UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ
PROGRAMA DE EDUCAÇÃO CONTINUADA EM CIÊNCIAS AGRÁRIAS

JADER VINICIUS MAYER BERGAS

ESTUDO DE VIABILIDADE DE SISTEMA DE COGERAÇÃO DE ENERGIA EM UMA PLANTA INDUSTRIAL FARMACÊUTICA

CURITIBA
2023

JADER VINICIUS MAYER BERGAS

ESTUDO DE VIABILIDADE DE SISTEMA DE COGERAÇÃO DE ENERGIA EM UMA PLANTA INDUSTRIAL FARMACÊUTICA

Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) apresentado ao curso de Pós-Graduação em MBA em Gestão Estratégica em Energias Naturais Renováveis, do Programa de Educação Continuada em Ciências Agrárias (PECCA), Universidade Federal do Paraná, como requisito parcial à obtenção do título de Especialista em Energias Renováveis.

Orientador: Prof. Tiago José da Luz.

CURITIBA

2023

RESUMO

Atualmente, há uma demanda mundial crescente pela economia e reaproveitamento máximo de recursos, sejam estes naturais ou fósseis. A cogeração visa o aproveitamento máximo de fontes de energia, extraindo a eficácia mais próxima do cenário ideal, reaproveitando os rejeitos da geração em outra finalidade, ocasionando o aproveitamento e transformação de quase todo o processo em energia, seja térmica ou elétrica. Como consequência, é possível desenvolver uma economia mais sustentável, diminuindo os impactos sociais e ambientais. As barreiras para implantação de sistemas de cogeração e reaproveitamento energético no Brasil são normalmente o custo inicial de aquisição dos equipamentos e a desinformação sobre complexidade dos sistemas. O presente trabalho visa esclarecer conceitos da cogeração e apresentar um estudo de caso para a implantação de um sistema de cogeração para uma empresa farmacêutica de grande porte, localizada em São Paulo. Neste estudo será considerada a cogeração através de geradores a gás natural, com recuperação de calor através de *chillers* de absorção que contribuirão com a climatização da indústria em estudo. A validação econômica será realizada através de cálculo do *payback*, visando demonstrar a viabilidade de implementação de sistemas de cogeração locais para grandes indústrias. Foram analisados 3 cenários, com foco na progressão das tarifas de gás natural e energia elétrica. O cenário de referência contempla um aumento tarifário de 10% ao ano. O segundo cenário por sua vez, adota uma abordagem conservadora, prevendo um aumento anual de 5% nas tarifas, enquanto o terceiro cenário projeta um incremento de 15% anualmente. Os resultados mostraram que para o cenário de referência, o investimento para a indústria estudada paga-se em 7 anos, corroborando para o tema, conclui-se que para grandes consumidores de demanda elétrica como indústrias e grandes centros comerciais, a implantação de sistemas de cogeração locais são viáveis a médio e longo prazo além de agregar valor ao produto final.

Palavras-Chave: Cogeração, Reaproveitamento, Geração de energia, sustentabilidade.

ABSTRACT

Currently, there is a growing world demand for economy and maximum reuse of resources, whether natural or fossil. Cogeneration aims to make the most of energy sources, extracting the effectiveness closest to the ideal scenario, reusing generation waste for another purpose, resulting in the use and transformation of almost the entire process into energy, whether thermal or electrical. As consequence, it is possible to develop a more sustainable economy, reducing social and environmental impacts. Barriers to the implementation of cogeneration and energy reuse systems in Brazil are usually the initial cost of acquiring equipment and lack of information about the complexity of the systems. The present work aims to clarify cogeneration concepts and present a case study for the implementation of a cogeneration system for a large pharmaceutical company, located in São Paulo. This study will consider cogeneration through natural gas generators, with heat recovery through absorption chillers that will contribute to the air conditioning of the industry under study. The economic validation will be carried out by calculating the payback, aiming to demonstrate the feasibility of implementing local cogeneration systems for large industries. 3 scenarios were analyzed, focusing on the progression of natural gas and electricity tariffs. The reference scenario contemplates a tariff increase of 10% per year. The second scenario, in turn, adopts a conservative approach, predicting an annual increase of 5% in tariffs, while the third scenario projects an increase of 15% annually. The results showed that for the reference scenario, the investment for the industry studied pays off in 7 years, corroborating the theme, it is concluded that for large consumers of electrical demand such as industries and large shopping centers, the implementation of local cogeneration are viable in the medium and long term, in addition to adding value to the final product.

Keywords: Cogeneration, Economy, Efficiency, Energy, Sustainable.

1. INTRODUÇÃO

A energia elétrica é parte fundamental do cotidiano da sociedade moderna, a falta ou a baixa qualidade desse recurso pode ocasionar diversos prejuízos, alguns até imensuráveis como a perda de vidas humanas. Portanto, é essencial garantir seu fornecimento de forma contínua e com qualidade.

A matriz elétrica brasileira é muito dependente dos recursos hidrelétricos, sendo estes responsáveis por suprir 64% da demanda por energia elétrica (BEN, 2022). Nos anos de estiagem é necessário acionar um número maior de termoelétricas, ocasionando no aumento do custo da produção de energia elétrica e nas emissões de gases de efeito estufa (CNN, 2021). Em 2015, o governo brasileiro criou as bandeiras tarifárias para repassar este aumento aos consumidores, sendo este modelo tarifário denominado CPP (*critical peak price*) e tendo como norte o aumento de tarifa em virtude de alguma condição extrema, como o clima. As bandeiras tarifárias funcionam em quatro patamares, sendo: bandeira verde, amarela, vermelha patamar 1 e vermelha patamar 2, encarecendo a fatura gradativamente conforme mostrado na Figura 1 (ENEL, 2023).

FIGURA 1 – BANDEIRAS TARIFÁRIAS E SEU INCREMENTO DE CUSTO

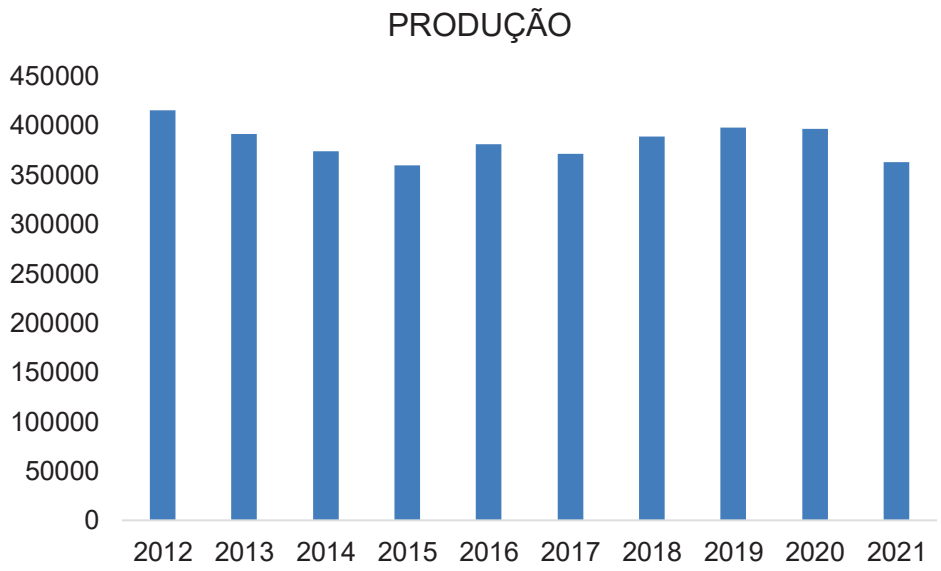
FONTE: ENEL (2023)

Embora não haja efetividade comprovada sobre o seu uso ante a economia de energia pelos consumidores finais (LUZ, 2018), foi a forma que o governo encontrou de tentar repassar os custos causados pelas crises hídricas no território nacional.

Nota-se então, a partir das sucessivas crises hídricas, a necessidade de diversificar a matriz energética e da exploração de fontes alternativas que agregam confiabilidade, previsibilidade e abundância de oferta energética no âmbito nacional (GALBIATTI-SILVEIRA, 2018).

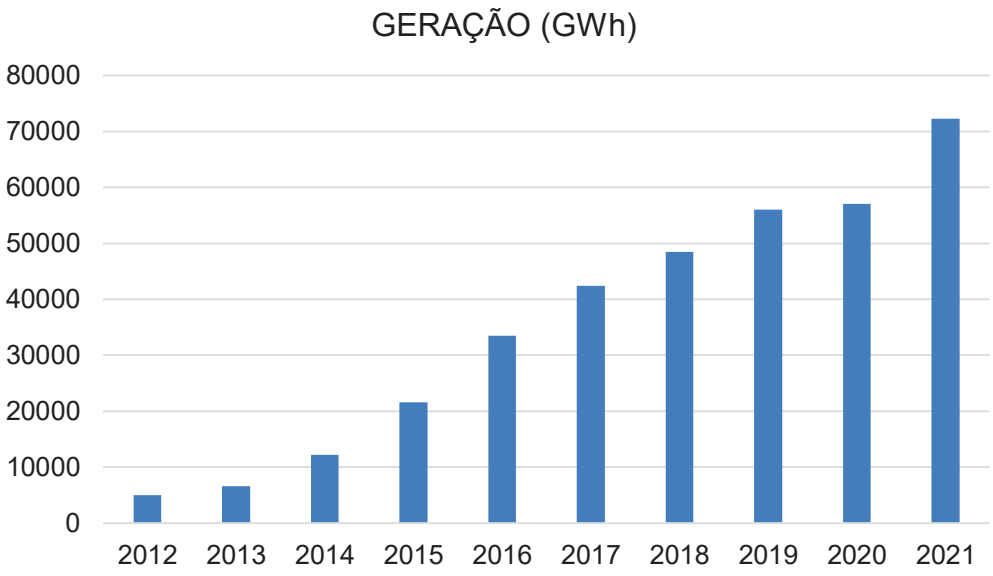
Nos últimos anos, motivado pelas recentes crises hídricas e restrições para a construção de novas centrais hidroelétricas de grande porte, a participação das hidroelétricas tem diminuído conforme Figura 2, alternando para outras fontes renováveis como solar e eólica, como mostrado na Figura 3 onde, embora ainda que com parcelas singelas de contribuição comparadas a matriz energética total do país, quando colocadas em perspectiva, é possível notar aumentos da ordem de 43% na última década (Solstício, 2023).

