perdas de carga do sistema e outros fatores. Porém, a importância desse tipo de armazenamento está na possibilidade de utilizá-lo interligado a outro tipo de sistema, como sistemas de energia eólica e solar, com o intuito de suprir a característica intermitente dos mesmos e nivelar flutuações. Isso faz com que a energia gerada pelo conjunto seja estável e confiável, além de garantir disponibilidade para ser utilizado em ocasiões de alta demanda (ZUCULIN; PINTO; BARBOSA, 2014).

Já os volantes de inércia são dispositivos que armazenam energia cinética rotacional por meio de discos girantes em altas velocidades para posterior conversão em energia elétrica. O disco girante é acoplado a um eixo alimentado por um motor/gerador, que funciona como motor na fase de carregamento e como gerador na fase de descarregamento. Podem ser classificados como volantes de baixa velocidade (velocidade abaixo de 6.000 rpm) e de alta velocidade (velocidades entre 10.000 e 100.000 rpm). Os de alta velocidade são tecnologias relativamente novas que apresentam respostas mais rápidas, melhor eficiência e característica cíclica em relação aos de baixa velocidade. Em contraponto, os de alta velocidade são cerca de cinco vezes mais caros que os de baixa

velocidade, limitando a potência a ser utilizada, além de apresentarem dificuldade de resfriamento (MOUSAVI G et al., 2017).

Volantes de inércia são amplamente utilizados como suporte para outros tipos de sistemas e possuem diversas aplicações. As mais comuns são na regulação de frequência e voltagem, nivelamento de carga, veículos híbridos e elétricos e armazenamento de energia (MOUSAVI G et al., 2017). Uma aplicação muito comum é na área de automóveis, podendo ser usado para frenagem regenerativa de veículos, contribuindo para menores emissões de gases poluentes, ou no nivelamento de carga, evitando que o motor tenha grandes variações de cargas dinâmicas muito rapidamente. Também é um sistema interessante na utilização em conjunto com as energias renováveis eólica e solar, devido sua rápida resposta e boas dinâmicas. Na eólica, o volante se situa no mesmo eixo da hélice da turbina eólica e é carregado durante um período de ventos mais fortes e, dependendo da demanda, pode ser descarregado para suprir a potência necessária, além de ser utilizado para regulação da voltagem e frequência devido às cargas dinâmicas da rede elétrica. Na energia solar, funciona de forma semelhante, compensando a natureza intermitente desse sistema, podendo ser integrado com baterias para melhorar a saída de potência do sistema e alongar a vida operacional das mesmas (MOUSAVI G et al., 2017).

3.3.1 Sistema de Armazenamento de Energia por Ar Comprimido

Como já visto no Capítulo 1, sistemas CAES são projetados para armazenar energia em momentos de baixa demanda utilizando a potência vinda da rede, através do armazenamento de ar comprimido dentro de uma caverna ou tanque de alta pressão. Em momentos de alta demanda, o ar armazenado é injetado em uma câmara de combustão e os gases quentes resultantes da queima são injetados em uma turbina, havendo assim a conversão de energia térmica em mecânica, que na sequência é convertida em energia elétrica pelo acoplamento de um gerador elétrico ao eixo da turbina. O CAES possui funcionamento baseado na geração convencional de turbinas a gás, com algumas diferenças, já que nos sistemas de turbinas a gás o compressor e a turbina estão acoplados mecanicamente, e no sistema CAES estão desacoplados.

Existem três tipos de sistemas CAES, classificados de acordo com o tipo de armazenamento e utilização do calor. São eles: CAES diabático (D-CAES), onde não há aproveitamento do calor de compressão, e por conta disso na etapa de expansão é necessário uma fonte externa de calor, como por exemplo através da queima de combustíveis; CAES adiabático (A-CAES), que é um tipo de sistema CAES que armazena o calor gerado na compressão por meio de um sistema de armazenamento térmico (TES), e esse calor é posteriormente aproveitado no processo de expansão. CAES isotérmico (I-CAES), que é um tipo que está em desenvolvimento, e seu princípio consiste em uma compressão e uma expansão isotérmica ou quase isotérmica (OLABI et al., 2021).

Quanto aos reservatórios utilizados para armazenar o ar, sistemas CAES podem ser classificados como isocórico (volume constante) ou isobárico (pressão constante). O armazenamento isocórico é o mais comum, onde o volume do reservatório permanece constante e a pressão varia de acordo com a quantidade de ar armazenado. Já no armazenamento isobárico, a pressão no reservatório permanece constante e o volume se altera de acordo com o ar armazenado. Este último possui a vantagem de aumentar a eficiência de expansão, já que a pressão permanece constante no processo de descarga sem precisar ser necessário estrangulamento do ar, além de a densidade de energia ser maior, já que no armazenamento isocórico não é possível retirar todo ar, pois certa quantidade deve ser deixada para suportar as pressões externas, e isso não é necessário no isobárico. O armazenamento isobárico é menos comum, e um exemplo é o armazenamento submerso, que aproveita a pressão hidrostática associada com a profundidade da água (BARROS, 2020).

As duas plantas mais antigas de grande porte que utilizam a tecnologia CAES são as de McIntosh, de 110 MW, e Huntorf, de 290 MW. A planta CAES McIntosh se localiza no Alabama (EUA) e planta CAES Huntorf se localiza em Huntorf (Alemanha), e ambas utilizam reservatório de caverna de sal e operam a volume constante. Essas duas plantas foram construídas para o conhecimento da tecnologia CAES e serviram como campos de teste (BARROS, 2020). A Figura 10 mostra a planta CAES instalada em Huntorf, na Alemanha.

Figura 10 – planta CAES instalada em Huntorf



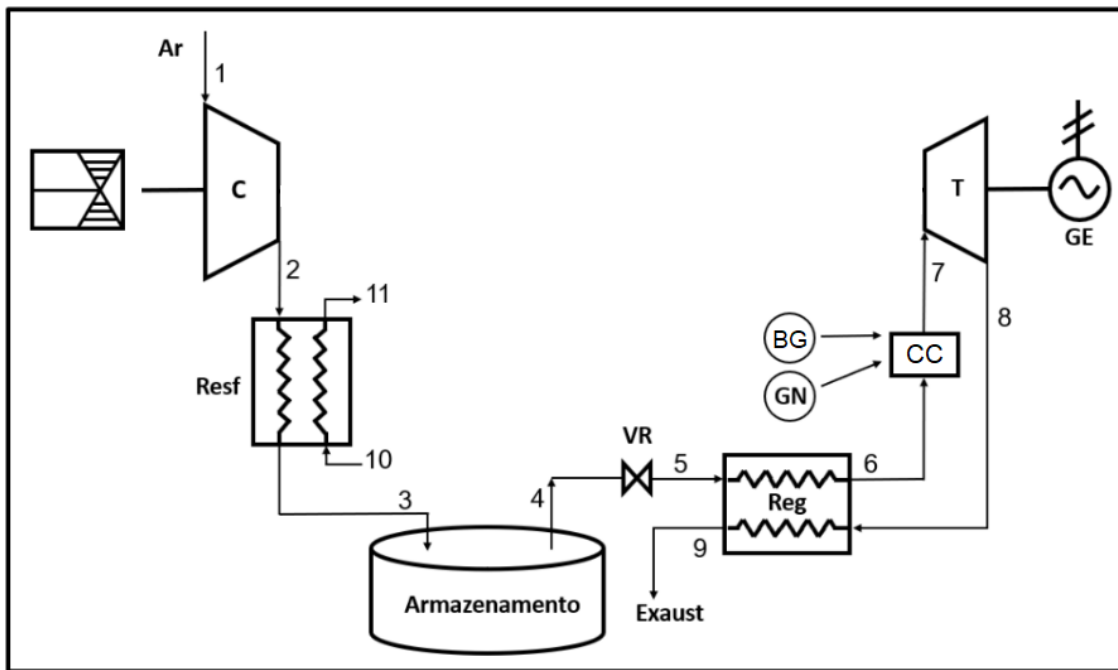
Fonte: Barros (2020).

4 METODOLOGIA

4.1 Sistema Estudado

O sistema analisado neste trabalho está indicado na Figura 11, que representa um sistema CAES isocórico com geração eólica como fonte primária de energia na etapa de carregamento. Um sistema de armazenamento de energia pode ser caracterizado pelas etapas de carregamento e descarregamento.

Figura 11 – Sistema CAES isocórico considerado



Fonte: Próprio Autor.

Neste sistema, a etapa de carregamento consiste na utilização de energia proveniente da geração eólica em horário de baixa demanda elétrica para alimentar o compressor que irá comprimir ar (estágio 1-2) que, logo em seguida, irá passar por um resfriador (estágio 2-3) e posteriormente armazenado em uma caverna ou tanque de alta pressão.

Em momentos de necessidade de potência, ou seja, horários de alta demanda, inicia-se a etapa de descarregamento. O ar comprimido armazenado é retirado do reservatório e sua pressão é reduzida para as condições de trabalho da turbina através da passagem pela válvula reguladora de pressão (estágio 4-5). Logo em seguida, o ar que sai do regenerador é introduzido numa câmara de combustão para a queima de biogás ou gás natural, que resulta em produtos da combustão (gases quentes). Após essa etapa, produtos da combustão em altas temperaturas entram na turbina que,

acoplada a um gerador, gera energia elétrica. Após expansão na turbina, os produtos da combustão, ainda quentes, vão para o regenerador (estágio 8-9) para recuperação de energia térmica do fluido de descarga da turbina para aquecer o ar retirado do armazenamento, e depois é descartado ao ambiente.

4.2 Definição da Unidade Expansora do Sistema CAES

Neste tópico será discutido o dimensionamento da unidade expansora do sistema CAES da Figura 11. Após uma pesquisa em catálogos de turbinas à gás, foi encontrada a turbina a gás MS6001B da GE Power Systems (GE Power Systems, 2023), que possui os parâmetros indicados na Tabela 3. Usando esses parâmetros, é possível calcular a potência máxima que esta turbina conseguiria entregar ao trabalhar desacoplada do compressor (como ocorre no sistema CAES). Os dados serão importantes para serem usados como base nos estudos de caso posteriormente, pois será possível identificar qual será a temperatura crítica da unidade expansora e qual a potência máxima possível de ser entregue.

Tabela 3 – Parâmetros da MS6001B

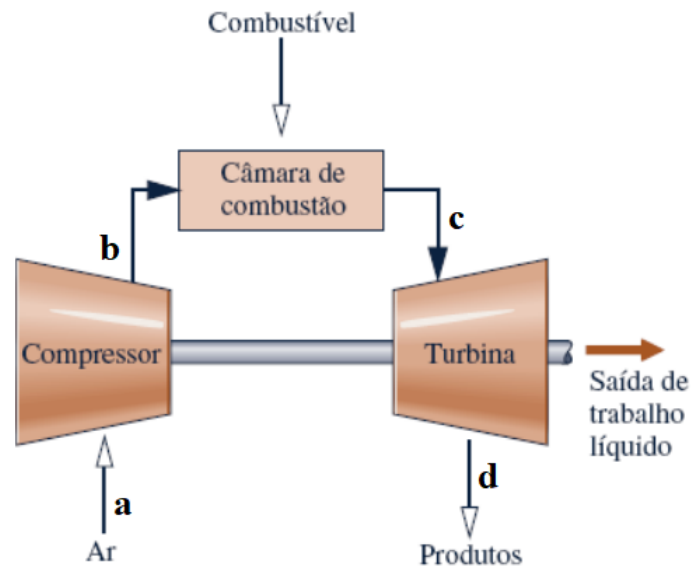
Turbina MS6001B	Valor
Potência útil $\dot{W}_{Util}$ (kW)	42.100,00
Taxa de calor (kJ/kWh)	11.227,00
Eficiência η_{turb}	0,32
RP	12,20
Fluxo de produtos $\dot{m}_{prod}$ (kg/s)	141,10
Temperatura de exaustão (°C)	548,00
Temperatura de exaustão (K)	821,00

Fonte: Adaptado de GE Power Systems (2023).

Turbinas a gás funcionam de maneira que o ar entra através da admissão da turbina e o compressor aumenta a pressão deste ar antes dele entrar na câmara de combustão, onde ocorre a combustão da mistura do ar com o combustível, e posteriormente a expansão dos gases quentes que a aciona a turbina (MORAN et al., 2018). Um esquema de uma turbina à gás pode ser visto na Figura 12.

O esquema da Figura 12 será utilizada para os cálculos dos demais parâmetros desta turbina à gás, para posterior definição dos parâmetros utilizados na unidade expansora do sistema CAES. A potência útil (Tabela 3) é a potência líquida da turbina à gás. Para saber a potência requerida no compressor (trecho a-b), primeiro é calculada a temperatura na saída do mesmo pela Equação 1, que representa uma temperatura ideal. A temperatura real T_b na saída é calculada pela Equação 2.

Figura 12 – Esquema de uma turbina à gás



Fonte: Adaptado de Moran et al. (2018).

$$T_{b,ideal} = T_a \cdot RP^{\frac{k_{ar}-1}{k_{ar}}} \quad (1)$$

$$T_b = \frac{T_{b,ideal} - T_a}{\eta_{comp}} + T_a \quad (2)$$

Na Equação 1, k_{ar} é a razão dos calores específicos a pressão constante e a volume constante do ar e RP é a razão de pressão (fornecida na Tabela 3). Na Equação 2, η_{comp} é a eficiência isentrópica do compressor, considerada 85%, por simplicidade dos cálculos, pois como visto em Moran et al. (2018), esse valor se encontra na faixa de 75% a 85% para compressores. De posse da temperatura real na saída do compressor, a Equação 3 pode ser utilizada para encontrar de acionamento do mesmo.

$$\dot{W}_{a,b} = \dot{m}_{ar} \cdot c_{p_{ar}} \cdot (T_b - T_a) \quad (3)$$

Nesta equação, $c_{p_{ar}}$ é o calor específico a pressão constante do ar e $\dot{m}_{ar}$ é a vazão de ar no compressor, dada pela Equação 4, que pode ser calculada com o conhecimento da vazão de combustível da turbina à gás, dada Equação 5.

$$\dot{m}_{ar} = \dot{m}_{prod} - \dot{m}_{comb} \quad (4)$$

$$\dot{m}_{comb} = \eta_{turb} \cdot PCI_{comb} \quad (5)$$

Onde η_{turb} é a eficiência isentrópica da turbina, fornecida na Tabela 3 e PCI_{comb} é o poder calorífico do combustível, que para o propósito do cálculo foi considerado gás natural.

Tendo conhecimento da potência líquida da turbina a gás (Tabela 3) e a potência requerida pelo compressor, é possível encontrar a potência gerada pela turbina (trecho c-d) pela soma dos mesmos (Equação 6). Na Tabela 3 também há informações do fluxo de produtos e temperatura de exaustão do ar (T_d), e com estes dados e a potência gerada pela turbina é possível obter a temperatura T_c na entrada da turbina por meio da Equação 7.

$$\dot{W}_{c,d} = \dot{W}_{a,b} + \dot{W}_{Util} \quad (6)$$

$$T_c = T_d + \frac{\dot{W}_{c,d}}{\dot{m}_{prod} \cdot cp_{prod}} \quad (7)$$

Sendo $\dot{W}_{c,d}$ a potência na turbina, $\dot{m}_{prod}$ a vazão dos produtos da combustão e cp_{prod} o calor específico a pressão constante dos produtos.

A Tabela 4 mostra os resultados encontrados para a turbina selecionada. Esses valores serão a base das análises posteriores, pois permitem o conhecimento da potência máxima que pode haver na saída do sistema CAES e a temperatura que os gases quentes podem chegar na unidade expansora, limitada por um valor máximo devido às propriedades dos materiais. O fluxo de produtos também será usado como um valor de base nas análises da unidade expansora, e a razão de pressão considerada também será aquela disponibilizada na Tabela 3, pois foi utilizada nos cálculos anteriores.

Tabela 4 – Valores encontrados para a turbina à gás MS6001B

Parâmetro	Valor
Fluxo de combustível (kg/s)	2,945
Fluxo de ar (kg/s)	138,15
Fluxo de produtos (kg/s)	141,10
Trabalho líquido (kW)	42.100,00
Potência de acionamento do compressor (kW)	50.571,05
Potência gerada pela turbina (kW)	92.671,05
Temperatura de exaustão (K)	821,00
Temperatura de entrada na turbina (K)	1.477,78

Fonte: Próprio autor.

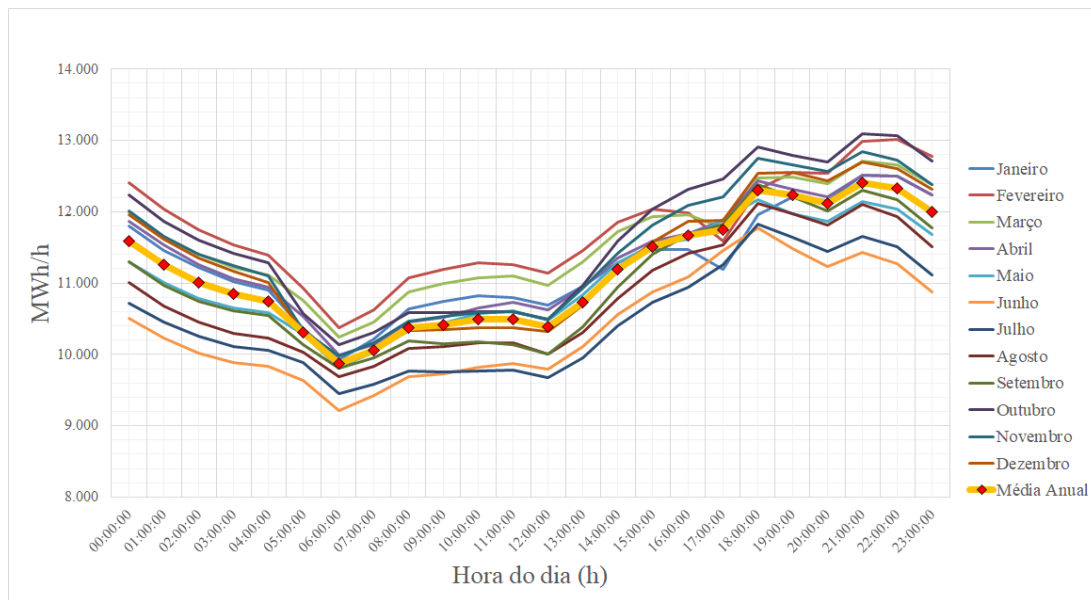
4.3 Perfis de Consumo e Geração Energética

Antes de analisar o sistema termodinamicamente, é necessário caracterizá-lo em relação aos períodos de carregamento e descarregamento. Para isso, é necessário um estudo do perfil de geração e consumo do Sistema Elétrico Nacional nos últimos anos, que foi realizado por uma apuração de dados com o objetivo de obter informações diárias e locais. Os perfis de geração eólica também precisaram ser estudados por meio de uma série de levantamento de dados do comportamento dos mesmos na região estudada.

Para definir os melhores horários de carga e descarga do sistema CAES, é importante conhecer qual é o perfil de consumo e geração energética da região estudada. O perfil de consumo irá demonstrar quais os períodos em que é necessário mais carga e quais os períodos em que a demanda não é tão alta, e portanto o sistema pode realizar a etapa de carregamento sem prejudicar a rede principal. Já o perfil de geração irá revelar quais os períodos em que há energia disponível para ser armazenada, pois devido a característica intermitente das energias renováveis, esse processo não pode ser feito em qualquer horário.

Para o perfil de consumo, foi feito um levantamento com os dados disponíveis no Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS, 2023) referente à curva de carga horária. Foi possível obter o perfil de consumo de energia elétrica ao longo do dia na região nordeste, conforme Figura 13. É possível observar que as maiores cargas ocorrem durante o horário de ponta, a partir das 18:00h, e as menores ocorrem no início do dia, antes das 07:00h.

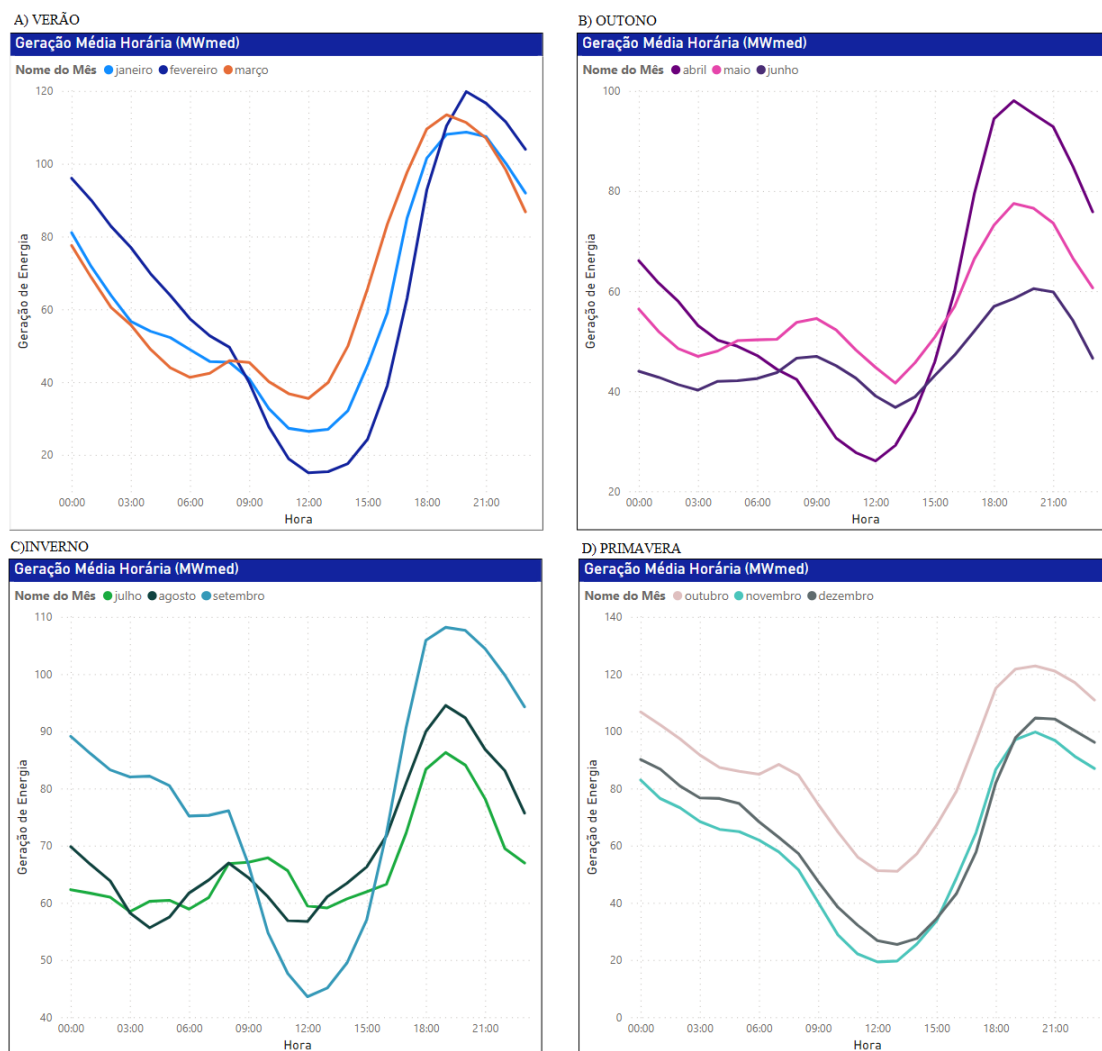
Figura 13 – Carga horária região na Nordeste (2022)



Fonte: Próprio Autor.

Os perfis de geração não mudam apenas de acordo com a região estudada, mas também com a época do ano. Sendo assim, nessa etapa será analisado os perfis de geração eólica do estado de Pernambuco. Esse estudo permitirá analisar o perfil dos ventos no estado, e assim contribuir na decisão do melhor horário para o carregamento do sistema, sendo recomendável um momento em que há uma boa disponibilidade de energia eólica e pouca demanda de energia elétrica. A Figura 14 mostra o perfil de geração eólica em Pernambuco em 2022, onde os dados também foram obtidos através do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS, 2023).

Figura 14 – Perfil de geração eólica por estação em Pernambuco (2022)



Fonte: Próprio Autor.

Essa divisão feita na Figura 14 permitirá observar se existe determinados meses ou estações em que a energia eólica pode ser melhor aproveitada ou se existe períodos em que não há uma boa geração de energia eólica. O perfil de geração é baseado na média de geração de cinco conjuntos eólicos do estado de Pernambuco, sendo eles: Conjunto Caetés II, Conjunto Paratama, Conjunto São Clemente, Conjunto Tacaratu e Conjunto Tacaratu II (ONS, 2023).