FIGURA 2 – PRODUÇÃO DE ENERGIA HIDRÁULICA NO BRASIL EM GWh



FONTE: ADAPTADO DO BEN 2021 (2022)

FIGURA 3 – PRODUÇÃO DE ENERGIA EÓLICA NO BRASIL EM GWh



FONTE: ADAPTADO DO BEN 2021 (2022)

As usinas locais de pequena e média capacidade de produção têm sido empregadas na diversificação da produção de energia nos últimos anos, ou seja, através da geração distribuída. Isto ocorre quando um consumidor final possui uma geração local e entrega o excedente desta capacidade para o sistema da concessionária, e posteriormente ao SIN (Sistema Interligado Nacional). Estes são os chamados sistemas MMGD (Micro e Minigeração Distribuída). Estes sistemas têm sido difundidos por todo o país entre indústrias, comércios e residências. No comparativo entre o ano 2020 e 2021 por exemplo, o aumento da implantação destes sistemas foi da ordem de 84% (BEN, 2022).

Conceitualmente, os sistemas de cogeração tratam da produção de energia de forma sequenciada, obtendo-se duas ou mais formas de energia a partir de um único combustível (COGEN, 2018). Olhando para o âmbito do consumidor final, os sistemas de cogeração atuam também como incremento da qualidade e confiabilidade energética, uma vez que estes sistemas trazem como um dos benefícios a geração de eletricidade local, sendo possível então a mitigação de fatores externos, como os citados anteriormente. No Brasil, estima-se que cerca de 16% da energia gerada sofre alguma perda seja da ordem técnica ou não técnica (BEN, 2022). Perdas técnicas são perdas ocasionadas nos próprios equipamentos e componentes do sistema, como

geradores, cabos e transformadores. Já as perdas não técnicas são perdas que envolvem fatores alheios ao sistema, como queda de árvores, furto de condutores e atividade de roedores (ANEEL, 2021).

Neste cenário de perdas, a cogeração enriquece o sistema elétrico pois utiliza-se do reaproveitamento energético como principal ganho. Outro ponto de destaque seria a geração energética local, que agrega maior controle da energia gerada e consequentemente garantia de parâmetros elétricos mais estáveis e ajustados a necessidade da planta consumidora (Mamede, 2023).

Tendo em vista estes ganhos, alguns consumidores de grande porte, como indústrias e grandes centros comerciais, optam pela instalação de equipamentos de geração própria, objetivando diminuir a dependência das concessionárias, além da diminuição do seu custo anual desprendido para energia elétrica. Segundo dados da COGEN (2022), uma das principais opções, devido a sua facilidade de acesso a matéria prima, é a instalação de geradores de energia movidos a diesel ou a gás natural, este último, recebendo destaque na terceira posição, com 16% de representatividade na potência total instalada de cogeração no país (COGEN, 2022).

1.1 Motivação

Apesar dos benefícios da cogeração, ainda há uma desconfiança vigente no mercado em relação a estes sistemas. Segundo dados da EPBR (Agência Independente de Notícias Do Petróleo, Gás e Energia), dentro do território brasileiro o estado de São Paulo é a federação com a maior capacidade instalada de cogeração, no entanto, estes sistemas representam apenas 32% do consumo energético do estado.

Um fator preponderante é a percepção predominante na esfera industrial de que esse tipo de sistema é tanto oneroso quanto altamente intrincado. Esta visão, no entanto, carece de substancial fundamentação.

Uma das principais motivações é a crescente tendência das tarifas energéticas no país, caracterizadas por ajustes anuais. Tomando o ano de 2023 como exemplo, constata-se um aumento médio de 6,9% na tarifa industrial (EPBR, 2023), o que adiciona peso à presente análise. Essa realidade contribui de modo significativo

para a urgência de reexaminar e confiar nos sistemas de cogeração como alternativa viável e eficaz.

Também há carência de literatura dedicada às grandes indústrias farmacêuticas. Essa constatação assume contornos ainda mais relevantes considerando que o autor possui expertise nessa área de atuação profissional. A escassez de material direcionado às especificidades dessas indústrias denota um vácuo de conhecimento que este relatório busca sanar.

Assim, esta análise aspira não apenas atenuar as apreensões do mercado quanto à cogeração, mas também enfrentar o desafio imposto pelo encarecimento contínuo da energia e suprir a lacuna informacional que permeia as indústrias farmacêuticas de grande porte.

Nesse contexto, o estudo visa não somente esmiuçar os méritos dos sistemas de cogeração, mas também fornecer um direcionamento claro e aplicável para as indústrias farmacêuticas que anseiam por eficiência energética e competitividade no mercado.

1.2 Objetivos

Este trabalho tem como objetivo ajudar na fomentação da capacidade instalada deste tipo de sistema e demonstração de sua viabilidade em meios industriais, tidos como os maiores consumidores energéticos do país, para isto, pretende-se:

- Apresentar um estudo de caso da implantação de um sistema de cogeração de uma planta industrial farmacêutica de grande porte;
- Avaliar o retorno simulado do investimento com base no custo dos equipamentos e tarifa de energia;
- Analisar os cenários de variação da evolução tarifária energética ante aos custos de implementação.

2. REVISÃO DA LITERATURA

A crescente demanda energética, a ser compensada parcialmente com a eficiência energética (Scaramussa, 2019) passa pela implantação de sistemas

diversificados, a chamada geração distribuída, consistindo basicamente na geração e consumo energético instalados próximos ou até no mesmo local.

No Brasil, conforme afirma Matriz (2008), foram desenvolvidos pelo governo federal, como forma de estímulo ao uso de energias renováveis, o Programa Nacional de Produção e Uso do Biodiesel (PNPB) e o Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfra), com o objetivo de diversificar a matriz energética brasileira.

O Brasil recomenda aumentar a participação das energias renováveis, excluindo a energia hidrelétrica, na matriz elétrica para cerca de 29% até 2030 (EPE, 2016).

O Plano Decenal de Expansão de Energia 2024 (MME / EPE, 2015) propõe que até o final de 2024 os segmentos eólico e fotovoltaico atinjam 30,77 GW e 45,27 GW de capacidade instalada, respectivamente. A Figura 4, a seguir, destaca a contribuição anual das energias renováveis para o aumento da capacidade instalada no Brasil.

Os benefícios sistêmicos de uma maior oferta de energia por fontes renováveis intermitentes como demonstrado na Figura 4, tornaram a matriz energética brasileira menos dependente da geração hídrica, tendo em vista que novos grandes projetos hidrelétricos deixaram de existir por restrições ambientais, as usinas eólicas e fotovoltaicas estão se tornando opções viáveis (ABEEÓLICA, 2017).

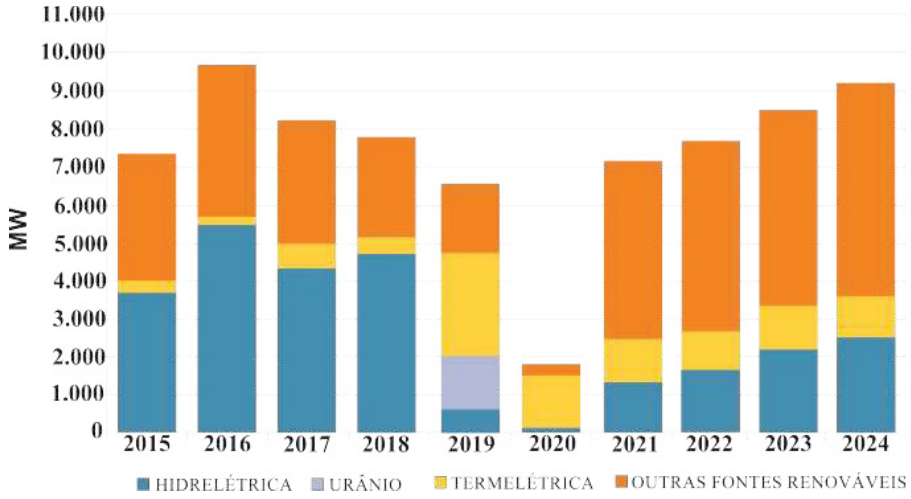
Isso traz à tona o problema de integrar adequadamente essas fontes em um sistema elétrico cada vez mais heterogêneo e, em certa medida, com fontes intermitentes que são difíceis de prever e controlar.

Embora se saiba que as ligações renováveis melhoram o desempenho da qualidade energética de um sistema elétrico em termos de emissão de gases efeito estufa, é importante conhecer e analisar o impacto que este tipo de geração tem na estabilidade, segurança e confiabilidade dos SEPs (Sistemas Elétricos de Potência).

Operadores de rede, fabricantes de turbinas eólicas, desenvolvedores de aplicativos, consultores técnicos e cientistas, por exemplo, precisam conhecer os modelos dinâmicos dessas usinas para simular o comportamento de turbinas eólicas e sistemas fotovoltaicos em um sistema. A maioria dos modelos dessas fontes de energia renováveis não é padronizada ou testada, ao contrário das máquinas

síncronas. A variedade de estratégias de controle possíveis torna esses modelos ainda mais diferentes entre si.

FIGURA 4 – ACRÉSCIMO ANUAL DE CAPACIDADE INSTALADA POR FONTE NO BRASIL



FONTE: ADAPTADO DE MME/EPE (2015).

Aliado ao desenvolvimento sustentável está o reaproveitamento de recursos e maior eficiência no que diz respeito a produção energética, a cogeração de energia neste cenário possui papel importante.