4.3.1 Definição do Período de Carga e Descarga

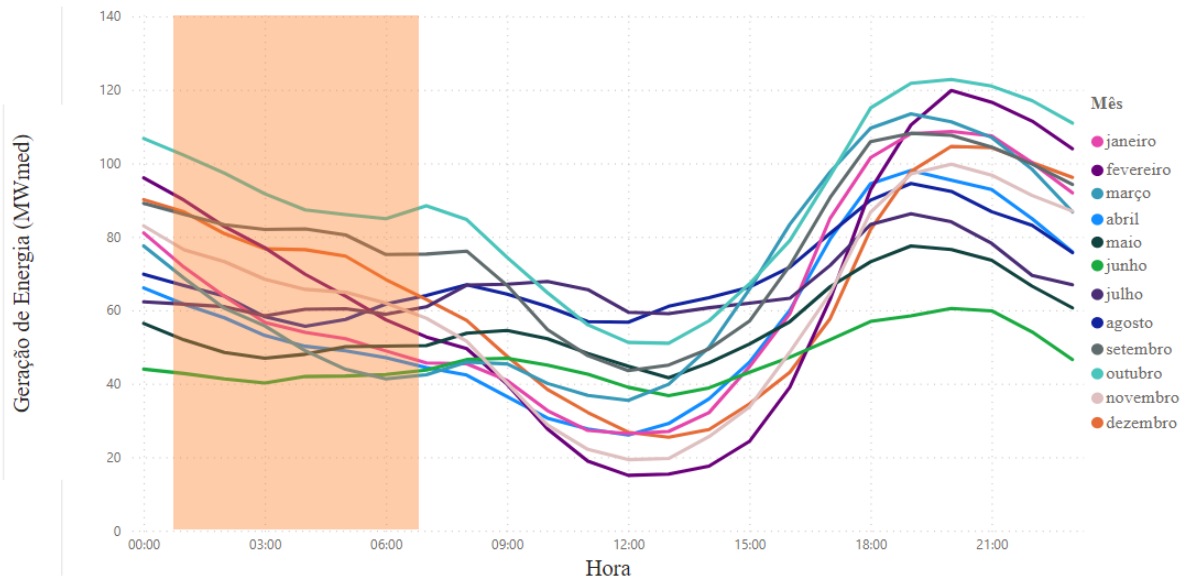
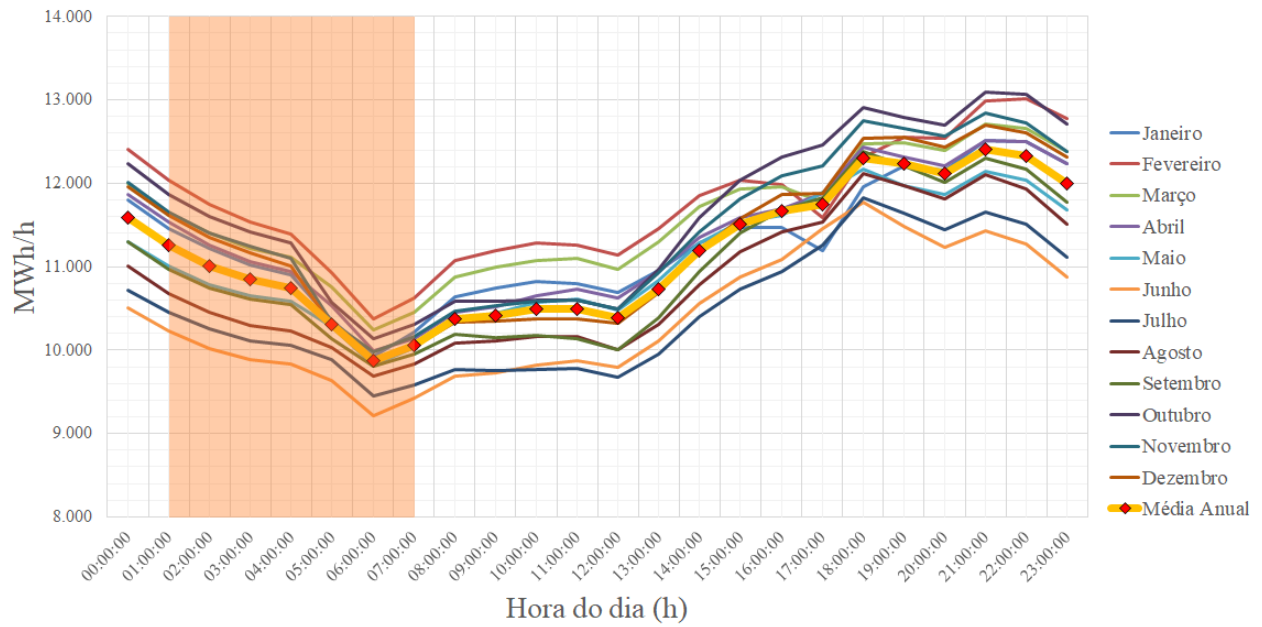
Com o estudo dos perfis de carga horária e geração de energia por fonte, é possível definir os melhores horários para o carregamento e descarregamento do sistema CAES estudado. Foi determinado que a fonte primária utilizada nesse estudo será a energia eólica, e foi observado na seção anterior que há pouca demanda de energia elétrica nas primeiras horas do dia enquanto que há uma quantidade considerável de energia disponível para realizar o carregamento. Portanto, foi definido que a carga do sistema será feita de 1:00h até às 7:00h da manhã, conforme Figura 15, totalizando 6 horas de carregamento.

Em relação ao descarregamento do sistema, o mesmo deverá ser feito no período de maior demanda energética. O perfil de carga horária da região Nordeste revela que maiores cargas ocorrem a partir das 18 horas, porém nesse período também ocorre a maior geração eólica. Neste trabalho será estudado um período de descarregamento curto, de 2 horas de duração, que ocorre em torno desse período de ponta. Será analisado como o sistema se comporta ao entregar uma quantidade de energia desejada neste período de tempo.

As duas horas de descarregamento podem ocorrer entre às 18 horas e 23 horas, dependendo do período do ano. A Tabela 5 mostra quais foram os horários de maior carga energética em média em cada mês do ano de 2022 no Nordeste. Observa-se que nos meses de maio à setembro, a maior carga foi às 18 horas, no mês de fevereiro foi às 22 horas nos demais meses foi às 21 horas.

Nessa separação é possível perceber a influência da época do ano, e isso pode ser levado em consideração para a decisão dos horários que serão realizados o descarregamento do sistema. Nos meses de maio à setembro, por exemplo, a descarga do sistema pode ser feita em torno das 18 horas (uma hora antes, às 17:00h, até uma hora depois, às 19:00h). No mês de fevereiro pode acontecer em torno das 22 horas (21:00h à 23:00h) e nos demais meses em torno das 21 horas (20:00h às 22:00h).

Figura 15 – Período de carregamento (área laranja)



Fonte: Próprio Autor.

Tabela 5 – Horários de maior carga energética por mês na região Nordeste (2022)

Mês	Horário de maior carga	Maior Carga (MWh/h)
Janeiro	21:00:00	12.516
Fevereiro	22:00:00	13.016
Março	21:00:00	12.713
Abril	21:00:00	12.518
Mai	18:00:00	12.168
Junho	18:00:00	11.777
Julho	18:00:00	11.833
Agosto	18:00:00	12.113
Setembro	18:00:00	12.379
Outubro	21:00:00	13.090
Novembro	21:00:00	12.843
Dezembro	21:00:00	12.699

Fonte: Próprio Autor.

4.4 Análise Energética

Conforme foi descrito, este trabalho tem como foco analisar o sistema da Figura 11 de forma teórica através de um estudo numérico que consiste em uma modelagem termodinâmica de cada componente e na construção de um algoritmo no software Matlab, adaptado de um estudo anterior que também analisou um sistema CAES (LÓPEZ et al., 2022). Também tem como propósito estudar diferentes combustíveis na etapa de descarregamento, (gás de biomassa e gás natural). No caso da biomassa, será utilizado o biogás proveniente de biodigestores, permitindo a comparação com o gás natural não só em quesitos de performance, como também de emissões de poluentes.

Nesta seção, será desenvolvido uma análise energética do sistema proposto, considerando cada componente separadamente e com base nos princípios da primeira Lei da termodinâmica. Para o modelo deste trabalho foram feitas as considerações listadas abaixo. A maioria das considerações básicas como temperatura e pressão ambiente, perdas de calor e variações de energia foram baseadas nas mesmas vistas em López et al. (2022).

- Temperatura ambiente e pressão ambiente são fixadas como sendo iguais respectivamente a 298,15 K (25 °C) e 101,325 kPa respectivamente;
- As perdas de calor e as perdas de carga nos dutos que conectam todos os componentes do sistema não serão consideradas;
- As variações nas energias cinética e potencial do sistema podem ser desprezadas;

- A válvula reguladora de pressão localizada na saída do armazenador de ar comprimido regula a pressão na entrada da turbina e funciona de forma isentálpica;
- Como o ar é considerado como um gás ideal, o processo de expansão através da válvula pode ser assumido como isotérmico (HOUSSAINY et al., 2018);
- A temperatura do ar armazenado durante a etapa de descarregamento (T_4) é considerada constante e igual à temperatura ambiente, 298,15 K (25 °C);
- O ar no reservatório tem comportamento de gás ideal;
- Perdas de ar no reservatório são desconsideradas;
- Na etapa de fornecimento de calor antes da turbina, será considerado uma câmara de combustão da turbina a gás, onde serão considerados dois tipos de combustíveis: gás natural e biogás;
- A razão dos calores específicos a pressão e volume constantes, do ar e dos produtos da combustão, são considerados constantes durante todo o processo;
- A razão de pressão do compressor e a potência produzida pela turbina são consideradas constantes durante os processos de carregamento e descarregamento respectivamente;
- A pressão de descarga no estágio de compressão (16 bar) deve ser maior do que a pressão de entrada no estágio de expansão (12 bar);
- Como visto na Seção 4.4, o tempo de carregamento e descarregamento são considerados como sendo 6 e 2 horas, respectivamente.

4.4.1 Compressor

Para o compressor, a temperatura na saída é determinada pela Equação 8:

$$T_2 = T_1 \left\{ 1 + \frac{1}{\eta_{comp}} \left[\left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{k_{ar}-1}{k_{ar}}} - 1 \right] \right\} \quad (8)$$

Nesta equação, k_{ar} é a razão dos calores específicos a pressão constante e a volume constante do ar. A pressão na saída do compressor (p_2) é determinada pela razão de pressão do compressor, que nesse trabalho será de $RP = 16$. Ainda na Equação 8, η_{comp} representa a eficiência isentrópica do compressor, que será considerado o valor de 80%, pois como visto em Moran et al. (2018), esse valor se encontra na faixa de 75% a 85% para compressores.

A potência consumida no compressor é definida por um balanço energético, indicado na Equação 8.

$$\dot{W}_{comp} = \dot{m}_1 \cdot (h_2 - h_1) \quad (9)$$

Onde $\dot{m}_1$ é a vazão de ar, que também será a vazão de entrada no reservatório.

4.4.2 Resfriador

A Equação 10 representa o balanço energético no resfriador:

$$\dot{m}_2 (h_2 - h_3) = \dot{m}_{11} (h_{11} - h_{10}) \quad (10)$$

Para as equações do resfriador, também deve ser levado em consideração a sua efetividade. A efetividade é definida pela razão entre o aumento real de entalpia e o aumento máximo teórico da entalpia. A Equação 11 demonstra o cálculo da efetividade:

$$\eta_{resf} = \frac{q_{resf,real}}{q_{resf,max}} = \frac{h_3 - h_2}{h_{10} - h_2} \quad (11)$$

Para este trabalho, a efetividade do resfriador será considerada de 85%.

4.4.3 Reservatório de Ar Comprimido

A Equação 12 é a equação de estado dos gases ideais, e é usada para representar a pressão do ar armazenado dentro do reservatório de volume constante em função do tempo, tanto no período de carregamento quanto descarregamento. Para armazenar o ar em um reservatório de volume constante, a razão de pressão do compressor deve ser tal que permita a entrada do ar comprimido no reservatório que possui ar armazenado a uma pressão inferior, e assim que a pressão do ar no seu interior atingir o valor da pressão de saída do compressor (pressão máxima de operação), a etapa de carregamento se encerra (BARROS, 2020). Já a etapa de descarregamento corresponde à etapa de expansão e consequente geração de energia, e essa etapa se encerra quando a pressão do ar armazenado se igualar à pressão de entrada da turbina (pressão mínima de operação).

$$P_{(t)} = \frac{M_{(t)} \cdot R \cdot T_{(t)}}{V} \quad (12)$$

A massa do ar armazenado em função do tempo é definida por balanços de massa e energia, sendo o volume de controle o entorno do reservatório. A Equação 13 representa a massa de ar em um instante de tempo $t = i$, determinada pelo método das diferenças finitas em cada etapa.

$$M_i = M_{i-1} \pm \dot{m}_{entra/sai} \cdot \Delta t \quad (13)$$

Nessa equação, M_i é a massa de ar no reservatório no instante de tempo $t = i$ em kg, M_{i-1} é a massa de ar no reservatório no instante de tempo $t = i - 1$ em kg, $\dot{m}_{entra/sai}$ é a vazão de ar que

entra ou sai do reservatório (etapa de carregamento ou descarregamento) em kg/s e Δt corresponde ao tempo em segundos. A temperatura do ar armazenado será constante devido ao comportamento isotérmico das paredes do reservatório.

Para determinar o volume total do reservatório, é necessário inicialmente calcular o volume que corresponde ao espaço ocupado pelo ar até a pressão de entrada da turbina. Esse espaço, chamado de volume morto ou não operacional, não pode ser aproveitado, e é necessário ser preenchido apenas uma vez, durante o primeiro carregamento do sistema CAES. O espaço ocupado pelo ar a partir da pressão de entrada da turbina até a pressão de saída do compressor corresponde ao volume de ar aproveitável durante a etapa de descarregamento, ou volume operacional. O volume total do reservatório é, portanto, a soma do volume não operacional com o volume operacional.

A quantidade máxima de ar de operação que pode ser armazenada é determinada pelo tempo máximo de operação do sistema CAES e a vazão de ar correspondente, que neste trabalho será a vazão de entrada do reservatório, pois o tempo de carregamento do sistema é o tempo máximo de operação (6 horas). A vazão de saída é aquela necessária para retirar essa quantidade máxima de ar no tempo de descarregamento desejado.

4.4.4 Câmara de Combustão

Nesta seção, serão vistos dois tipos de fornecimento de calor na etapa que antecede a entrada na turbina. O ar que sai do regenerador é introduzido numa câmara de combustão para a queima de biomassa ou gás natural, que resulta em produtos da combustão (gases quentes). Cada uma dessas etapas serão estudadas no quesito energético.

Gás Natural

Ao passar pelo regenerador, ar nas condições operacionais de descarregamento é preaquecido. Após este processo o ar entra na câmara de combustão para receber energia térmica do combustível mediante a combustão deste último. Os produtos da combustão deixam a câmara de combustão em alta temperatura, e após isso entram na turbina.

Um dos combustíveis estudados é o gás natural, e o balanço de massa e de energia são representados nas Equações 14 e 15, respectivamente.

$$\dot{m}_7 = \dot{m}_6 + \dot{m}_{GN} \quad (14)$$

$$\dot{m}_7 \cdot h_7 = \dot{m}_6 \cdot h_6 + \dot{m}_{GN} \cdot PCI_{GN} \quad (15)$$

Na Equação 14, $\dot{m}_{GN}$ é a vazão de gás natural que entra na câmara de combustão. Na Equação 15, PCI_{GN} é o poder calorífico inferior do gás natural.

Biogás

O biogás também será considerado como uma opção de combustível para ser utilizado na câmara de combustível, e o balanço de massa e de energia nesse caso são representados nas Equações 16 e 17, respectivamente.

$$\dot{m}_7 = \dot{m}_6 + \dot{m}_{BM} \quad (16)$$

$$\dot{m}_7 \cdot h_7 = \dot{m}_6 \cdot h_6 + \dot{m}_{BM} \cdot PCI_{BM} \quad (17)$$

Na Equação 16, $\dot{m}_{BM}$ é a vazão de biogás que entra na câmara de combustão. Na Equação 17, PCI_{BM} é o poder calorífico inferior do biogás.

4.4.5 Regenerador

A Equação 18 representa o balanço energético no regenerador:

$$\dot{m}_5 (h_5 - h_6) = \dot{m}_8 (h_9 - h_8) \quad (18)$$

Assim como para o resfriador, também deve ser levado em consideração a efetividade do regenerador. A Equação 19 demonstra o cálculo da efetividade:

$$\eta_{reg} = \frac{q_{reg,real}}{q_{reg,max}} = \frac{(h_6 - h_5)}{(h_8 - h_5)} \quad (19)$$

Para este trabalho, a efetividade do regenerador será considerada de 85%.

4.4.6 Turbina

Para a turbina, a temperatura na saída (T_8) pode ser determinada pela Equação 20:

$$T_8 = T_7 \left[1 - \eta_{turb} + \eta_{turb} \left(\frac{p_8}{p_7} \right)^{\frac{k_{pr}-1}{k_{pr}}} \right] \quad (20)$$

Neste equação, η_{turb} representa a eficiência isentrópica da turbina, que será considerado o valor de 90% (SHAMOUSHAKI; ALIEHYAEI, 2020). O fator k_{pr} é a razão dos calores específicos a pressão constante e a volume constante dos produtos da combustão.

A potência gerada na turbina é definida por um balanço energético, indicado na Equação 8.

$$\dot{W}_{turb} = \dot{m}_7 \cdot (h_7 - h_8) \quad (21)$$

Onde $\dot{m}_7$ é a vazão dos produtos da combustão, dado pela Equação 14 ou 16.

4.4.7 Desempenho Energético

Um dos métodos de analisar a performance energética do sistema CAES é avaliando a influência da fonte primária de fornecimento de energia para acionar o compressor. A Equação 22 representa a capacidade do sistema CAES de converter a energia primária em energia elétrica, visto em Barnes e Levine (2011).

$$\eta_{PE} = \frac{W_{turb}}{\frac{W_{comp}}{\eta_{FPE}} + m_{Comb} \cdot PCI_{comb}} \quad (22)$$

Nesta equação, η_{FPE} , que é a eficiência elétrica da energia eólica (através das turbinas eólicas), e foi considerado um valor de 40% (LÓPEZ et al., 2022). W_{turb} é o trabalho gerado pela turbina durante o processo de descarregamento do sistema em kJ , W_{comp} é o trabalho realizado pelo compressor no processo de carregamento em kJ e m_{Comb} é o consumo total de combustível em kg no descarregamento.

Outro indicador de performance do sistema é a eficiência de ida e volta (round-trip efficiency), η_{RT} (BARNES; LEVINE, 2011). Ele é a razão entre a energia total produzida pelo sistema e a energia total consumida pelo sistema ao longo de um ciclo completo de carregamento e descarregamento. Neste trabalho, essa eficiência pode ser definida pela Equação 23.

$$\eta_{RT,1} = \frac{W_{turb}}{W_{comp} + \eta_{comb} \cdot m_{comb} \cdot PCI_{comb}} \quad (23)$$

Nesta equação, η_{comb} representa a eficiência do ciclo se a quantidade de combustível tivesse sido utilizada para acionar uma turbina à gás. Portanto, como a unidade expansora possui parâmetros baseados na turbina a gás da Tabela 3, esse valor é justamente a eficiência fornecida no catálogo dessa turbina, de 32% (GE Power Systems, 2023).

Uma alternativa à Equação 23 é a Equação 24, onde a eletricidade injetada na etapa de descarregamento é subtraída da energia gasta do combustível nesta etapa (BARNES; LEVINE, 2011).

$$\eta_{RT,2} = \frac{W_{turb} - \eta_{comb} \cdot m_{comb} \cdot PCI_{comb}}{W_{comp}} \quad (24)$$

4.5 Parâmetro dos combustíveis

Nesta seção será apresentado alguns estudos e considerações que foram necessários em cada fonte de calor estudada na etapa de descarregamento. Serão apresentados a composição dos combustíveis selecionados, bem como estudos de parâmetros que são necessários na análise energética da Seção 4.4.

4.5.1 Procedimento do Cálculo do Poder Calorífico Inferior (PCI)

Para a análise energética envolvendo o uso de combustíveis na câmara de combustão, é necessário ter o conhecimento do poder calorífico inferior. A primeira lei em sistemas reagentes diz que a diferença entre o calor adicionado ao sistema durante o processo e o trabalho realizado pelo sistema na vizinhança deve ser igual à variação da energia total do sistema durante este processo, tal qual indicado na Equação 25.

$$Q_{1-2} - W_{1-2} = \Delta E_{1-2} \quad (25)$$

Onde Q_{1-2} é o calor adicionado ao sistema no estado 1 para o estado 2, W_{1-2} é o trabalho realizado pelo sistema no estado 1 para o estado 2 e ΔE_{1-2} é a variação de energia total do sistema do estado 1 para o estado 2.

Considerando um processo de reação à pressão constante e trabalho nulo, tal qual uma queima de combustível e ar, quando desconsideradas as variações de energia cinética e potencial, o calor liberado na reação equivale a variação de entalpia dos produtos e dos reagentes, como indicado na Equação 26.

$$Q = H_P - H_R = \sum (n\bar{h}_i)_P - \sum (n\bar{h}_i)_R \quad (26)$$

Onde n é a proporção da substância e $h_i(T)$ é a entalpia padrão na temperatura T e representa a energia associada às ligações químicas, e pode ser representada pela Equação 27.

$$\bar{h}_i(T) = \bar{h}_{f,i}^\circ(T_{ref}) + \Delta \bar{h}_{s,i}(T) \quad (27)$$

Onde $\bar{h}_{f,i}^\circ(T_{ref})$ é a entalpia de formação no estado de referência padrão (T_{ref}, P°) e $\Delta \bar{h}_{s,i}(T)$ é a variação de entalpia sensível no processo de T_{ref} para T .

O poder calorífico de um combustível é a máxima quantidade de energia liberada (por unidade de massa ou volume) em um processo de combustão, e como seu valor depende da composição do combustível, pode ser calculado pela aplicação da primeira lei da termodinâmica à reação química da combustão. A maior quantidade de calor é obtida numa reação isotérmica, ou seja, os produtos da combustão saem à mesma temperatura de entrada no combustor ($T_{ref} = T$).

O poder calorífico inferior corresponde à quantidade de calor liberado na reação de combustão quando toda a água resultante está em estado gasoso, e pode ser dado pela Equação 28.

$$PCI = \frac{-Q}{M_{comb}} \quad (28)$$

Onde Q é o calor liberado na reação em kJ/kmol , calculado pela aplicação da primeira lei da termodinâmica à reação química isotérmica da combustão, ou seja, pela Equação 26, e M_{comb} é a massa molecular do combustível em kg/kmol .

4.5.2 Gás Natural

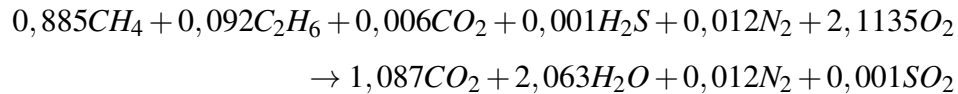
Uma das fontes de calor estudada é o gás natural, que será utilizado por meio de sua queima junto ao ar na câmara de combustão. A composição para o gás natural é apresentada na Tabela 6.

Tabela 6 – Composição do gás natural

CH_4	C_2H_6	C_3H_8	CO_2	N_2	H_2S
88,5%	9,2%	0,4%	0,6%	1,2%	0,1%

Fonte: Fioreze et al. (2013).

O poder calorífico de um combustível é a máxima quantidade de energia liberada (por unidade de massa ou volume) em um processo de combustão, e como seu valor depende da composição do combustível, pode ser calculado pela aplicação da primeira lei da termodinâmica à reação química da combustão. A reação estequiométrica ideal para a queima do gás natural é dada por:



Considerando essa reação, pode-se utilizar os dados da Tabela 7 e a Equação 26 para calcular a diferença de entalpia dos produtos e dos reagentes.

Tabela 7 – Entalpia de formação, variação de entalpia sensível e massa molecular das substâncias - queima do gás natural

	Substância	$\bar{h}_{f,i}^\circ(T_{298K})$	$\Delta\bar{h}_{s,i}(298K)$	Massa molecular
Reagentes	CH_4	-74.600	0	16,04246
	C_2H_6	-83.852	0	30,06904
	C_3H_8	-104.680	0	44,09562
	CO_2	-393.510	0	44,00950
	N_2	0	0	28,01340
	H_2S	-20.600	0	34,08088
	O_2	0	0	31,99880
Produtos	CO_2	-393.510	0	44,00950
	H_2O	-241.826	0	18,01528
	N_2	0	0	28,01340
	SO_2	-296.810	0	64,06380
	Unidade	kJ/kmol	kJ/kmol	kg/kmol

Fonte: McBride, Zehe e Gordon (2002).

Ainda, será necessário calcular como próximo passo a massa molecular do combustível, e para isso é necessário o valor da massa molecular de cada substância. Esses valores também estão indicados na Tabela 7

4.5.3 Biogás

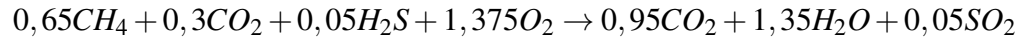
O combustível utilizado nesse estudo foi o biogás, que será proveniente de um biodigestor. A composição utilizada para o biogás é apresentada na Tabela 8.

Tabela 8 – Composição do biogás.

CH_4	CO_2	H_2S
65%	30%	5%

Fonte: Medeiros e Aquino (2021).

Seguindo o mesmo procedimento do gás natural para o biogás, considera-se primeiramente a reação estequiométrica ideal para a queima do biogás:



Considerando uma reação isotérmica (produtos saem a mesma temperatura da entrada), a Tabela 9 é usada para calcular a diferença de entalpia dos produtos e dos reagentes, bem como calcular massa molecular do combustível e a massa molecular do combustível.

Tabela 9 – Entalpia de formação, variação de entalpia sensível e massa molecular das substâncias - queima do biogás.

	Substância	$\bar{h}_{f,i}^\circ(T_{298K})$	$\Delta\bar{h}_{s,i}(298K)$	Massa molecular
Reagentes	CH_4	-74.600	0	16,04246
	CO_2	-393.510	0	44,00950
	H_2S	-20.600	0	34,08088
	O_2	0	0	31,99880
Produtos	CO_2	-393.510	0	44,00950
	H_2O	-241.826	0	18,01528
	SO_2	-296.810	0	64,06380
	Unidade	kJ/kmol	kJ/kmol	kg/kmol

Fonte: McBride, Zehe e Gordon (2002).

4.6 Dados Operacionais Base

Nas análises foi considerado o tempo de carregamento de 6 horas e o de descarregamento de 2 horas, e a Tabela 10 mostra alguns dos dados iniciais considerados.

Tabela 10 – Dados operacionais base considerados nas análises do sistema CAES

Parâmetro	Valor
Temperatura ambiente (K)	273,1
Eficiência isentrópica do Compressor	0,8
Eficiência isentrópica da Turbina	0,9
Eficiência isentrópica dos Trocadores de Calor	0,85
Razão de pressão do compressor	16
Razão de pressão da turbina	12
Poder calorífico inferior do gás natural (kJ/kg)	47.843,2
Poder calorífico inferior do biogás (kJ/kg)	21.613,5
Vazão mássica de ar na etapa de carregamento (kg/s)	46
Razão dos calores específicos do ar	1,4
Razão dos calores específicos dos produtos da combustão	1,34
Eficiência de um ciclo da turbina a gás	0,32
Eficiência elétrica energia eólica	0,4
Potência necessária para o compressor (kW)	23.626,97
Volume operacional do reservatório (m^3)	262.574,9
Volume não operacional do reservatório (m^3)	286.445,3
Volume total do reservatório (m^3)	549.020,2

Fonte: Próprio Autor.