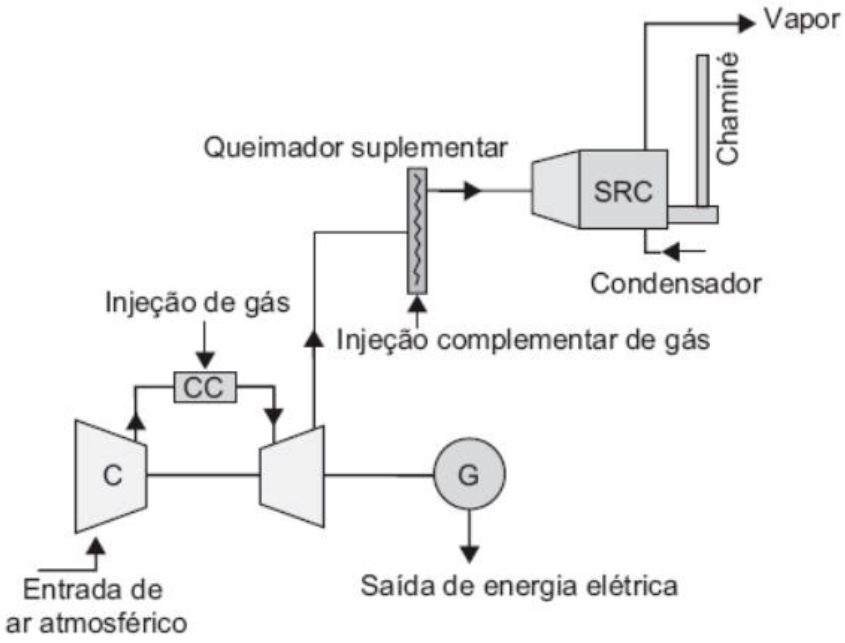
Cogeração de energia, segundo Mamede (2023) trata-se da produção simultânea de energia elétrica e térmica, utilizando-se de um combustível para atender as necessidades da planta. Embora não garanta necessariamente redução do consumo energético, a cogeração tem seu lugar de destaque no meio dos grandes consumidores principalmente devido a redução do custo operacional com energia elétrica (Brofman, 2014) e reaproveitamento do calor desprendido pelos geradores elétricos.

Os tipos de sistemas de cogeração são classificados em ciclos. Segundo Mamede (2023), estes tipos de sistemas são caracterizados pela utilização da energia produzida, e são classificados em:

a) *Topping Cycle*
b) *Bottoming Cycle*

No *Topping Cycle,* de forma resumida, o funcionamento consiste na utilização de diversos combustíveis como gás natural, óleo diesel e óleo combustível empregados em estágios para produzir energia. Primeiro, geram energia mecânica, depois convertem-na em energia elétrica e, por fim, em energia térmica. Turbinas a gás natural, motores a combustível líquido ou gás natural são usados para isso. O calor dos gases de exaustão pode ser aproveitado para geração de vapor, ar e água quente ou fria. Quando a demanda térmica excede a energia dos gases exaustos, a queima suplementar de gás natural é possível. A presença de oxigênio nos gases de escape permite usar queimadores para injetar mais gás natural, elevando a temperatura dos gases.

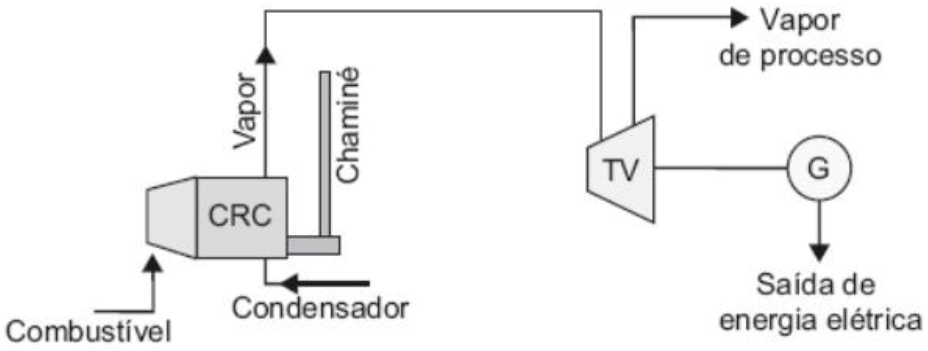
FIGURA 5 – SISTEMA DE COGERAÇÃO DO TIPO *TOPPING CYCLE*



FONTE: MAMEDE (2023).

O *Bottoming Cycle* por outro lado, consiste na utilização da energia térmica resultante de processos industriais. Este sistema é empregado em indústrias que possuam grande potencial calorífico. Uma quantidade significativa de calor é aproveitada com eficácia para a geração de energia elétrica, promovendo um uso sustentável e eficiente dos recursos energéticos disponíveis.

FIGURA 6 – SISTEMA DE COGERAÇÃO DO TIPO *BOTTOMING CYCLE*



FONTE: MAMEDE (2023).

2.1 Casos Estudados no Âmbito Nacional e Internacional

A viabilidade de sistemas de cogeração para grandes consumidores tem sido largamente discutida e estudada no setor industrial comercial brasileiro e internacional.

Existem ainda estudos que comprovam a viabilidade de sistemas similares para o setor terciário e hospitais, destacando-se este último setor com retornos de investimento menor do que 3 anos (Sidou, 2018).

No esforço de aumentar o entendimento sobre estes sistemas e fomentar sua viabilidade, alguns autores têm analisado diversos casos em segmentos variados alimentando a discussão sobre este tópico.

Dos Santos (2022), por exemplo, conduziu um estudo de caso meticuloso especificamente voltado para a indústria cerâmica, dando ênfase na análise da otimização do aproveitamento energético dos secadores, que são componentes cruciais neste tipo de indústria. A pesquisa se aprofundou na exploração das condições ideais para esse aproveitamento, construindo dois cenários distintos pela alternância dos modelos de turbina a gás utilizados. Com uma análise abrangente, o estudo conseguiu ilustrar resultados economicamente viáveis, destacando-se os prazos de retorno do investimento que variaram entre 2 e 4 anos, dependendo da escolha do equipamento, porém considerando sempre o sistema do tipo *Bottoming Cycle*. Estes resultados fornecem uma compreensão valiosa das possíveis economias e eficiências que podem ser alcançadas, e servem como um guia útil para futuras implementações em outras plantas industriais similares.

Vermonde (2018) apresentou uma análise abrangente de um sistema também do tipo *Bottoming Cycle*, mostrando que a indústria da celulose tem uma oportunidade única de explorar a Biomassa disponível, oriunda dos resíduos gerados em seu próprio processo produtivo. O estudo destacou que essa exploração não apenas oferece um retorno de investimento interessante e viável, mas também contribui para a redução significativa da pegada de carbono da indústria. A pesquisa de Vermonde, portanto, propõe uma solução que é simultaneamente economicamente atraente e ecologicamente responsável, posicionando a conversão de resíduos em energia como uma estratégia essencial para uma operação mais sustentável na indústria da celulose.

No âmbito internacional, Delgado (2016) elaborou um estudo voltado para a indústria de metalurgia, considerando um sistema *Bottoming Cycle* de pequeno porte, levando como base e parâmetros neste estudo a realidade técnica e econômica de Portugal. O cenário europeu tende a ser mais previsível economicamente se comparado ao brasileiro, portanto, no estudo de Delgado, a inflação foi fixada em 0,54% e a variação da taxa de energia não passou de 3% ao ano. Com base nestes parâmetros, foi verificado pelo autor em questão que a implantação do projeto estudado traria grande valia para a indústria.

Na análise de Pousa (2009), a cogeração destaca-se como alternativa atrativa para centros comerciais, visando a eficiência energética e ambiental. A prudência financeira é crucial em sistemas a gás natural. Indicadores termoexergéticos revelam a viabilidade técnica, expondo irreversibilidades nos motores-geradores e chiller de absorção. A Teoria Estrutural Termoeconômica é útil na análise de sistemas, evidenciando consistência no modelo matemático. A conclusão aponta para a inviabilidade econômica da cogeração em regime pleno, mas sugere otimismo para futuros empreendimentos, considerando melhorias na infraestrutura de gás natural no Brasil. A análise de sensibilidade e custos exergoeconômicos orientam decisões estratégicas em eficiência energética.

O estudo de Sandri (2014) que avaliou a viabilidade da cogeração a gás em uma fábrica de não tecidos destacou-se ao examinar as oportunidades específicas na produção desse tipo de material. A análise revelou uma sólida viabilidade técnica para

a implementação da cogeração, antecipando a recuperação do investimento em um período de 5 anos, com uma atrativa taxa interna de retorno de 11%.

3. MATERIAIS E MÉTODOS

3.1 Visão Técnica Geral

Neste trabalho será realizado um Estudo de Viabilidade Técnico-Econômico (EVTE) para avaliar a implantação de um projeto de cogeração do tipo *Bottoming Cycle* em uma planta farmacêutica industrial de grande porte, localizada na grande São Paulo.

Para efeito de análise deste estudo, foi considerado para a indústria farmacêutica de grande porte em questão que a demanda contratada da concessionária de energia será de 40% da sua carga instalada necessária. A seleção desta empresa se deu pelo fato do pós-graduando possuir acesso as informações e ser de sua vivência profissional, sendo este trabalho um importante elo acadêmico-profissional. Conforme informações fornecidas pela empresa, será considerado neste estudo uma demanda contratada da cogeração no valor de 7100 kW, sendo assim a demanda contratada à concessionária de energia será de 2840 kW.

Ao analisar a curva de carga e características de consumo, verificou-se que a indústria objeto deste estudo, enquadra-se na subclasse A3a, que possui seus custos estabelecidos e demonstrados na Figura 8.

No sistema de cogeração estudado neste trabalho, serão considerados geradores a gás natural e a óleo Diesel. Sabe-se que o ciclo de partida e estabilização da carga para geradores a Diesel é significativamente menor se comparado aos geradores a gás natural (Tecnogera, 2021), e devido a este motivo, os geradores a Diesel no cenário estudado servirão para manter a estabilidade do sistema em uma eventual desconexão ou falha no suprimento da concessionária de energia até a partida dos geradores a gás e posterior controle da geração.

O calor produzido pelos geradores elétricos movidos a gás natural no seu processo de trabalho, é conduzido até uma máquina que absorve calor, no caso estudado, um *chiller* por absorção. Este equipamento transforma calor em frio por meio de um ciclo de transformação de solução em diferentes estágios empregados no processo (Mamede, 2023).

Os *chillers* apresentados neste trabalho foram dimensionados para aproveitamento do calor gerado pelos 4 geradores atuantes em paralelo, visando a máxima eficiência e otimização.

O sistema de cogeração da indústria, será composto por 4 motogeradores à gás natural com potência ativa de 2055 kW, 4 *chillers* de absorção de 540 TR (tonelada de refrigeração), 1 *chiller* de absorção de 320 TR, 3 *chillers* elétricos de 450 TR, 2 motogeradores à Diesel de potência ativa 1470 kW e 10 Torres de resfriamento de 380 TR cada.

Na Figura 7, abaixo apresentada, estão evidenciados os dados físicos e de desempenho dos *chillers* 16JLR034 e 16JLR052, da fabricante Midea Carrier, que são comumente empregados em projetos dessa envergadura, conforme especificado pela indústria farmacêutica utilizada neste estudo. A fim de direcionar nossa análise para a viabilidade técnica e financeira da cogeração, é sugerido que, como uma extensão deste estudo, seja realizada posteriormente uma análise mais aprofundada sobre o dimensionamento desses equipamentos.

FIGURA 7 – PHYSICAL & PERFORMANCE DATA

Physical & Performance Data

Hot water temp: 125ºC/105ºC

Model			16JLR	011	013	015	018	021	024	027	030	034	038	047	052	080	100
Capacity			USRt	150	180	210	240	280	330	360	400	450	500	600	660	800	1000
			10⁴kcal/h	45	54	64	73	85	100	109	121	136	151	181	200	242	302
			kW	527	633	738	844	984	1160	1266	1406	1582	1758	2110	2321	2813	3516
Chilled Water	Inlet/Outlet Temp		℃	12/7													
	Flow Rate		m³/h	91	109	127	145	169	200	218	242	272	302	363	399	484	605
	Pressure Drop		mH₂O	8.7	9.4	8.9	9.1	6.0	6.3	6.3	6.4	6.3	6.3	7.2	9.3	7.4	12.9
			kPa	85.3	92.1	87.3	88.7	59.0	61.6	61.6	62.4	61.4	61.8	70.3	90.8	72.8	126.9
	Connection Size		A(mm)	100	100	125	125	150	150	150	150	200	200	200	200	250	250
	Pass No.			3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Cooling Water	Inlet/Outlet Temp		℃	32/40													
	Flow Rate		m³/h	136	163	190	217	253	299	326	362	407	453	543	597	724	905
	Pressure Drop		mH₂O	6.3	7.2	5.1	5.7	7.8	8.2	9.1	9.5	8.4	8.7	7.1	9.1	6.9	12.0
			kPa	61.4	70.2	49.9	55.4	76.2	80.6	88.9	93.3	82.2	85.0	69.2	89.0	67.8	117.2
	Connection Size		A(mm)	125	125	150	150	200	200	200	200	250	250	300	300	350	350
	Pass No.	Abs		2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
		Cond		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Hot Water	Inlet/Outlet Temp		℃	125/105													
	Flow Rate		m³/h	32	38	44	50	59	69	76	84	95	105	126	139	168	210
	Pressure Drop		mH₂O	1.1	1.2	5.9	5.9	5.0	5.7	5.8	5.8	5.7	5.6	5.0	6.5	2.6	4.4
			kPa	10.5	11.8	57.5	57.8	49.4	55.8	56.9	57.1	55.9	55.0	49.3	63.5	25.4	43.5
	Connection Size		A(mm)	80	80	80	80	100	100	100	100	125	125	125	125	200	200
	Pass No.			2	2	4	4	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2
Electric	Power Supply		V	3Ø-380V-50Hz													
	Refrigerant Pump		kW	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.8	0.8	0.8	0.8	1.5	1.5	1.5	1.5
	Solution Pump		kW	2.6	2.6	2.6	2.6	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	5.5	5.5
	Auxiliary Pump		kW	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	3.7	3.7
	Capacity		kVA	9.5	9.5	9.5	9.5	10.4	10.4	10.4	10.4	12.8	12.8	14.8	14.8	29.6	29.6
Dimension	Length		mm	3713	3713	3734	3734	4774	4774	4854	4854	4958	4958	5669	6142	6244	7259
	Width		mm	1356	1356	1456	1456	1542	1542	1606	1606	1762	1762	1962	2004	2183	2183
	Height		mm	2374	2374	2634	2634	2639	2639	2983	2983	3178	3178	3494	3494	3815	3815
Weight	Net Weight		ton	4.9	5.0	6.2	6.6	8.2	8.4	9.0	9.3	10.2	10.5	16.2	17.2	18.0	20.7
	Operating Weight		ton	6.1	6.4	7.6	8.0	9.7	10.0	11.4	11.7	13.1	13.4	19.8	21.0	26.2	30.1

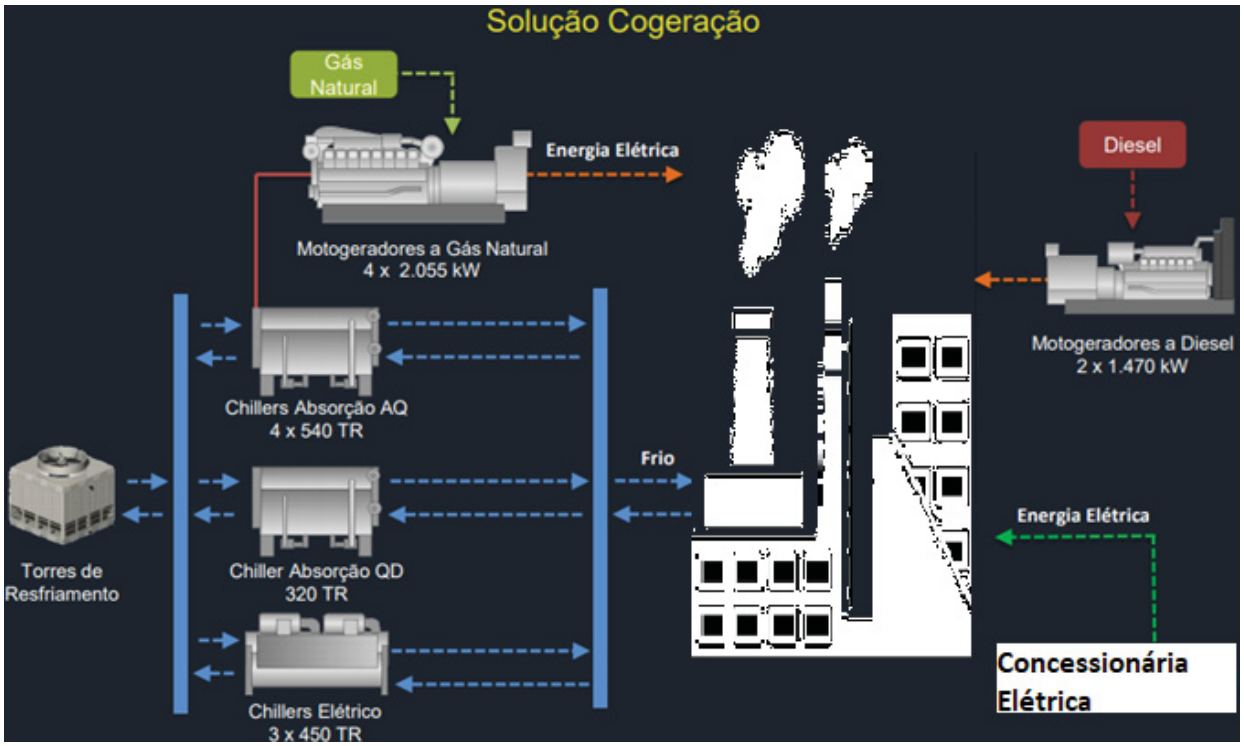
1.The above cooling capacity is based on the following conditions: inlet/outlet temperature of chilled water: 12ºC/7ºC , cooling water: 32ºC /40ºC , hot water:125ºC/105ºC, fouling factor (both chilled water and cooling water): 0.086m²·ºC/kW.
2.Maximum waterside pressure of chilled water and cooling: 1.0MPa.
3.For the performance data under non-standard condition, please contact Carrier.

FONTE: FABRICANTE.

Somando as cargas de todos os geradores, a cogeração terá capacidade de carga instalada de 9,7 MW, no entanto como os geradores a diesel não trabalham simultaneamente aos geradores à gás, para efeito de análise de demanda contratada, serão consideradas as potências dos geradores à gás, totalizando 8,22 MVA multiplicado a um fator de demanda de 0,86 (valor fornecido pela Indústria em estudo), sendo assim a potência de demanda contratada será 7,1MW.

A Figura a seguir apresenta um diagrama macro do sistema proposto.

FIGURA 8 – DIAGRAMA MACRO DA COGERAÇÃO



FONTE: ARQUIVO PESSOAL.

No caso estudado, os geradores tanto a Diesel quanto a gás natural são do fornecedor Sotreq e seus dados são demonstrados a seguir.

TABELA 1 – DADOS DE EFICIÊNCIA DOS GERADORES

Modelo	Fabricante	Combustível	Eficiência (Total)
G3520C	Sotreq/Caterpillar	Gás Natural	86%
3512B	Sotreq/Caterpillar	Diesel	96%

FONTE: FABRICANTE.

3.2 Visão Econômica Geral

3.2.1 Custo da Implantação da Cogeração

O valor para instalação de um sistema de cogeração é muito dependente da demanda que deverá ser instalada no empreendimento. Para falar sobre custos, deve-se ter um caso específico e real em pauta, como informado anteriormente, este estudo tratará dados e características específicas da planta estudada.

No caso estudado a indústria está enquadrada na modalidade A3a de fornecimento da concessionária ENEL no mercado cativo de energia.

Os custos são expressos na Figura 9 a seguir.

FIGURA 9 – TARIFAS PARA O FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA RES. Nº 3.053/2023

MODALIDADE TARIFÁRIA	A3a (30 a 44 kV)				
	Tarifa de uso do Sistema de Distribuição (TUSD)		Tarifa de Energia (TE)	Tarifa de Energia (TE) AMR	Tarifa de Energia (TE) VRM
	Demanda (R$/kW)	Energia (R$/MWh)	Energia (R$/MWh)	Energia (R$/MWh)	Energia (R$/MWh)
TARIFA HORÁRIA AZUL (Quadro C)	-	-	-	-	-
PONTA	29,47	0,009001	0,42317	0,45306	0,48817
FORA PONTA	17,95	0,009001	0,26825	0,29814	0,33325

FONTE: ENEL (2023).