5 RESULTADOS

Nesta seção serão apresentados os resultados encontrados a partir da metodologia apresentada na Seção 4. Foram feitos três tipos de análises, e na primeira delas foi realizada uma análise da performance energética do sistema como um todo, considerando os diferentes tipos de combustível e diferentes vazões dos mesmos. Depois, foi feito um estudo em torno da mudança do tempo de descarregamento do sistema para entregar uma determinada potência. Por fim, foi realizada uma análise de poluentes considerando os combustíveis definidos no presente trabalho.

A Tabela 11 apresenta os valores encontrados seguindo os passos do cálculo do poder calorífico inferior dos combustíveis, apresentados na seção anterior.

Tabela 11 – Resultado para poder calorífico inferior do gás natural e biogás

Parâmetro	Gás Natural	Biogás	Unidade
$Q = \sum(n\bar{h}_i)_P - \sum(n\bar{h}_i)_R$	-850.393,454	-547.567,100	$kJ/kmol$
M_{comb}	17,775	25,334	$kg/kmol$
$PCI = \frac{-Q}{M_{comb}}$	47.843,157	21.613,501	kJ/kg

Fonte: Próprio autor.

Como visto na seção anterior, foi considerada uma eficiência isentrópica fixa na turbina. Adicionalmente, foi realizada uma análise paramétrica para determinar o efeito da variação da eficiência isentrópica da turbina sobre vários parâmetros globais do sistema CAES. A Tabela 12 mostra valores de alguns parâmetros importantes para quatro valores de eficiência isentrópica, para a vazão mínima de gás natural considerada e para a máxima.

E possível observar que, para os valores de eficiência isentrópica da turbina considerados, há pouco impacto sobre os parâmetros globais analisados. Portanto, é possível considerar um valor fixo da eficiência isentrópica da turbina para as análises apresentadas no presente trabalho. O valor determinado foi de 90%, como indicado na Tabela 10.

Tabela 12 – Efeito de diferentes eficiências isentrópicas da turbina

$\dot{m}_{GN} = 1,2 \text{ (kg/s)}$				
η_{turb}	0,85	0,87	0,90	0,92
$\dot{m}_7 \text{ (kg/s)}$	139,20	139,20	139,20	139,20
η_{PE}	0,22	0,22	0,23	0,23
$T_{ent,turb} = T_7 \text{ (K)}$	830,15	820,15	804,15	793,15
$T_{sai,turb} = T_8 \text{ (K)}$	527,15	513,15	492,15	477,15
$T_{sai,reg} = T_9 \text{ (K)}$	330,15	328,15	324,15	322,15
$\dot{W}_{turb}$	51.876,61	52.238,43	52.801,53	53.029,32
$\eta_{RT,1}$	0,58	0,59	0,59	0,59
$\eta_{RT,2}$	0,47	0,48	0,49	0,49
$\dot{m}_{GN} = 2,15 \text{ (kg/s)}$				
η_{turb}	0,85	0,87	0,90	0,92
$\dot{m}_7 \text{ (kg/s)}$	140,15	140,15	140,15	140,15
η_{PE}	0,32	0,32	0,32	0,33
$T_{ent,turb} = T_7 \text{ (K)}$	1.300,15	1.281,15	1.253,15	1.236,15
$T_{sai,turb} = T_8 \text{ (K)}$	821,15	798,15	764,15	742,15
$T_{sai,reg} = T_9 \text{ (K)}$	382,15	378,15	372,15	368,15
$\dot{W}_{turb}$	89.453,42	90.011,43	90.934,49	91.496,66
$\eta_{RT,1}$	0,86	0,87	0,88	0,88
$\eta_{RT,2}$	0,80	0,81	0,82	0,83

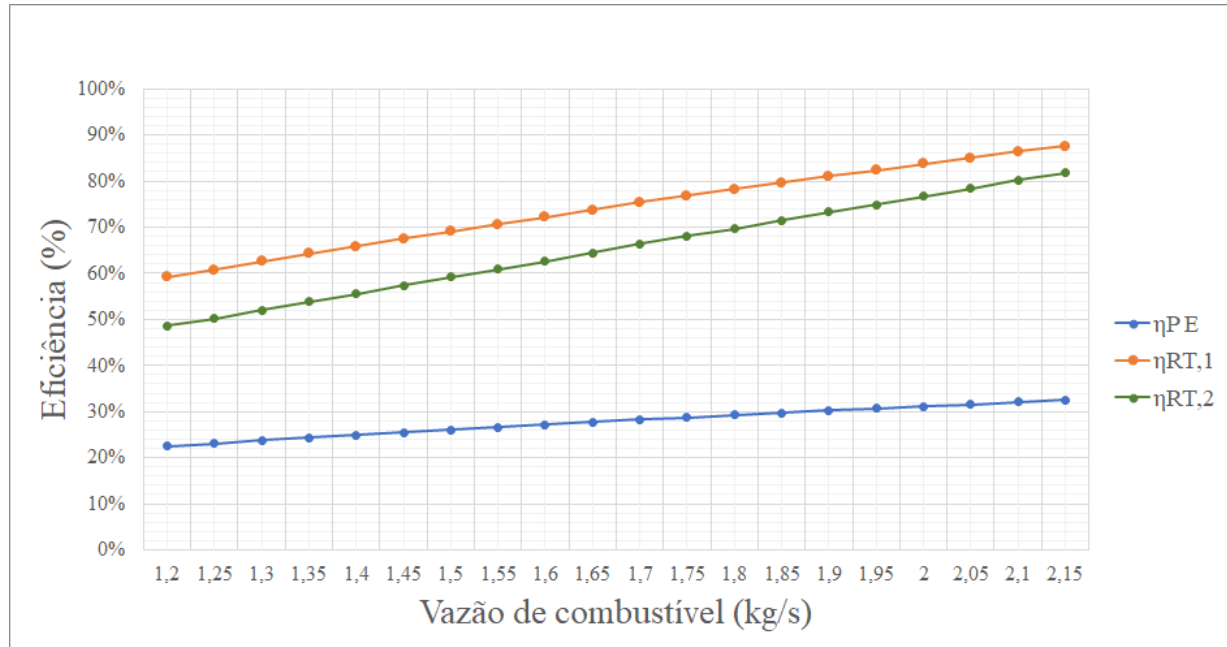
Fonte: Próprio autor.

5.1 Performance Energética

Na primeira análise foi feito um estudo dos comportamentos de alguns parâmetros do sistemas CAES ao variar a vazão de combustível na câmara de combustão. A faixa de vazões de combustível foi selecionada de forma que parâmetros resultantes fossem coerentes com os parâmetros definidos para a unidade expansora. Um dos fatores foi respeitar a potência máxima, e o outro fator está relacionado com a resistência dos materiais da turbina devido a temperaturas elevadas, sendo necessário estabelecer um valor máximo de temperatura de entrada, que não ultrapassasse a temperatura crítica na entrada da turbina considerando um ciclo de turbina a gás (Tabela 4). Esta temperatura crítica foi determinada com base nas informações obtidas a partir da turbina a gás utilizada como base para definição do estágio de expansão do sistema CAES. Logo, estas condições operacionais serão respeitadas.

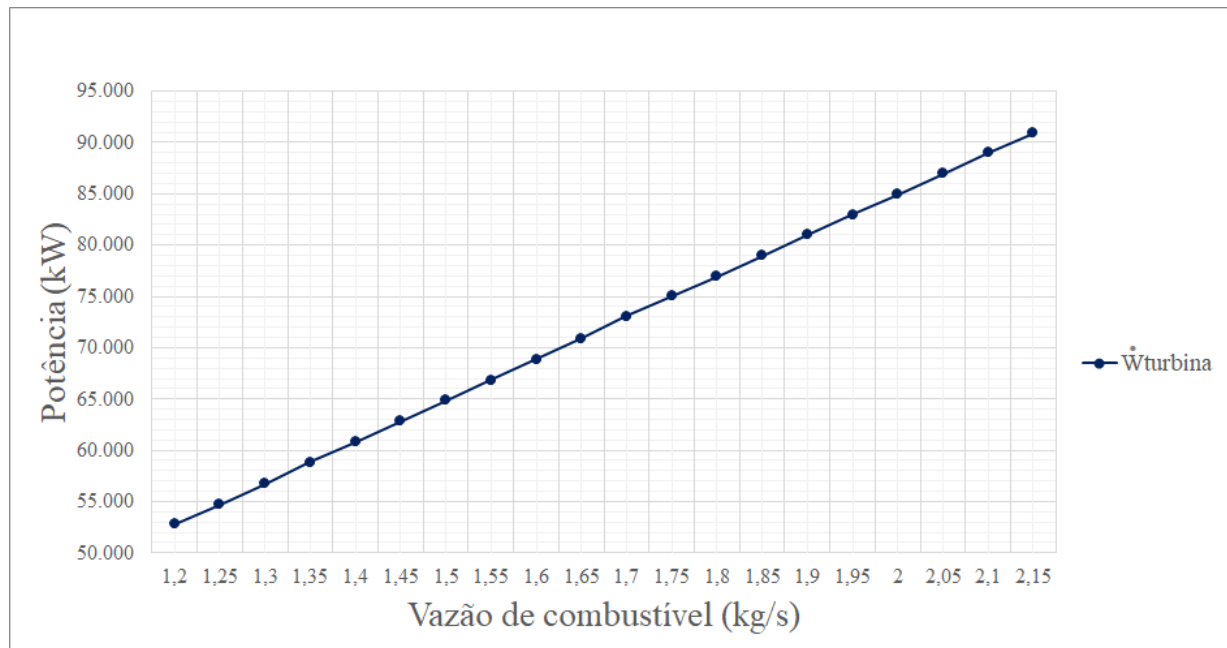
A potência máxima que a turbina pode entregar é 92.671,05 kW, portanto foram analisados os parâmetros até este valor. A Figura 16 mostra os valores das eficiências de fonte primária e ida-e-volta 1 e 2 em função da vazão de gás natural. Já a Figura 17 mostra a relação da potência gerada na turbina pela vazão de gás natural.

Figura 16 – Eficiências x Vazão de gás natural



Fonte: Próprio autor.

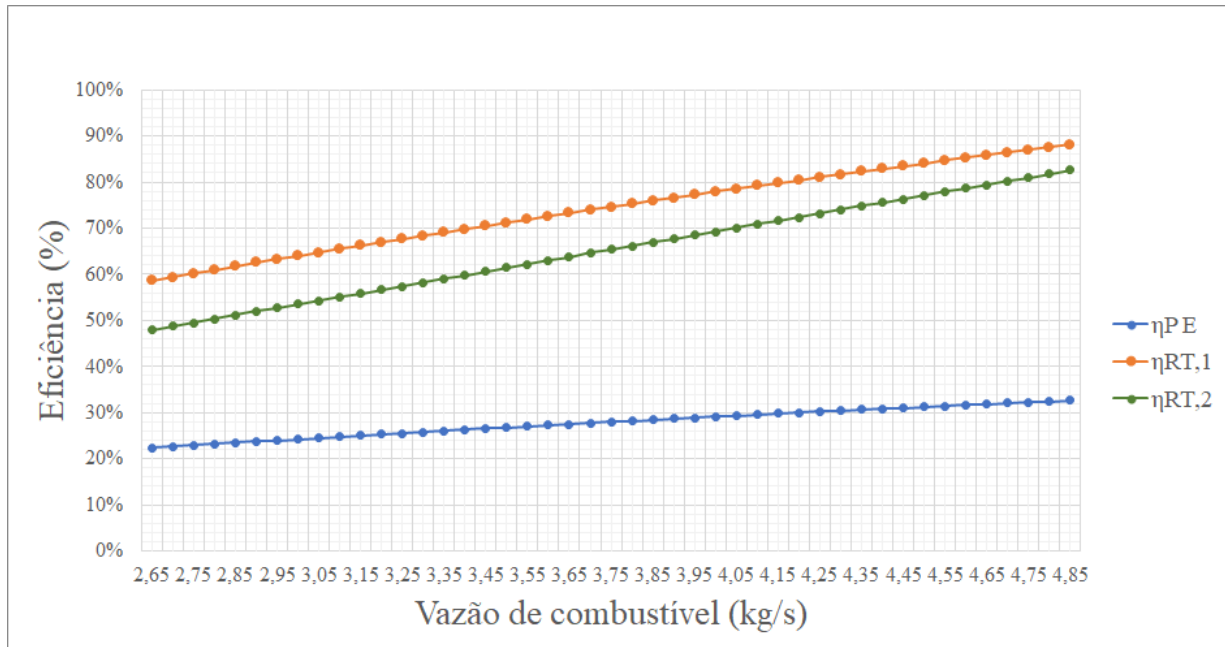
Figura 17 – Potência gerada na turbina x Vazão de gás natural



Fonte: Próprio autor.

Para o biogás, a mesma análise foi realizada e os resultados estão na Figura 18 para as eficiências em função da vazão de biogás e Figura 19 para a potência gerada na turbina em função da vazão de biogás. Devido ao Poder Calorífico Inferior do biogás ser inferior ao do gás natural, é necessário maior consumo de biogás para gerar a mesma potência na turbina. O comportamento das eficiências, no entanto, se mostram semelhantes nos dois casos.

Figura 18 – Eficiências x Vazão de biogás

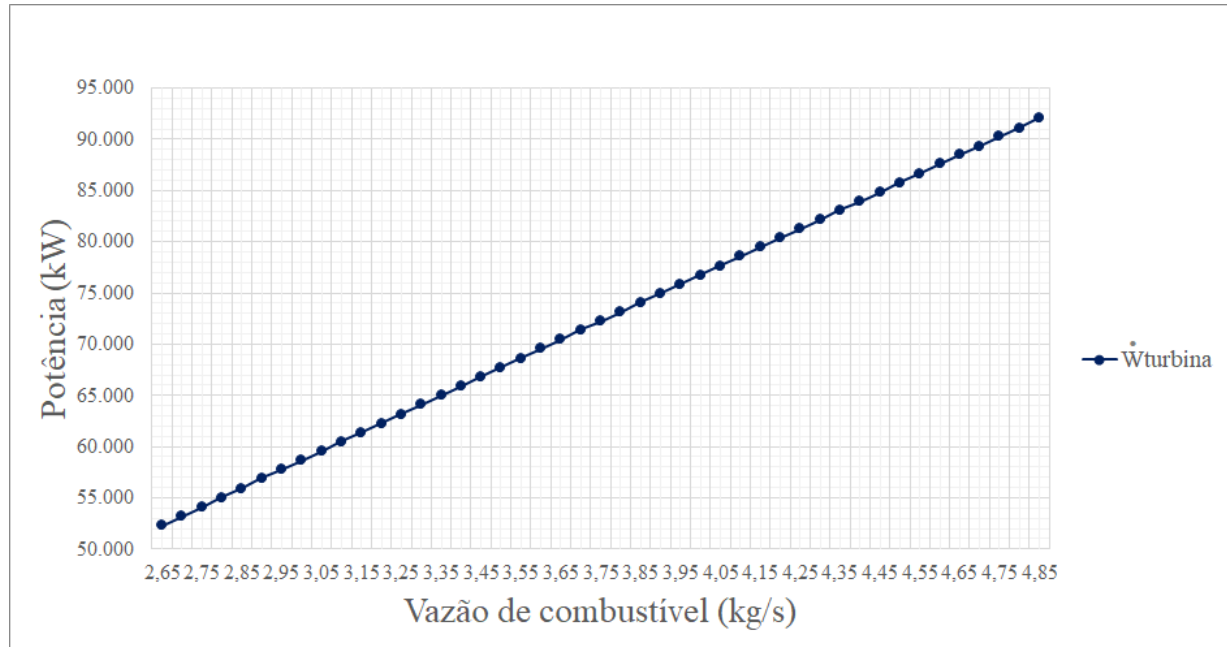


Fonte: Próprio autor.

Considerando uma potência da turbina próxima à potência máxima, 90.000 kW, foram comparados diferentes parâmetros para cada combustível, biogás e gás natural (Tabela 13). Estes resultados foram gerados a partir de uma regressão linear com os resultados obtidos na simulação. Para essa potência, foi necessário 18.783,878 kg a mais de biogás, em comparação com o consumo total de gás natural.

Nesta análise, é possível observar que o único parâmetro que realmente se altera consideravelmente é a vazão de combustível e, conseqüentemente, o consumo do mesmo, quando comparado gás natural e biogás. Os outros parâmetros como temperatura na entrada da turbina, eficiências e temperatura na saída do sistema possuem valores próximos. Isso ocorre porque, com base nas condições operacionais definidas no presente trabalho, considerar combustíveis com poder calorífico diferentes resulta na variação do consumo do mesmo para atender uma demanda energética específica. Portanto, os demais parâmetros vão se ajustar de forma que a performance do sistema fique semelhante.

Figura 19 – Potência gerada na turbina x Vazão de biogás



Fonte: Próprio autor.

Tabela 13 – Parâmetros para uma potência gerada de 90 MW

	Gás Natural	Biogás
Potência gerada na turbina $\dot{W}_{Turb}$ (kW)	90.000	90.000
$\dot{m}_{Comb}$ (kg/s)	2,124	4,733
Consumo de combustível (kg)	15.294,342	34.078,220
Temperatura de entrada da turbina T_7 (K)	1.240,998	1.222,338
Temperatura de exaustão T_8 (K)	756,904	745,599
Temperatura de saída do regenerador T_9 (K)	370,303	368,248
η_{PE}	0,325	0,324
$\eta_{RT,1}$	0,876	0,874
$\eta_{RT,2}$	0,811	0,808

Fonte: Próprio autor.

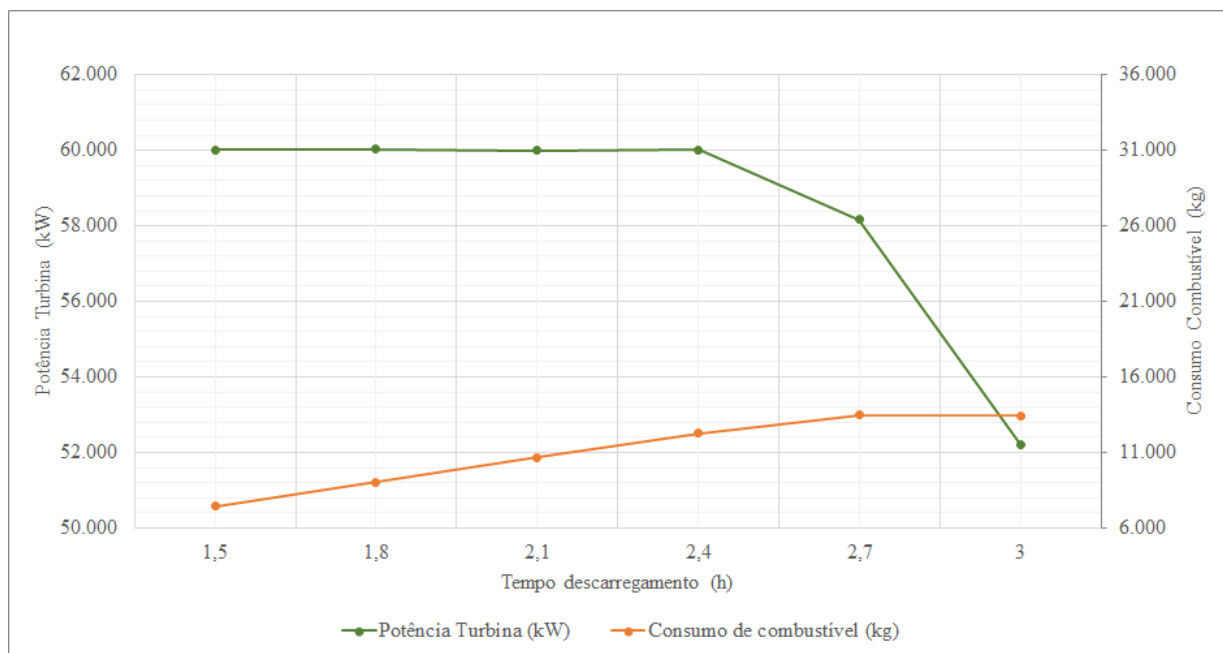
5.2 Variação do Tempo de Descarregamento

Outra análise realizada foi em relação à mudança do tempo de descarregamento. Neste estudo, foi averiguado o consumo de combustível necessário para entregar aproximadamente 60 MW na turbina com diferentes tempos de descarregamento. Todo o volume operacional do reservatório ainda seria reaproveitado, portanto a vazão na saída dele irá se ajustar de acordo com o tempo que

será levado para esvaziá-lo. Foi estabelecido um critério de parada nesta análise, determinando que a temperatura na entrada da turbina não pode ultrapassar 1400 K (aproximadamente a temperatura crítica), que é aproximadamente a temperatura indicada para a turbina à gás MS6001B (Tabela 3). Valores maiores que este poderiam causar danos na estrutura da turbina.

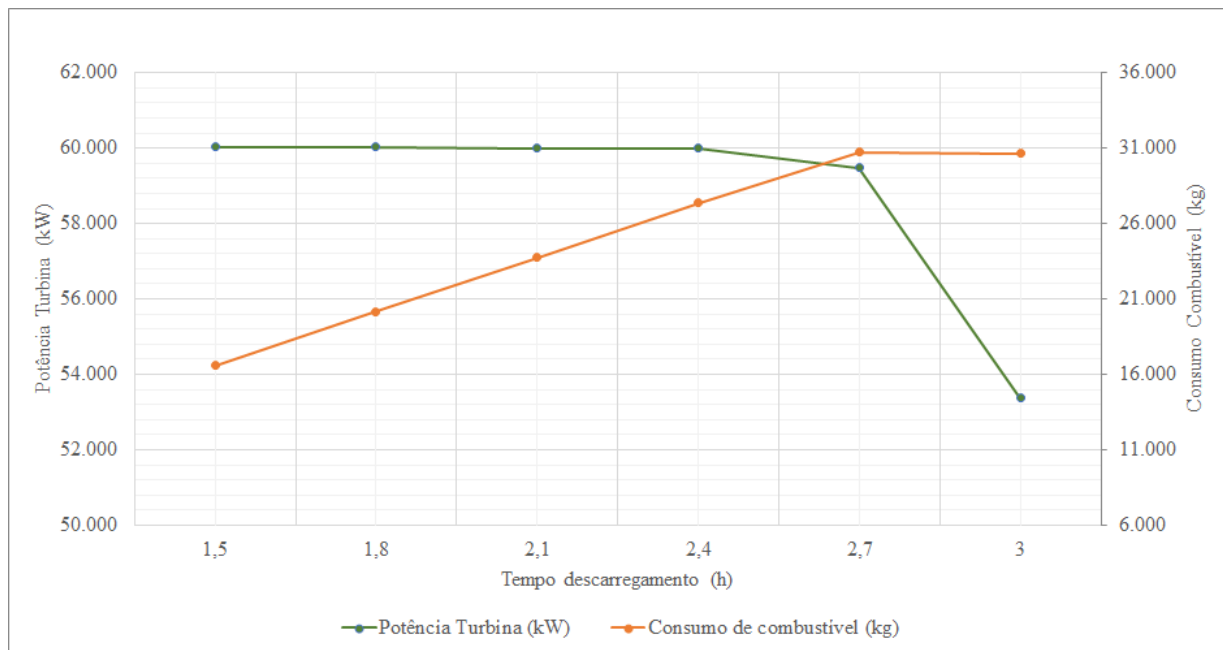
A variação do tempo foi de 1 hora e meia de descarregamento até 3 horas. A Figura 20 mostra um gráfico que relaciona o consumo de combustível e a potência gerada na turbina em função do tempo de descarregamento para o uso do gás natural. É possível observar que, para tempos de descarregamento superiores a 2,4 horas a potência entregue apresenta uma redução. Este fenômeno está associado à limitação da temperatura de entrada na turbina que, para não ultrapassar o valor crítico, reduz a vazão de combustível e, portanto, a potência. A partir deste ponto, o consumo de combustível não varia muito, e antes dele, se comporta linearmente. O mesmo pode ser observado para o uso de biogás como combustível, indicado na Figura 21.

Figura 20 – Potência gerada e consumo total de gás natural considerando diferentes tempos de descarregamento



Fonte: Próprio autor.

Figura 21 – Potência gerada e consumo total de biogás considerando diferentes tempos de descarregamento



Fonte: Próprio autor.

Como mencionado, alterar o tempo de descarregamento, pela maneira que o sistema foi implementado, também acarreta em uma mudança na vazão de ar na saída do reservatório do reservatório, pois como visto na Seção 4.4.3, a vazão de saída é calculada de forma que seja possível descarregar todo o volume operacional do reservatório no tempo desejado. Sendo assim, menores tempos de descarregamento acarretam em maiores vazões na saída, e vice-versa. Tempos muito pequenos resultariam em uma vazão muito alta na turbina, podendo danificá-la, e tempos muito grandes acarretam em uma vazão muito baixa, podendo impedir sua partida. Portanto, a depender da necessidade, a mudança de tempos de descarregamento implicaria na mudança do estágio de expansão do sistema, para que pudesse atender estes novos parâmetros. Por esse motivo foram estudadas apenas pequenas variações no tempo de descarregamento, de modo que não fosse necessário alterar os parâmetros da turbina.

Como discutido anteriormente, alterar o tempo de descarregamento, mas garantindo a entrega da mesma potência à rede e a utilização de todo o ar disponível no reservatório, tem uma limitação associada à temperatura dos produtos da combustão na entrada da turbina. Nos gráficos das Figuras 20 e 21 fica evidente que, para ambos os combustíveis, essa estratégia pode ser utilizada para descarregamentos de 1,5h até 2,4h, permitindo atender a potência estabelecida de 60 MW. A partir deste tempo, a temperatura que os produtos atingem na saída da turbina forçam um consumo

menor de combustível. Essa diminuição do consumo de combustível acarreta, como consequência, em uma potência gerada menor que a desejada.

Como exibido na Tabela 14, é possível observar também que a eficiência de fonte primária e as eficiência de ida e volta 1 e 2 sempre aumentam conforme o tempo de descarregamento aumenta, mesmo quando a temperatura crítica é atingida (a partir do tempo de descarregamento de 2,4h) e a potência entregue é menor que 60 MW.