O enquadramento da indústria estudada na tarifa A3a é dado principalmente por alguns fatores, dentre eles:

- Localização favorável a ramais de média tensão;
- Maior estabilidade no fornecimento se comparado a baixa tensão;
- Demanda contratada e consumida;
- Condições econômicas para indústrias;

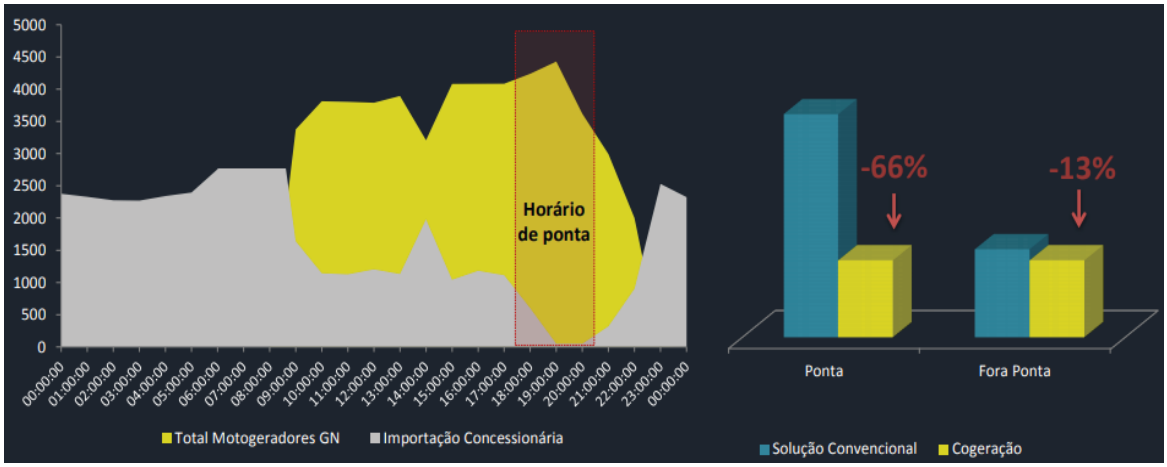
Pelos motivos citados, a indústria em estudo possui fornecimento em 34,5kV, sendo enquadrada no grupo/subgrupo A3a de distribuição.

A cogeração, em muitos casos, proporciona um *payback* para o empreendimento. Este *payback* pode ser na forma de economia com utilidades, ou

até mesmo com a operação dos geradores em horários pré-determinados e estabelecidos, geralmente os horários de ponta, para economia na fatura de energia.

Na Figura 10 a seguir é possível perceber a diferença de consumo nos horários de ponta, entre uma instalação no sistema convencional, ou seja, sendo adotada a contratação da concessionária, e o sistema de cogeração. É notável a redução no consumo de energia, quando adotado a cogeração.

FIGURA 10 – DEMONSTRATIVO DO CONSUMO PONTA X FORA DE PONTA



FONTE: ARQUIVO PESSOAL.

3.2.2 Custo do Fornecimento do Gás Natural

Conforme informações fornecidas pela empresa estudada, a quantidade de gás natural consumido é de aproximadamente 300 m³ para cada 1MWh de energia elétrica gerada.

Para cálculo do consumo de gás natural, bem como custos de energia contratada da concessionária, que será visto posteriormente, é necessário saber qual é o ciclo de trabalho do empreendimento analisado, no caso estudado, por se tratar de uma indústria que trabalha quase que ininterruptamente, através de turnos de trabalho, será considerado um ciclo de trabalho de 14h/dia e 30dias/mês, conforme informações fornecidas. Sendo assim tem-se:

- O consumo de gás: 14h/d x 7,1MW x 300m³/MWh x 30d/mês= 894.600m³/mês de gás. Para efeito desta análise foi considerado a tarifa comercial praticada pela COMGÁS, que é de R$0,293592/m³, sendo

assim o custo do gás natural será de 894.600m³/mês x R$0,293592/m³ = R$262.647,40/mês

3.2.3 Custo da Concessionária Elétrica

Para o cálculo da fatura de energia paga à concessionária, foram considerados uma demanda de 7100 kW e os fatores de carga de 0,65 na ponta e 0,55 fora de ponta, com base nessas informações e utilizando a equação (1).

$$FC = \frac{CkWh}{Dmax * H} \quad (1)$$

Em que:

CkWh = Consumo de energia ativa mensal dada em kWh

Dmax = Demanda máxima mensal registrada, dada em kW

H = Número de horas mensal, na ponta e/ou fora de ponta.

Considerando que o empreendimento contrate 100% de sua demanda da concessionária, o consumo mensal na ponta, será de 308.881,95 kWh e consumo mensal fora da ponta será de 2.589.288,35 kWh, multiplicando tais consumos pelas tarifas cobradas pela ENEL para o subgrupo A3a, conforme demonstrado na Figura 8, obtém-se o valor aproximado de R$ 1.013.667,24 na fatura de energia.

É importante salientar que este valor não considera os custos com ultrapassagem de demanda e custos com potência reativa excedida, uma vez que a indústria conta com controle constante de suas grandezas elétricas e correção dos fatores de potência.

Em paralelo, pode-se obter o valor para 40% desta demanda, considerando que o empreendimento não utiliza 100% de demanda devido ao sistema de cogeração. O valor seria aproximadamente R$ 405.466,90.

3.2.4 Custo de Instalação dos Equipamentos

A Tabela 2 fornece uma visão detalhada dos custos associados à aquisição dos equipamentos essenciais ao sistema proposto, delineado na Figura 7. Adicionalmente aos valores diretamente relacionados aos equipamentos, foram inclusos no cálculo 40% do valor global, destinados a cobrir os gastos de instalação e comissionamento. Esse percentual engloba não somente os custos de mão de obra, mas também a infraestrutura necessária para garantir o fornecimento adequado aos equipamentos, bem como as operações logísticas envolvidas no processo. A consideração desses custos adicionais é crucial para obter uma estimativa abrangente dos investimentos envolvidos na implementação do sistema, permitindo uma avaliação precisa das implicações financeiras associadas ao projeto.

TABELA 2 – CUSTOS DE AQUISIÇÃO E INSTALAÇÃO DOS EQUIPAMENTOS

EQUIPAMENTO	CAP.	QTDE.	VALOR UNITÁRIO	VALOR TOTAL	VALORES EM REAIS (BRL)
GERADOR À GÁS	2055 kW	4	US$ 1.030.000,00	US$ 4.120.000,00	R$ 19.776.000,00
GERADOR À DIESEL	1470 kW	2	R$ 1.601.028,00	R$ 3.202.056,00	R$ 3.202.056,00
CHILLER POR ABSORÇÃO	320 TR	1	US$ 290.000,00	US$ 290.000,00	R$ 1.392.000,00
CHILLER POR ABSORÇÃO	540 TR	4	US$ 380.000,00	R$ 1.520.000,00	R$ 1.520.000,00
CHILLER ELÉTRICO	450 TR	3	R$ 860.000,00	R$ 2.580.000,00	R$ 2.580.000,00
TORRE DE RESFRIAMENTO	380 TR	10	R$ 80.000,00	R$ 800.000,00	R$ 800.000,00
				INVESTIMENTO TOTAL:	**R$ 29.270.056,00**
				INVESTIMENTO TOTAL (COM INSTALAÇÃO 40%):	**R$ 40.978.078,40**
*Taxa de Conversão Dólar(US$) x Real (BRL) considerada 4,80					

FONTE: O autor (2023).

3.2.5 Cálculo do Payback

Neste trabalho foi considerado o cálculo do *payback* descontado, além de evolução tarifária anual do gás natural e energia elétrica, limitado neste estudo a 10% ao ano.

A taxa de juros adotada foi de 13% com base na taxa de juros praticada em agosto de 2023 pelo Banco Central do Brasil.

Ainda foi considerado 1% de custos de operação sobre o valor total do empreendimento.

A fórmula para cálculo do payback descontado utilizada neste trabalho é demonstrada na equação (2).

$$VPL = \frac{FV}{(1+i)^{n}} \quad (2)$$

Em que:

VPL = Valor Presente Líquido

FV = Valor do Fluxo de Caixa Futuro

i = Taxa de Juros

n = Período.

A equação se repetirá ano após ano, e o valor do investimento se paga no momento em que o fluxo de caixa se torna positivo.

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo, serão detalhados os resultados adquiridos no estudo de caso. Para tal estudo, serão apresentados três cenários de *payback*, considerando diferentes evoluções da tarifa energética e do gás natural.

Os cenários estudados abrangem um período de 20 anos, durante o qual foi levada em conta a evolução gradativa da tarifa, além da variação trazida pela taxa de juros adotada na simulação.

Observando a premissa que o presente estudo levou em consideração a compra à vista dos equipamentos, a taxa de juros embora seja um importante índice econômico para o caixa da indústria, não possuirá significativa relevância no *payback* do caso estudado.

Os dados iniciais que foram a base para análise da viabilidade econômica do projeto foram fornecidos pela indústria estudada e são dispostos a seguir:

- Custo anual com energia elétrica + gás natural: R$8.017.371,60
- Economia anual com cogeração: R$4.146.635,40

Será abordada a avaliação dos dados obtidos ao longo desse intervalo temporal, revelando informações cruciais para a tomada de decisões informadas.

4.1 Parâmetros Estudados - Cenário 1

No Cenário 1, categorizado como o cenário de referência na análise realizada, a taxa de crescimento anual projetada para a tarifa atingiu 10%. Esse cálculo incorporou a previsão da taxa de juros fixada em 13%.

A Tabela 3 a seguir demonstra os valores projetados, considerando o CAPEX com base na Tabela 2.

TABELA 3 – FLUXO DE CAIXA DESCONTADO PARA AQUISIÇÃO DOS EQUIPAMENTOS CENÁRIO 1 - (TAXA DE JUROS 13% E AUMENTO ANUAL DAS TARIFAS EM 10%)

Ano	Custo Energia	Reembolso	Capex	Opex	Fluxo de Caixa	Fluxo descontado
0			-R$ 40.978.078,40		-R$ 40.978.078,40	-R$ 40.978.078,40
1	R$ 8.017.371,60	R$ 4.146.635,40	-R$ 36.831.443,00	-R$ 409.780,78	-R$ 33.094.588,38	-R$ 29.287.246,36
2	R$ 8.819.108,76	R$ 4.561.298,94	-R$ 32.270.144,06	-R$ 409.780,78	-R$ 28.118.625,90	-R$ 22.021.008,62
3	R$ 9.701.019,64	R$ 5.017.428,83	-R$ 27.252.715,23	-R$ 409.780,78	-R$ 22.645.067,18	-R$ 15.694.167,48
4	R$ 10.671.121,60	R$ 5.519.171,72	-R$ 21.733.543,51	-R$ 409.780,78	-R$ 16.624.152,58	-R$ 10.195.904,11
5	R$ 11.738.233,76	R$ 6.071.088,89	-R$ 15.662.454,62	-R$ 409.780,78	-R$ 10.001.146,51	-R$ 5.428.221,64
6	R$ 12.912.057,14	R$ 6.678.197,78	-R$ 8.984.256,84	-R$ 409.780,78	-R$ 2.715.839,85	-R$ 1.304.468,20
7	R$ 14.203.262,85	R$ 7.346.017,56	-R$ 1.638.239,29	-R$ 409.780,78	R$ 5.297.997,49	R$ 2.251.970,22
8	R$ 15.623.589,13	R$ 8.080.619,31	R$ 6.442.380,03	-R$ 409.780,78	R$ 14.113.218,55	R$ 5.308.826,34
9	R$ 17.185.948,05	R$ 8.888.681,24	R$ 15.331.061,27	-R$ 409.780,78	R$ 23.809.961,73	R$ 7.925.975,14
10	R$ 18.904.542,85	R$ 9.777.549,37	R$ 25.108.610,64	-R$ 409.780,78	R$ 34.476.379,22	R$ 10.156.339,60
11	R$ 20.794.997,14	R$ 10.755.304,30	R$ 35.863.914,94	-R$ 409.780,78	R$ 46.209.438,46	R$ 12.046.692,16
12	R$ 22.874.496,85	R$ 11.830.834,73	R$ 47.694.749,67	-R$ 409.780,78	R$ 59.115.803,62	R$ 13.638.363,96
13	R$ 25.161.946,54	R$ 13.013.918,21	R$ 60.708.667,88	-R$ 409.780,78	R$ 73.312.805,30	R$ 14.967.872,42
14	R$ 27.678.141,19	R$ 14.315.310,03	R$ 75.023.977,91	-R$ 409.780,78	R$ 88.929.507,15	R$ 16.067.476,62
15	R$ 30.445.955,31	R$ 15.746.841,03	R$ 90.770.818,94	-R$ 409.780,78	R$ 106.107.879,19	R$ 16.965.668,70
16	R$ 33.490.550,84	R$ 17.321.525,13	R$ 108.092.344,07	-R$ 409.780,78	R$ 125.004.088,42	R$ 17.687.608,69
17	R$ 36.839.605,92	R$ 19.053.677,65	R$ 127.146.021,72	-R$ 409.780,78	R$ 145.789.918,58	R$ 18.255.509,33
18	R$ 40.523.566,52	R$ 20.959.045,41	R$ 148.105.067,13	-R$ 409.780,78	R$ 168.654.331,76	R$ 18.688.976,48
19	R$ 44.575.923,17	R$ 23.054.949,95	R$ 171.160.017,09	-R$ 409.780,78	R$ 193.805.186,25	R$ 19.005.310,46
20	R$ 49.033.515,48	R$ 25.360.444,95	R$ 196.520.462,03	-R$ 409.780,78	R$ 221.471.126,20	R$ 19.219.772,57

FONTE: O autor (2023).

4.2 Parâmetros Estudados - Cenário 2

Quanto ao Cenário 2, foi investigado como o pior panorama possível para o estudo do payback. Nesse caso, o aumento anual das tarifas de gás natural e energia foi estimado de forma menos agressiva, a uma taxa de 5%. A taxa de juros projetada para este cenário foi de 10%.

A Tabela 4 a seguir demonstra os resultados para o Cenário 2, sendo destacado na cor amarela o período da análise em que o investimento retorna para o investidor.

TABELA 4 – FLUXO DE CAIXA DESCONTADO PARA AQUISIÇÃO DOS EQUIPAMENTOS CENÁRIO 2 - (TAXA DE JUROS 10% E AUMENTO ANUAL DAS TARIFAS EM 5%)

Ano	Custo Energia	Reembolso	Capex	Opex	Fluxo de Caixa	Fluxo descontado
0			-R$ 40.978.078,40		-R$ 40.978.078,40	-R$ 40.978.078,40
1	R$ 8.017.371,60	R$ 4.146.635,40	-R$ 36.831.443,00	-R$ 409.780,78	-R$ 33.094.588,38	-R$ 30.085.989,44
2	R$ 8.418.240,18	R$ 4.353.967,17	-R$ 32.477.475,83	-R$ 409.780,78	-R$ 28.533.289,44	-R$ 23.581.230,95
3	R$ 8.839.152,19	R$ 4.571.665,53	-R$ 27.905.810,30	-R$ 409.780,78	-R$ 23.743.925,56	-R$ 17.839.162,70
4	R$ 9.281.109,80	R$ 4.800.248,80	-R$ 23.105.561,50	-R$ 409.780,78	-R$ 18.715.093,48	-R$ 12.782.660,66
5	R$ 9.745.165,29	R$ 5.040.261,25	-R$ 18.065.300,25	-R$ 409.780,78	-R$ 13.434.819,79	-R$ 8.341.966,08
6	R$ 10.232.423,55	R$ 5.292.274,31	-R$ 12.773.025,94	-R$ 409.780,78	-R$ 7.890.532,42	-R$ 4.453.999,85
7	R$ 10.744.044,73	R$ 5.556.888,02	-R$ 7.216.137,92	-R$ 409.780,78	-R$ 2.069.030,68	-R$ 1.061.739,89
8	R$ 11.281.246,97	R$ 5.834.732,42	-R$ 1.381.405,50	-R$ 409.780,78	R$ 4.043.546,14	R$ 1.886.344,12
9	R$ 11.845.309,32	R$ 6.126.469,05	R$ 4.745.063,55	-R$ 409.780,78	R$ 10.461.751,81	R$ 4.436.804,03
10	R$ 12.437.574,78	R$ 6.432.792,50	R$ 11.177.856,05	-R$ 409.780,78	R$ 17.200.867,76	R$ 6.631.679,14
11	R$ 13.059.453,52	R$ 6.754.432,12	R$ 17.932.288,17	-R$ 409.780,78	R$ 24.276.939,51	R$ 8.508.919,19
12	R$ 13.712.426,20	R$ 7.092.153,73	R$ 25.024.441,90	-R$ 409.780,78	R$ 31.706.814,84	R$ 10.102.768,34
13	R$ 14.398.047,51	R$ 7.446.761,41	R$ 32.471.203,31	-R$ 409.780,78	R$ 39.508.183,94	R$ 11.444.113,60
14	R$ 15.117.949,88	R$ 7.819.099,49	R$ 40.290.302,80	-R$ 409.780,78	R$ 47.699.621,50	R$ 12.560.801,16
15	R$ 15.873.847,38	R$ 8.210.054,46	R$ 48.500.357,26	-R$ 409.780,78	R$ 56.300.630,93	R$ 13.477.923,42
16	R$ 16.667.539,74	R$ 8.620.557,18	R$ 57.120.914,44	-R$ 409.780,78	R$ 65.331.690,84	R$ 14.218.079,42
17	R$ 17.500.916,73	R$ 9.051.585,04	R$ 66.172.499,48	-R$ 409.780,78	R$ 74.814.303,74	R$ 14.801.611,15
18	R$ 18.375.962,57	R$ 9.504.164,29	R$ 75.676.663,77	-R$ 409.780,78	R$ 84.771.047,28	R$ 15.246.817,98
19	R$ 19.294.760,70	R$ 9.979.372,51	R$ 85.656.036,28	-R$ 409.780,78	R$ 95.225.628,01	R$ 15.570.151,11
20	R$ 20.259.498,73	R$ 10.478.341,13	R$ 96.134.377,42	-R$ 409.780,78	R$ 106.202.937,77	R$ 15.786.389,98

FONTE: O autor (2023).

4.3 Parâmetros Estudados - Cenário 3

Por fim, o Cenário 3 englobou a configuração mais vantajosa em termos de retorno financeiro. Este cenário foi determinado como o mais otimista devido ao aumento acentuado nas tarifas de fornecimento tanto para o gás natural quanto para a energia elétrica. Além disso, a projeção da taxa de juros foi elevada para 15%.

TABELA 5 – FLUXO DE CAIXA DESCONTADO PARA AQUISIÇÃO DOS EQUIPAMENTOS CENÁRIO 3 - (TAXA DE JUROS 15% E AUMENTO ANUAL DAS TARIFAS EM 15%)

Ano	Custo Energia	Reembolso	Capex	Opex	Fluxo de Caixa	Fluxo descontado
0			-R$ 40.978.078,40		-R$ 40.978.078,40	-R$ 40.978.078,40
1	R$ 8.017.371,60	R$ 4.146.635,40	-R$ 36.831.443,00	-R$ 409.780,78	-R$ 33.094.588,38	-R$ 28.777.902,94
2	R$ 9.219.977,34	R$ 4.768.630,71	-R$ 32.062.812,29	-R$ 409.780,78	-R$ 27.703.962,36	-R$ 20.948.175,70
3	R$ 10.602.973,94	R$ 5.483.925,32	-R$ 26.578.886,97	-R$ 409.780,78	-R$ 21.504.742,44	-R$ 14.139.717,23
4	R$ 12.193.420,03	R$ 6.306.514,11	-R$ 20.272.372,86	-R$ 409.780,78	-R$ 14.375.639,53	-R$ 8.219.318,56
5	R$ 14.022.433,04	R$ 7.252.491,23	-R$ 13.019.881,63	-R$ 409.780,78	-R$ 6.177.171,18	-R$ 3.071.145,80
6	R$ 16.125.797,99	R$ 8.340.364,92	-R$ 4.679.516,71	-R$ 409.780,78	R$ 3.251.067,42	R$ 1.405.526,16
7	R$ 18.544.667,69	R$ 9.591.419,65	R$ 4.911.902,94	-R$ 409.780,78	R$ 14.093.541,81	R$ 5.298.284,39
8	R$ 21.326.367,85	R$ 11.030.132,60	R$ 15.942.035,54	-R$ 409.780,78	R$ 26.562.387,36	R$ 8.683.291,55
9	R$ 24.525.323,02	R$ 12.684.652,49	R$ 28.626.688,03	-R$ 409.780,78	R$ 40.901.559,74	R$ 11.626.776,03
10	R$ 28.204.121,48	R$ 14.587.350,36	R$ 43.214.038,40	-R$ 409.780,78	R$ 57.391.607,98	R$ 14.186.327,75
11	R$ 32.434.739,70	R$ 16.775.452,92	R$ 59.989.491,32	-R$ 409.780,78	R$ 76.355.163,45	R$ 16.412.024,90
12	R$ 37.299.950,65	R$ 19.291.770,86	R$ 79.281.262,17	-R$ 409.780,78	R$ 98.163.252,25	R$ 18.347.413,73
13	R$ 42.894.943,25	R$ 22.185.536,49	R$ 101.466.798,66	-R$ 409.780,78	R$ 123.242.554,36	R$ 20.030.360,54
14	R$ 49.329.184,74	R$ 25.513.366,96	R$ 126.980.165,62	-R$ 409.780,78	R$ 152.083.751,80	R$ 21.493.792,54
15	R$ 56.728.562,45	R$ 29.340.372,00	R$ 156.320.537,62	-R$ 409.780,78	R$ 185.251.128,84	R$ 22.766.342,11
16	R$ 65.237.846,81	R$ 33.741.427,80	R$ 190.061.965,43	-R$ 409.780,78	R$ 223.393.612,45	R$ 23.872.906,96
17	R$ 75.023.523,84	R$ 38.802.641,97	R$ 228.864.607,40	-R$ 409.780,78	R$ 267.257.468,59	R$ 24.835.137,25
18	R$ 86.277.052,41	R$ 44.623.038,27	R$ 273.487.645,67	-R$ 409.780,78	R$ 317.700.903,16	R$ 25.671.859,25
19	R$ 99.218.610,27	R$ 51.316.494,01	R$ 324.804.139,68	-R$ 409.780,78	R$ 375.710.852,91	R$ 26.399.443,60
20	R$ 114.101.401,81	R$ 59.013.968,11	R$ 383.818.107,79	-R$ 409.780,78	R$ 442.422.295,12	R$ 27.032.125,64