Tabela 14 – Eficiências e consumo específico para diferentes tempos de descarregamento

Tempo Descar. (h)	Gás Natural				Biogás			
	η_{PE}	$\eta_{RT,1}$	$\eta_{RT,2}$	$\frac{\dot{m}_{GN}}{\dot{W}_{Turb}}$ (kg/kJx10 ⁵)	η_{PE}	$\eta_{RT,1}$	$\eta_{RT,2}$	$\frac{\dot{m}_{BM}}{\dot{W}_{Turb}}$ (kg/kJx10 ⁵)
1,5	0,244	0,645	0,541	2,294	0,244	0,645	0,540	5,114
1,8	0,277	0,739	0,646	2,323	0,277	0,737	0,643	5,180
2,1	0,306	0,823	0,748	2,350	0,306	0,821	0,746	5,231
2,4	0,333	0,900	0,851	2,367	0,332	0,898	0,848	5,277
2,7	0,350	0,951	0,925	2,383	0,354	0,962	0,942	5,316
3	0,349	0,949	0,922	2,383	0,353	0,960	0,939	5,316

Fonte: Próprio autor.

Outro parâmetro exibido na Tabela 14 é o consumo específico, definido como a razão entre a vazão de combustível e a potência gerada. Esse valor é maior quanto maior o tempo de descarregamento. Isso significa que em tempos menores, o combustível será melhor aproveitado, pois será necessário menos combustível por kJ de potência gerada. Tanto para o gás natural quanto para o biogás, esse valor é cerca de 3,7% menor para o tempo de 1,5h quando comparado com o tempo de 3 horas.

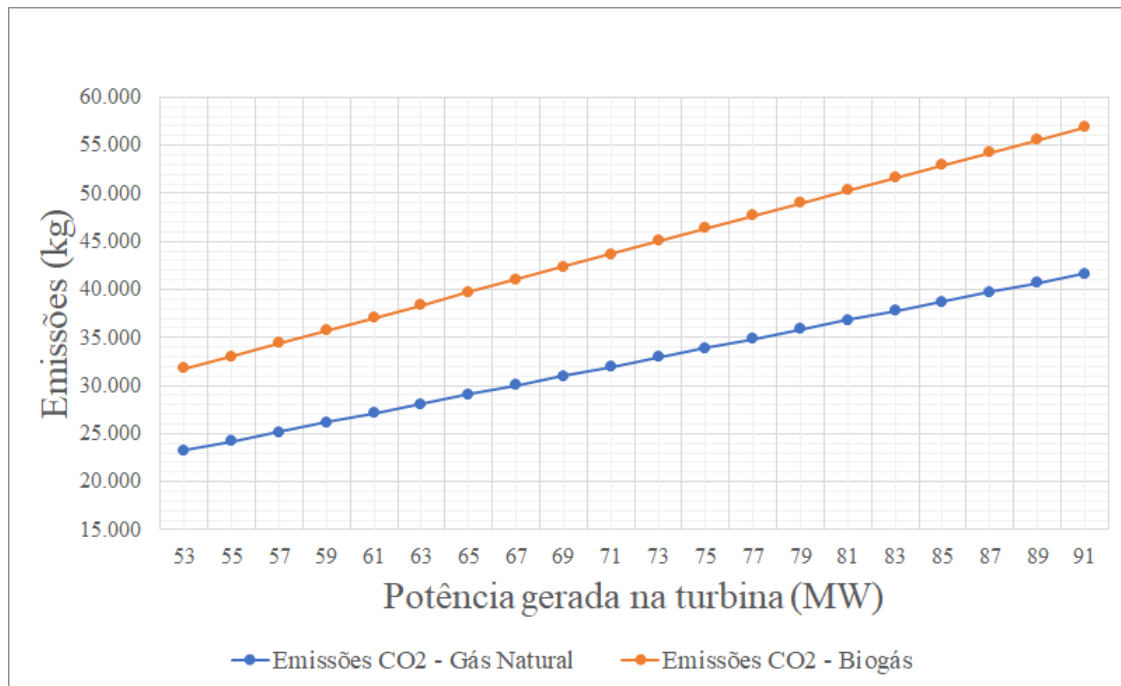
Nessa análise, se o objetivo do projeto for aproveitar melhor o combustível, tempos menores são mais interessantes. Caso o foco seja um aumento da eficiência, tempos maiores melhoram a performance e valores maiores que 2,4h podem ser utilizados, porém, se o intuito for gerar os 60 MW, faixas maiores que 2,4h não irão atender este propósito.

5.3 Emissões de Dióxido de Carbono

Uma última análise envolve a emissão de dióxido de carbônico na reação de combustão dos combustíveis estudados. O motivo desse estudo está no fato de que ambos os combustíveis emitem poluentes, mas além de ser em proporções diferentes devido suas composições, também é necessário quantidades diferentes de combustível para entregar uma mesma potência.

Para gerar uma mesma potência da turbina, já foi visto que é necessário uma quantidade maior de biogás em relação ao gás natural, devido seu baixo poder calorífico inferior. Por conta disso, as emissões de CO_2 com a queima de biogás acabam se tornando maiores quando comparado ao gás natural, como visto na Figura 22, representando uma emissão cerca de 36% superior ao do gás natural.

Figura 22 – Emissão de CO_2



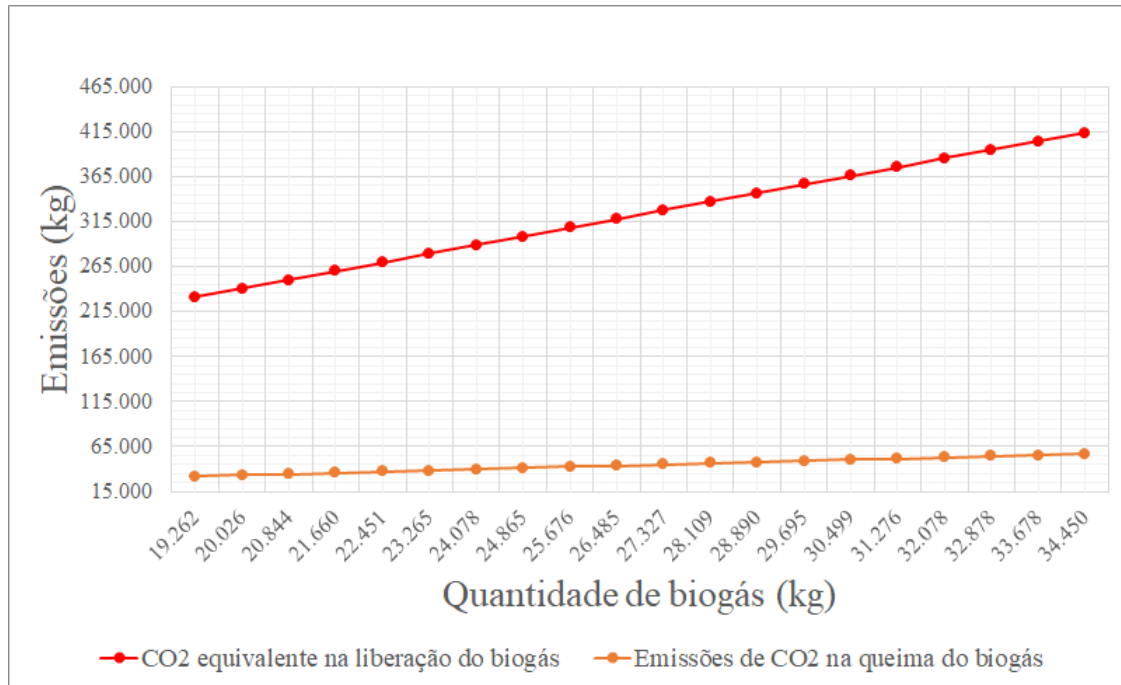
Fonte: Próprio autor.

Porém, é importante levar em consideração que, apesar de emitir mais dióxido de carbono, o uso do biogás é uma alternativa ainda interessante. O motivo disso é por ser um gás proveniente do aproveitamento do potencial energético da matéria orgânica. Como visto na Seção 3.2.2, a decomposição natural da matéria orgânica gera biogás que é liberado ao meio ambiente, e o mesmo possui metano (CH_4), que também é um gás do efeito estufa, porém mais prejudicial do que o CO_2 . O metano possui um potencial de aquecimento global 27,9 vezes maior que o CO_2 (SMITH et al., 2021). Esse potencial é uma métrica para comparar os impactos de outros gases do efeito estufa em termos de sua equivalência de CO_2 , baseada na comparação do efeito do gás no clima em um período de 100 anos (MAR et al., 2022).

Levando esse fato em consideração, é possível realizar uma comparação, em termos de CO_2 equivalente, da liberação do biogás ao meio ambiente (que ocorre de maneira natural) com a queima de uma mesma quantidade deste gás, considerando as faixas de consumo de combustível que seriam

utilizados no sistema CAES. A queima do biogás causa a emissão de CO_2 , e sua liberação para o ambiente sem queimá-lo libera, além do CO_2 que já existe em sua composição, CH_4 que precisa ser convertido em CO_2 equivalente. A Figura 23 mostra essa comparação.

Figura 23 – Análise do impacto do biogás em CO_2 equivalente



Fonte: Próprio autor.

Portanto, é possível concluir que a queima de uma determinada quantidade de biogás é muito menos danosa ao meio ambiente do que permitir que essa mesma quantidade de gás seja liberada ao meio ambiente naturalmente. Nas quantidades de biogás estudadas no gráfico, a liberação do biogás representa uma quantidade de CO_2 equivalente 600% maior do que a quantidade de CO_2 que seria liberado com a sua queima.

Por esse motivo, o uso do biogás pode ser justificado em substituição do gás natural, pois apesar de emitir mais CO_2 em sua queima comparado ao gás natural, o seu uso representa um benefício ao meio ambiente, pois evita a liberação do metano ao meio ambiente, que tem um potencial de dano muito maior que o CO_2 . Outro benefício no uso do biogás é que o dióxido de carbono produzido em sua queima será novamente absorvido pelo seu ciclo naturalmente curto. Já para o gás natural, sua queima resulta na liberação de CO_2 permanente, que demorou milhares de anos para ser absorvido (KARLSSON et al., 2014).

6 CONCLUSÕES E ESTUDOS FUTUROS

Neste trabalho, foi realizado um estudo de um sistema de armazenamento de energia por ar comprimido (CAES) isocórico cuja fonte primária de energia é proveniente de turbinas eólicas. Decisões foram tomadas a respeito dos melhores horários de carregamento do sistema considerando o perfil de geração eólica do estado de Pernambuco e o perfil de carga horária da região Nordeste, concluindo que o horário para armazenar a energia proveniente da fonte primária é durante a madrugada, período com baixa demanda e com disponibilidade de energia eólica.

O perfil de geração e demanda também permitiu concluir que o melhor horário para realizar o descarregamento do sistema é durante o horário de ponta. Para o descarregamento, o ar armazenado é injetado em uma câmara de combustão, onde é realizado a queima junto a um combustível. Dois combustíveis foram estudados: o gás natural e o biogás. Uma análise termodinâmica foi realizada para comparar a utilização dos dois combustíveis, levando em consideração também a emissão de poluentes. As análises foram feitas por meio do software Matlab, utilizando uma adaptação do modelo de López et al. (2022).

O sistema CAES deste trabalho opera a volume constante, e foi dimensionado de acordo com a vazão de ar selecionada para o compressor e o tempo máximo de operação do sistema, que são as 6 horas de carregamento. No descarregamento, a vazão necessária foi calculada de forma que fosse possível retirar todo o ar operacional no tempo de descarregamento desejado, de 2 horas. A unidade expansora foi dimensionada de forma a respeitar uma temperatura crítica em sua entrada e uma potência máxima entregue. Por fim, o poder calorífico dos combustíveis foi calculado pelo conhecimento da composição dos mesmos.

Uma primeira análise foi feita por meio da variação da vazão do combustível e a avaliação do comportamento de parâmetros importantes, como potência gerada na turbina e eficiências (de fonte primária e de ida e volta 1 e 2). O biogás é capaz de surtir uma performance semelhante no sistema CAES como um todo para uma mesma potência gerada quando comparado ao gás natural, porém, por seu PCI ser menos que a metade do PCI do gás natural, é necessário um consumo maior de biogás. Para gerar 90 MW, foi visto que o consumo de biogás é maior que o dobro do consumo de gás natural.

Com o objetivo de estudar a flexibilidade do sistema, foi feito um estudo em torno da mudança do tempo de descarregamento do sistema, com o objetivo de entregar uma potência fixa e aproveitar todo o ar operacional armazenado. Nessa análise, foi concluído que essa mudança possui uma limitação dada pela temperatura crítica da turbina, pois a partir de 2,4 horas de descarregamento, essa temperatura é atingida e o sistema é obrigado a diminuir a vazão de combustível, não sendo capaz de entregar a potência desejada. Porém, mesmo com esse fator, a eficiência de fonte primária e as eficiências de ida e volta do sistema melhoram quanto maior o tempo de descarregamento.

Uma análise pertinente foi feita em relação às emissões de poluentes com o uso de ambos os combustíveis. Apesar de ser um gás proveniente da biomassa, por necessitar de maior quantidade para gerar uma mesma potência, é preciso queimar mais biogás. Na análise dos poluentes gerados, o biogás representa uma liberação de CO_2 cerca de 36% maior que a liberação proveniente da queima do gás natural. No entanto, isso não significa que o uso do biogás não é vantajoso em relação ao gás natural.