FONTE: O autor (2023).

As Tabelas 3, 4 e 5 apresentam o fluxo de caixa para o período considerado, com os parâmetros estabelecidos em cada simulação, tendo em destaque na cor amarela o período no qual o valor do investimento inicial é retornado ao financiador.

Através da análise realizada, constatou-se a viabilidade técnica e econômica da implementação de um sistema de cogeração em grandes instalações farmacêuticas.

Conforme a Tabela 3 do cenário de referência, foi possível identificar que o retorno do investimento na usina de cogeração ocorreria entre o sexto e o sétimo ano após sua instalação. A longevidade média dos equipamentos de cogeração, cerca de 20 anos, foi tomada em consideração.

Os resultados constatados por meio deste estudo dizem pouco sem um plano referencial para qualificar a sua viabilidade técnico-econômica no meio industrial, para incrementar a análise se faz necessária a inserção de dados de outros estudos, ainda que não contemplem o mesmo segmento industrial.

A tabela 6 a seguir contempla uma análise comparativa entre os valores investidos e *paybacks* calculados para as indústrias de diversos setores, com base nos trabalhos referenciados anteriormente.

TABELA 6 – COMPARATIVO DE *PAYBACKS* CALCULADOS PARA DIFERENTES INDÚSTRIAS

Tipo de indústria	Premissas Econômicas	Investimento Inicial	Payback Calculado
Cerâmica	VPL	R$ 16.684.262,00	3 anos
Celulose	VPL	R$ 8.067.720,00	2 anos
Metalúrgica	VPL	R$ 1.168.830,50	4 anos
Hospital em Porto Alegre*	VPL	R$ 1.471.880,00	3 anos
Centro Comercial na região Nordeste do Brasil*	VPL	R$ 3.057.800,00	4 anos
Fábrica de Nãotecidos*	VPL	R$ 3.000.000,00	5 anos
Farmacêutica (Cenário de Referência)*	VPL	R$ 40.978.078,40	7 anos

*Referências de cogeração de energia elétrica e energia térmica a partir de gás natural

FONTE: O autor (2023).

Comparando os resultados obtidos, nota-se a diferença significativa de tempo para retorno do investimento entre as indústrias. Esta diferença está diretamente relacionada ao tamanho do investimento captado, sendo mais expressivo na indústria farmacêutica estudada no presente trabalho.

Alinhado com o parâmetro estabelecido por estudos anteriores, que preveem um período de *payback* aceitável de 5 a 10 anos para usinas de cogeração (Brofman, 2014), o *payback* de 7 anos foi considerado satisfatório.

É importante destacar que a geração de energia local proporciona maior controle e previsibilidade às operações industriais, aspecto de grande relevância para o setor. Isso sugere que a adoção desse sistema não só atende aos requisitos técnicos e econômicos, mas também oferece benefícios operacionais substanciais. A capacidade de gerar energia e calor simultaneamente pode resultar em eficiência energética e redução de custos.

Em suma, a análise aponta para uma escolha estratégica vantajosa ao considerar a implementação da cogeração em plantas farmacêuticas de grande porte, alinhando-se com as demandas técnicas do setor e fomentando a viabilidade econômica.

5 CONCLUSÃO

O presente trabalho apresentou um estudo de viabilidade técnico-econômica para implantação de uma usina de cogeração em uma indústria farmacêutica com dados reais de consumo e tarifação.

Visando explorar o cenário a longo prazo, foi prospectado o comportamento da tarifa energética e do gás para os próximos 20 anos, sendo esta evolução aplicada na equação do *payback* também considerando o valor inicial de investimento nos equipamentos.

Foram avaliados e simulados 3 cenários da viabilidade econômica da implantação, trabalhando com a variação da taxa de juros e valor da tarifação de energia e gás. Neste contexto, foi observado que no cenário de referência, o *payback* aconteceu entre os anos 6 e 7.

Dentro dos parâmetros estabelecidos e custos levantados para a instalação dos equipamentos, o retorno do investimento dentro de 6 a 7 anos é considerado adequado para usinas de cogeração conforme este trabalho já mencionou. Há ainda de se considerar o significativo valor investido no caso estudado, que possui grande relevância no período calculado. Com base nisto, pode-se concluir que mesmo com grandes investimentos, a viabilidade técnico-econômica das usinas de cogeração

pôde ser comprovada e que o cenário para investimentos menores é ainda mais promissor em termos de *payback*.

Ainda, é importante ressaltar a significativa influência da variação da tarifa energética no período de *payback*. No cenário em questão, ocorre uma relação inversamente proporcional: quanto maior a tarifa, menor será o tempo necessário para recuperar o investimento.

Em trabalhos futuros pode-se explorar vantagens adicionais, como uma análise da possível diminuição da carga tributária sobre equipamentos nacionais e importados para uso nas usinas, além de uma avaliação de sensibilidade em relação a políticas de incentivo destinadas a médias e grandes empresas consumidoras. O potencial dessas discussões pode resultar em vantagens mais amplas para a adoção de sistemas de cogeração, contribuindo para a tomada de decisões informadas e estratégias futuras otimizadas no âmbito energético e econômico.

Dando prosseguimento ao estudo do tema com os resultados obtidos, sugere-se algumas propostas de trabalho futuro como:

a) Realizar o mesmo estudo considerando o uso de Biogás e Biodiesel para os geradores elétricos, no lugar do gás e Diesel convencionais;

b) Estender a análise de viabilidade técnico-econômica do sistema de cogeração considerando a adição de painéis fotovoltaicos na mesma planta industrial.

6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALMEIDA, G., CARVALHO, E., JÚNIOR, J., PIMENTA, J. Metodologia para a avaliação econômica do uso de resfriadores de absorção em instalações reais. 16º Simpósio de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Uberlândia, 2006, 9 p.

ALMEIDA, Vinicius Pacheco de; LONGHI, Giuliano Manera; SANTOS, Lucas Ramos dos Santos. Etanol: 40 anos de evolução do mercado de combustíveis e automóveis no Brasil. Teoria e Evidência Econômica, Ano 23, no. 49, p. 462-484, jul./dez. 2017

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Energia solar. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/03-Energia_Solar(3).pdf>. Acesso em: Junho/2021.

ANEEL. Indicadores de Distribuição. 2016. Disponível em:<http://www.aneel.gov.br/indicadores-da-distribuicao> Acesso em: Junho/2021.

ANEEL. Nota Técnica nº 0056/2017-SRD/ANEEL. Mai de 2017. Disponível em:<http://www.aneel.gov.br/documents/656827/15234696/Nota+Técnica_0056_PROJEÇÕES+GD+2017/38cad9ae-71f6-8788-0429-d097409a0ba9> Acesso em: Junho/2021.

ANEEL. Perdas de Energia Elétrica na Distribuição, 2021. Disponível em < https://antigo.aneel.gov.br/documents/654800/18766993/Relat%C3%B3rio+Perdas+de+Energia_+Edi%C3%A7%C3%A3o+1-2021.pdf/143904c4-3e1d-a4d6-c6f0-94af77bac02a#:~:text=As%20perdas%20t%C3%A9cnicas%20s%C3%A3o%20inerentes,decorr%C3%AAncia%20das%20leis%20da%20f%C3%ADsica>. Acesso em 06 de Abril de 2023.

AS NORMAS técnicas para a energia solar fotovoltaica. Revista Digital AdNormas, v. 1, n. 5, 2018. Disponível em: <https://revistaadnormas.com.br/2018/06/06/a-normas-tecnicas-para-a-energia-solar-fotovoltaica/>. Acesso em: 15 de Junho /2023.

BALFOUR, J.; SHAW, M.; NASH, N. B. Introdução ao Projeto de Sistemas Fotovoltaico. [S. l.: s.n.], 2016. Acesso em: 14 de abril de 2021.

BANCO CENTRAL DO BRASIL (BCB). Taxas de câmbio. Disponível em <http://www.bcb.gov.br/?txcambio>. Acesso em: 15 de Abril 2023.Entrada: 12 costas. Em 2014.

BARAN, R.; LEGEY, L. F. L. Veículos elétricos: história e perspectivas no Brasil. BNDES Setorial, Rio de Janeiro, n. 33, p. 207-224, mar. 2011., 2011.

BARDJA, G. Cogeração e sua incorporação ao sistema elétrico. Universidade de Brasília, Brasília, 2006, 171 pp. BRASIL, N. , 2005. Notas para a aula de cogeração da disciplina "Engenharia de Equipamentos". Universidade Federal do Fluminense, Rio de Janeiro. Disponível em < http://www.professores.uff.br/dulcemar/Doc_PDF/Apostila_Cogeracao_Otima.pdf>. Entrada: 14 jogos. Em 2014.