É preciso ter uma visão além das emissões de CO_2 propriamente ditas devido à queima do biogás. Ao deixar a matéria orgânica se decompor livremente no ambiente, a liberação do biogás irá ocorrer e haverá a liberação do metano, que como visto, possui um potencial de aquecimento global 27,9 vezes maior que o CO_2 . Ao comparar as emissões desse componente resultantes da queima do biogás que seria utilizado no sistema CAES com a quantidade de CO_2 equivalente caso essa mesma quantidade não fosse queimada e sim liberada naturalmente, observou-se que o dano ao ambiente seria mais que 7 vezes pior na liberação do que na queima.

O uso do biogás representa aproveitamento do uso de resíduos orgânicos, redução do desperdício dos recursos energéticos e diminuição da dependência de combustíveis fósseis, acarretando em práticas ambientais responsáveis. Sua queima resulta na liberação de CO_2 , porém o mesmo será novamente absorvido no seu ciclo natural, diferente da queima de gás natural, que libera o carbono que demorou milhares de anos para ser absorvido.

O sistema CAES analisado possui como fonte primária a energia eólica, uma fonte limpa e renovável, sendo uma alternativa para complementar sua característica intermitente. De acordo com o estudo feito neste trabalho, pode-se concluir que a combinação do uso desse sistema CAES com biogás no processo da queima na câmara de combustão na etapa de descarregamento torna o sistema ainda mais ecologicamente correto, quando comparado ao uso do gás natural.

Como estudos futuros, tem-se a possibilidade de uma modelagem do sistema a partir da segunda Lei da termodinâmica para análise da eficiência exergética para o ciclo CAES estudado. Ainda, um estudo envolvendo a viabilidade econômica do sistema ao utilizar as diferentes fontes de fornecimento de calor estudadas.

A integração do sistema CAES com energia solar também pode ser avaliada. Pode-se, por exemplo, analisar o processo de descarregamento de um sistema CAES isocórico considerando como fonte de fornecimento de calor concentradores solares. O objetivo desse estudo seria substituir a câmara de combustão por um concentrador solar que irá ceder energia térmica ao ar e elimina por completo a emissão de gás carbônico no processo.

Referências

- ALIRAHMI, S. M.; RAZMI, A. R.; ARABKOOHSAR, A. Comprehensive assessment and multi-objective optimization of a green concept based on a combination of hydrogen and compressed air energy storage (caes) systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 142, p. 110850, 2021. DOI:10.1016/j.rser.2021.110850.
- AMROUCHE, S. O.; REKIOUA, D.; REKIOUA, T.; BACHA, S. Overview of energy storage in renewable energy systems. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 41, n. 45, p. 20914–20927, 2016. DOI:10.1016/j.ijhydene.2016.06.243.
- BARNES, F. S.; LEVINE, J. G. *Large Energy Storage System*. New York: CRC Press, 2011.
- BARROS, M. B. de A. *Análise Termodinâmica De Um Sistema De Armazenamento De Energia Por Ar Comprimido De Pequeno Porte Considerando Diferentes Modos De Operação Do Sistema*. Tese (Mestrado em Engenharia Mecânica) — Universidade Federal de Pernambuco, 2020.
- BASHA, M.; SHAAHID, S.; AL-HADHRAMI, L. Impact of fuels on performance and efficiency of gas turbine power plants. *Energy Procedia*, v. 14, p. 558–565, 12 2012. DOI:10.1016/j.egypro.2011.12.975.
- BEZERRA, F. D. *Energia eólica no Nordeste*. Fortaleza: Banco do Nordeste do Brasil (Caderno Setorial ETENE), 2021. URI:s1dspp01.dmz.bnb:8443/s482-dspace/handle/123456789/1045.
- BU, S.; YANG, X.; SUN, Y.; LI, W.; SU, C.; WANG, X.; LIU, X. Thermodynamic performances analyses and process optimization of a novel aa-caes system coupled with solar auxiliary heat and organic rankine cycle. *Energy Reports*, v. 8, p. 12799–12808, 2022. DOI:10.1016/j.egypr.2022.09.133.
- BUENO, A. F. M.; BRANDAO, C. A. L. *Visão Geral De Tecnologia E Mercado Para Os Sistemas De Armazenamento De Energia Elétrica No Brasil*. Belo Horizonte: Associação Brasileira de Armazenamento e Qualidade de Energia, 2016.
- 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*, v. 19, n. 2, p. 1230–1249, 2015. DOI:105902/2236117016002.
- CHEN, J.; LIU, W.; JIANG, D.; ZHANG, J.; REN, S.; LI, L.; LI, X.; SHI, X. Preliminary investigation on the feasibility of a clean caes system coupled with wind and solar energy in china. *Energy*, v. 127, p. 462–478, 2017. DOI:10.1016/j.energy.2017.03.088.
- EPE. *Balanco Energético Nacional 2023: Ano base 2022*. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética, 2023. Relatório Síntese.
- EPE. *BEN - Séries Históricas e Matrizes*. 2023. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-ben/ben-series-historicas-completas>>. Acesso em: 20 de agosto de 2023.

EPE. *Energia eólica no Nordeste - O papel do planejamento energético em períodos de menor geração eólica*. 2023. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/acesso-restrito/Documents/EPE_FactSheet_Eolica.pdf>. Acesso em: 30 de agosto de 2023.

EPE. *Fontes de Energia*. 2023. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/fontes-de-energia>>. Acesso em: 10 de agosto de 2023.

EPE. *Matriz Energética e Elétrica*. 2023. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>>. Acesso em: 17 de agosto de 2023.

FIGUEIREDO, R. A.; GUERRERO, J. R. H.; FIGUEIREDO, F. A. B.; MENEZES, R. S. C.; MICHALEWICZ, J. S. *Caracterização Das Biomassas Da Região Nordeste Para Fins Energéticos: Resultados Preliminares*. 2014. CONEN 2014; VIII Congresso Nacional de Engenharia Mecânica, Uberlândia - MG, 2014.

FIGOREZE, M.; HEDLUND, K. F. S.; GRAEPIN, C.; SILVA, T. C. N.; AZEVEDO, F. C. G. d.; KEMERICH, P. D. d. C. Gás natural: Potencialidades de utilização no Brasil. *Revista Eletrônica em Gestão, Educação e Tecnologia Ambiental*, v. 10, n. 10, p. 2251–2265, 2013. DOI:10.5902/223611707896.

GE Power Systems. *Gas Turbine And Combined Cycle Products*. 2023. Disponível em: <http://courses.washington.edu/mengr430/au07/handouts/ge/product_des.pdf>. Acesso em: 30 de agosto de 2023.

HOUSSAINY, S.; JANBOZORGI, M.; IP, P.; KAVEHPOUR, P. Thermodynamic analysis of a high temperature hybrid compressed air energy storage (hth-caes) system. *Renewable Energy*, v. 115, p. 1043–1054, 2018. DOI:10.1016/j.renene.2017.09.038.

KARLSSON, T.; KONRAD, O.; LUMI, M.; SCHMEIER, N. P.; MARDER, M.; CASARIL, C. E.; KOCH, F. F.; PEDROSO, A. G. *MANUAL BÁSICO DE BIOGÁS*. Lajeado: Editora Univates, 2014.

LASHGARI, F.; BABAEI, S. M.; PEDRAM, M. Z.; ARABKOOHSAR, A. Comprehensive analysis of a novel integration of a biomass-driven combined heat and power plant with a compressed air energy storage (caes). *Energy Conversion and Management*, v. 255, p. 115333, 2022. DOI:10.1016/j.enconman.2022.115333.

LLAMAS, B.; ORTEGA, M. F.; BARTHELEMY, G.; de Godos, I.; ACIÉN, F. G. Development of an efficient and sustainable energy storage system by hybridization of compressed air and biogas technologies (bio-caes). *Energy Conversion and Management*, v. 210, p. 112695, 2020. DOI:10.1016/j.enconman.2020.112695.

LÓPEZ, D. R.; BARROS, M. Bezerra de A.; HENRIQUEZ, J.; PERDOMO, M. Thermodynamic analysis of isocoric caes systems considering different thermal energy storage and various primary energy sources. In: . [S.l.: s.n.], 2022. p. 12. DOI:10.26678/ABCM.CONEM2022.CON22-0719.

MAR, K. A.; UNGER, C.; WALDERDORFF, L.; BUTLER, T. Beyond co2 equivalence: The impacts of methane on climate, ecosystems, and health. *Environmental Science Policy*, v. 134, p. 127–136, 2022. DOI:10.1016/j.envsci.2022.03.027.

MARTINS, F.; GUARNIERI, R.; PEREIRA, E. O aproveitamento da energia eólica. *Revista Brasileira de Ensino de Física*, v. 30, p. 1304, 01 2008. DOI:10.1590/S0102-47442008000100005.

MCBRIDE, B. J.; ZEHE, M. J.; GORDON, S. *NASA Glenn Coefficients for Calculating Thermodynamic Properties of Individual Species*. Cleveland: Glenn Research Center and Cleveland, Ohio, 2002.

MEDEIROS, J. V. S. de; AQUINO, T. F. de. Aplicação de biogás proveniente de aterro sanitário em fornos cerâmicos e coloríficos. *Centro Universitário UNISATC*, 2021. Disponível em: <<http://repositorio.satc.edu.br/handle/satc/428>>.

MOHAMMADI, A.; MEHRPOOYA, M. Exergy analysis and optimization of an integrated micro gas turbine, compressed air energy storage and solar dish collector process. *Journal of Cleaner Production*, v. 139, p. 372–383, 2016. DOI:10.1016/j.jclepro.2016.08.057.

MORAN, M. J.; SHAPIRO, H. N.; BOETTNER, D. D.; BAILEY, M. B. *Princípios de Termodinâmica para Engenharia*. Rio de Janeiro: LTC Editora, 2018.

MOUSAVI G, S.; FARAJI, F.; MAJAZI, A.; AL-HADDAD, K. A comprehensive review of flywheel energy storage system technology. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 67, p. 477–490, 2017. DOI:10.1016/j.rser.2016.09.060.

MOUSAVI, S. B.; AHMADI, P.; POURAHMADIYAN, A.; HANAFIZADEH, P. A comprehensive techno-economic assessment of a novel compressed air energy storage (caes) integrated with geothermal and solar energy. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, v. 47, p. 101418, 2021. DOI:10.1016/j.seta.2021.101418.

OLABI, A.; WILBERFORCE, T.; RAMADAN, M.; ABDELKAREEM, M. A.; ALAMI, A. H. Compressed air energy storage systems: Components and operating parameters – a review. *Journal of Energy Storage*, v. 34, p. 102000, 2021. DOI:10.1016/j.est.2020.102000.

ONS. *DADOS DE GERAÇÃO EÓLICA E SOLAR*. 2023. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/dados-gerais>>. Acesso em: 5 de agosto de 2023.

SHAMOUSHAKI, M.; ALIEHYAEI, M. Optimization of gas turbine power plant by evolutionary algorithm; considering exergy, economic and environmental aspects. *Journal of Thermal Engineering*, v. 6, p. 180–200, 03 2020. DOI:10.18186/thermal.730250.

SILVA, S. P. R. da; PALHA, M. de L. A. P. F. *Inventário da biomassa produtora de biogás de Pernambuco*. Recife: Recife: Gráfica e Copiadora Nacional, 2016.

SILVA, W. D. I. da. *Energia eólica no estado de Pernambuco*. Tese (Trabalho de Conclusão de Curso - Graduação em Ciência e Tecnologia) — Universidade Federal Rural do Semi-Árido, Angicos, Brazil, 2019.

SILVEIRA, B.; CHERNICHARO, C.; CABRAL, C.; SUIDEDO, C. *Guia Técnico de Aproveitamento Energético de Biogás em Estações de Tratamento de Esgoto*. [S.l.]: Projeto Brasil – Alemanha de Fomento ao Aproveitamento Energético de Biogás no Brasil – PROBIOGÁS, 2015.

SMITH, C.; NICHOLLS, Z. R.; ARMOUR, K.; COLLINS, W.; FORSTER, P.; MEINSHAUSEN, M.; PALMER, M. D.; WATANABE, M. et al. The earth's energy budget, climate feedbacks, and climate sensitivity supplementary material. *Climate change 2021: The Physical Science Basis*, p. 1850–2005, 2021. DOI:10.1017/9781009157896.009.

XUE, X.; LI, J.; LIU, J.; WU, Y.; CHEN, H.; XU, G.; LIU, T. Performance evaluation of a conceptual compressed air energy storage system coupled with a biomass integrated gasification combined cycle. *Energy*, v. 247, p. 123442, 2022. DOI:10.1016/j.energy.2022.123442.

YÜKSEL, Y. E. Thermodynamic assessment of modified organic rankine cycle integrated with parabolic trough collector for hydrogen production. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 43, n. 11, p. 5832–5841, 2018. DOI:10.1016/j.ijhydene.2017.09.164.

ZANK, J. C. C.; BRANDT, L. S.; BEZERRA, R. C.; PEREIRA, E. N. As características do biogás e avaliação de substituição de combustíveis. *EXACTA*, 2020. DOI:10.5585/exactaep.v18n3.10802.

ZUCULIN, S.; PINTO, M. A. R. R. C.; BARBOSA, P. S. F. *Retomada do Conceito de Usinas Hidrelétricas Reversíveis no Setor Elétrico Brasileiro*. São Paulo: Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento. Companhia Energética de São Paulo (CESP), 2014.