BROFMAN, E. G. Estudo de cogeração em hotéis, 2014. Disponível em: < https://www.lume.ufrgs.br/bitstream/handle/10183/108526/000946394.pdf?sequence=1&isAllowed=y>. Acesso em: 04 de Agosto de 2023.

CALDAS, H. H. S.; MOISÉS, A.L.S. Geração Fotovoltaica Distribuída: Estudo de Caso para Consumidores Residenciais de Salvador –Ba. Revista Brasileira de Energias Renováveis. Vol. 5, p. 164-180,2016.

CARVALHO, J. F. Energia e sociedade. Estudos Avançados, v. 28, n. 82, p. 25-39, 2014. Disponível em: < http://www.scielo.br/pdf/ea/v28n82/03.pdf>. Acesso em: Junho/2021.

CNN. Aneel mantém bandeira tarifária escassez hídrica em abril, 2022. Disponível em <https://www.cnnbrasil.com.br/business/aneel-mantem-bandeira-tarifaria-escassez-hidrica-em-abril/>. Acesso em: 05 de março de 2023.

COGEN. Cogeração já tem 19,57 GW no país, 2018. Disponível em <https://www.cogen.com.br/principais-noticias/cogeracao-ja-tem-19-57-gw-no-pais-diz-associacao>. Acesso em: 10 de março de 2023.

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA (CNI). Gás natural: uma alternativa para uma indústria mais competitiva. Mapa Estratégico da Indústria 2013-2022, Brasília, 2014, 75 p.

DELGADO, R. F. L. Estudo e Implementação de um Sistema de Cogeração, 2016.

DOS SANTOS, V. F. Análise de viabilidade de sistemas de cogeração em plantas de produção do segmento de cerâmica de revestimento, 2022. Disponível em: < https://repositorio.unesp.br/bitstream/handle/11449/237434/santos_vf_me_guara.pdf ?sequence=3&isAllowed=y>. Acesso em: 04 de Agosto de 2023.

ENEL – Tarifas para o fornecimento de energia elétrica resolução homologatória Nº3053/2023 da ANEEL. Disponível em < https://www.enel.com.br/pt-saopaulo/Corporativo_e_Governo/tabela-de-tarifas.html>. Acesso em 13 de Julho de 2023.

EPBR – Cogeração no Brasil alcança 19,57GW de capacidade em Janeiro. Disponível em <https://epbr.com.br/cogeracao-no-brasil-alcanca-1957-gw-de-capacidade-em-janeiro/>. Acesso em: 15 de julho de 2023.

EPBR – Tarifa Média deve subir em 2023. Disponível em https://epbr.com.br/reajuste-das-tarifas-de-energia-depende-do-congresso-afirma-aneel/#:~:text=Tarifa%20m%C3%A9dia%20deve%20subir%20em%202023&text=Segundo%20dados%20da%20ag%C3%AAncia%2C%20em,em%20R%24%20703%2FMWh.>. Acesso em: 09 de agosto de 2023.

EPE – BEN Relatório Síntese 2022. Empresa de Pesquisa Energética, 2021. Disponível em <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-675/topico-631/BEN_S%C3%ADntese_2022_PT.pdf>. Acesso em: 12 de março de 2023.

EPE. Matriz energética e elétrica. Empresa de Pesquisa Energética. Disponível em: <http://epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>. Acesso em: Junho/2021.

FAPESP. Um futuro com energia sustentável: iluminando o caminho. Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo: FAPESP, InterAcademy Council, 2007. Disponível em: <www.fapesp.br/publicacoes/energia.pdf>. Acesso em: Junho/2021.

FEDERAÇÃO DA INDÚSTRIA DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO (FIRJAN). Preço do gás natural para Indústria no Brasil e EUA – Comparação de competitividade. Comunicado de imprensa, Rio de Janeiro, 2013, 12 p.

FEDERAÇÃO DA INDÚSTRIA DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO (FIRJAN). Quanto custa o gás natural? Indústria no Brasil? . Sistema FIRGAN, Rio de Janeiro, nº 9, 2011, 33 p.

FEDERAÇÃO DA INDÚSTRIA DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO (FIRJAN). Quanto custa a energia elétrica para a indústria no Brasil? Versão para impressão, Rio de Janeiro, 2013, 19 páginas

FILHO, João Mamede – Instalações Elétricas Industriais – Rio de Janeiro: Editora LTC – 10ª Edição – 2023

FUNDAÇÃO GETULIO VARGAS (FGV). História – Índice Geral de Preços de Mercado (IGP-M). Disponível em: <http://portalibre.fgv.br>. Acesso em: 19 de março de 2023.

GALBIATTI-SILVEIRA, Paula. Energia e mudanças climáticas: impactos socioambientais das hidrelétricas e diversificação da matriz energética brasileira, 2018. Acesso em: 21 de março de 2023.

GOLDENBERG, J.; LUCON, O. Energias Renováveis: um futuro sustentável. Revista USP, n. 72, p. 6-15, 2007. Disponível em: < www.revistas.usp.br/revusp/article/download/13564/15382/>. Acesso em: 15 de abril de 2023.

IBGE - Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. Base Cartográfica Integrada ao Milionésimo, 2009. Disponível em: http://www.ibge.gov.br. Acesso em: Junho/2021.

IEMA, Instituto de Energia e Meio Ambiente. Disponível em: < https://energiaeambiente.org.br/>. Acesso em: 05 de março de 2023.

ILUMINA. A tarifa brasileira em dados históricos. Instituto de Desenvolvimento Estratégico do Setor Energético, 2022. Disponível em < http://www.ilumina.org.br/a-tarifa-brasileira-em-dados-historicos/>. Acesso em: 29 de julho de 2023.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY [IEA]. 2010. Key World Energy Statistics. Disponível em: <http://www.iea.org/publications/free_ new_desc.asp?pubs ID=1199>. IEA, 2010a. Acesso em: 12 de abril de 2023.

KALATALO, D. Análise exergética de ciclos combinados. Universidade de Brasília, Brasília, 2004, 120 p. MACHADO, J. Análise comparativa para uma usina termelétrica utilizando turbinas aerodinâmicas conectadas a um sistema interligado nacional. Instituto de Engenharia Elétrica e de Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2010, 77 p.

KUMAR, Rakesh et al. A critical review of vertical axis wind turbines for urban applications. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v.89, p.281-291, 2018. DOI: 10.1016/j.rser.2018.03.033.

LUZ, J. Thiago. Metodologias E Tecnologias Para A Integração De Energias Renováveis No Sistema Elétrico Brasileiro, p. 81-84, 2018.

NACEUR, K. GAGNÉ, J. Global EV outlook 2017. International Energy Agency (IEA), 2016.

NAÇÕES UNIDAS BRASIL. Como as Nações Unidas apoiam os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável no Brasil. 2022. Disponível em: <https://brasil.un.org/pt-br/sdgs>. Acesso em: 11 de março de 2023.

NELSON, Vaughn; STARCHER, Kenneth. Wind energy – Renewable energy and the environment. CRC Press, 2019.

ONS. O que é o SIN?. Operador Nacional do Sistema, 2023. Disponível em <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>. Acesso em: 05 de março de 2023.

PELTON, Joseph N.; SINGH, Indu B. Smart cities of today and tomorrow. Springer, 2019.

POUSA, Alan Carvalho. Análise termo-exergoeconômica e financeira de um sistema de cogeração, eletricidade e água gelada, aplicado a um centro comercial, 2009. Disponível em <http://www.biblioteca.pucminas.br/teses/EngMecanica_PousaAC_1. pdf>. Acesso em: 11 de outubro de 2023.

SANDRI, Douglas. Análise de viabilidade do uso de cogeração a gás em uma fábrica de não tecidos, 2014. Disponível em <https://www.lume.ufrgs.br/bitstream/handle/10183/140956/000991775.pdf?sequence=1&isAllowed=y>. Acesso em: 11 de outubro de 2023.

SCARAMUSSA, M. O. Sistemas de Cogeração para pequenas e médias empresas do setor terciário, 2019. Disponível em: < https://repositorio.ufba.br/bitstream/ri/36114/1/Dissertacao%20Marcos%20Scaramussa%20Jr.pdf>. Acesso em: 05 de Agosto de 2023.

SCHMIDT, G. M.; BIANCO, J.W. Análise de viabilidade técnica e econômica da cogeração em indústrias da região da Amurel, 2019. Disponível em: < https://repositorio.animaeducacao.com.br/bitstream/ANIMA/4199/1/TCC_JG_17_FINAL.pdf>. Acesso em: 01 de Agosto de 2023.

SIDOU, B. N. Análise preliminar técnica e econômica da implantação de um sistema de cogeração em um hospital, 2018. Disponível em: < https://www.lume.ufrgs.br/bitstream/handle/10183/185802/001078282.pdf?sequence=1&isAllowed=y>. Acesso em: 02 de Agosto de 2023.

SOLSTÍCIO. A conta de energia elétrica vai subir em 2023?. Solstício Energia, 2023. Disponível em <https://www.solsticioenergia.com/saiba-mais/evolucao-tarifa-energia-brasil>. Acesso em: 25 de julho de 2023.

SONG, Houbing et al. Smart cities – Foundations, principles and applications. Wiley, 2017.

TECNOGERA. Gerador Diesel ou a Gás? Saiba a Diferença. Tecnogera, 2017. Disponível em <https://blog.tecnogera.com.br/blog/gerador-a-gas-ou-a-diesel-saiba-a-diferenca#:~:text=Outro%20motivo%20para%20que%20o,tem%20de%20ser%20aplicada%20em>. Acesso em: 05 de agosto de 2023.

VERMONDE, H. T.; LEÃO, I.D.; PEREIRA, L.D. Estudo de Viabilidade da Utilização de Resíduos da Indústria de Celulose para Geração de Bioenergia, 2019. Disponível em:<https://repositorio.fsg.edu.br/jspui/bitstream/123456789/3418/1/GRUPO%2021%20-%20TCC2.pdf>. Acesso em: 06 de Agosto de 2023.

ZANETI, L. A. L. Diagnóstico dos produtos e serviços complementares para a adoção dos carros elétricos e híbridos no Brasil. 2018. Trabalho de Conclusão de Curso – UFSC, Centro Tecnológico, Graduação em Engenharia de Produção Elétrica, Florianópolis, Santa Catarina.