

NATHÁLIA PIVATTO ERBERELLI

Aplicação do Custo Nivelado de Energia para Comparação entre Usinas
Térmicas de Fonte a Óleo Combustível e a Gás Natural

São Paulo - SP

2022

NATHÁLIA PIVATTO ERBERELLI

Aplicação do Custo Nivelado de Energia para Comparação entre Usinas
Térmicas de Fonte a Óleo Combustível e a Gás Natural

Monografia apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, no Programa de Educação Continuada – PECE, como parte dos requisitos para obtenção do diploma de Especialista em Energias Renováveis, Geração Distribuída E Eficiência Energética.

Área de Concentração: Engenharia Elétrica

Orientador (a): Prof^a Dr^a Virgínia Parente

São Paulo - SP
2022

Autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial deste trabalho, por qualquer meio convencional ou eletrônico, para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte.

Catalogação-na-publicação

Erberelli, Nathália

Aplicação do Custo Nivelado de Energia para Comparação entre Usinas Térmicas de Fonte a Óleo Combustível e a Gás Natural / N. Erberelli -- São Paulo, 2022.

41 p.

Monografia (Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. PECE – Programa de Educação Continuada em Engenharia.

1.SETOR ELÉTRICO 2.GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA 3.USINAS TERMOELÉTRICAS I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. PECE – Programa de Educação Continuada em Engenharia II.t.

Dedico este trabalho
de modo especial, à minha família.

RESUMO

A neutralidade climática, que é um termo utilizado quando as emissões líquidas de CO₂ são iguais a zero, segue sendo um dos principais objetivos do Brasil no contexto de seus compromissos assumidos diante do Acordo de Paris. Tendo em vista tais compromissos, a ampliação da participação do gás natural (GN) na matriz energética brasileira, por ser considerado o combustível fóssil de menor emissão, pode contribuir para a chamada ‘fase de transição’, que ainda contempla a manutenção de usinas térmicas a combustíveis fósseis para possibilitar o atendimento a demanda energética do país. Adicionalmente, no setor elétrico brasileiro, no Ambiente Regulado, observam-se usinas térmicas movidas a combustíveis fósseis em final da contratação que podem passar por troca de combustível para o gás natural, adequando-se à almejada redução na emissão de gases do efeito estufa. Neste contexto, o presente trabalho teve por objetivo realizar uma comparação entre uma usina termoelétrica hipotética, movida a óleo combustível, e a mesma usina hipotética resultante de um *retrofit* de forma a passar de óleo combustível para gás natural, com a finalidade de verificar se haveria impactos positivos no custo final da energia gerada. Para atingir esse objetivo, adotou-se uma abordagem quantitativa, através da aplicação da metodologia do Custo Nivelado de Energia Elétrica ou *Levelized Cost of Electricity* (LCOE). Os dados de custo e despacho da usina hipotética analisada foram levantados através de pesquisa bibliográfica, incluindo também os preços praticados nos leilões de usinas térmicas desde 2005 até o último leilão de energia nova ocorrido em 2019. Os resultados da análise mostraram que os custos de geração resultante do *retrofit* foram vantajosos, ou seja, a geração à GN apresentou um custo menor do que aquela a óleo combustível, mesmo levando-se em conta os custos incorridos na conversão. Vale, entretanto, ressaltar que as condições de contorno dos empreendimentos analisados, tais como a disponibilidade de suprimento e acesso ao gás natural, bem como a possibilidade do aproveitamento de parte da estrutura existente no *retrofit*, mostraram-se cruciais para viabilizar os resultados positivos verificados.

PALAVRAS-CHAVE: Neutralidade Climática; Transição Energética; Custo Nivelado de Energia; Gás Natural; *Retrofit*.

ABSTRACT

Climate neutrality, which is a term used when net CO₂ emissions are equal to zero, continues to be one of Brazil's main objectives in the context of its commitments assumed under the Paris Agreement. In view of these commitments, the expansion of the share of Natural Gas (NG) in the Brazilian energy matrix, as it is considered the fossil fuel with the lowest emissions, can contribute to the 'transition phase', which still includes the maintenance of thermal power plants to comply with energy demand. Additionally, in the Brazilian electricity sector, in the Regulated Contracting Environment, there are thermal plants powered by fossil fuels at the end of contracting that may undergo retrofit with a fuel switch to natural gas, adapting to the desired reduction in greenhouse gas emissions stove. In this context, the present work aimed to carry out a comparison between a hypothetical thermoelectric plant, powered by fuel oil, and the same hypothetical plant resulting from a retrofit in order to change the plant from fuel oil to natural gas, in order to verify whether there would be positive impacts on the final cost of the energy generated. To achieve this objective, a quantitative approach was adopted, through the application of the Levelized Cost of Electricity (LCOE) methodology. The cost and dispatch data of the hypothetical plants analyzed were collected through bibliographical research, also including the prices practiced in the auctions of thermal plants from 2005 until the last auction that took place in 2019. The results of the analysis showed that the generation cost was advantageous in the retrofit plant, that is, NG generation had a lower cost than fuel oil generation. It is worth mentioning, that the boundary conditions of the analyzed projects, such as the availability of supply and access to natural gas, as well as the possibility of using part of the existing structure in the retrofit, proved to be crucial to enable the positive results verified.

KEYWORDS: Climate Neutrality; Energy Transition; Leveled Energy Cost; Natural gas; Retrofit.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	8
1.1 Motivação, Justificativa e Relevância do Tema	10
1.2 Questão Central, Hipótese e Objetivos	10
1.3 Metodologia e Estrutura do Trabalho	11
2. REVISÃO DA LITERATURA SOBRE O PANORÂMA DO SETOR ELÉTRICO.	13
2.1 Evolução do Setor Elétrico Brasileiro a partir da Lei n 10.848/2004	13
2.2 Evolução da Matriz Elétrica Brasileira.....	15
2.3 Leilões no Contexto do Setor Elétrico Brasileiro	17
2.4 Preços Praticados nos Leilões de Energia Nova	18
2.5 Evolução da Carga no Mercado Livre	19
2.6 Separação de Lastro e Energia	22
2.7 Conversão de Combustível e Comparativo de Preços.....	23
3. REVISÃO DA LITERATURA SOBRE O CUSTO NIVELADO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	25
3.1 Custo Nivelado de Energia Elétrica, Cálculo e Considerações Acerca da Utilização do Custo Nivelado de Energia Elétrica (LCOE).....	25
4. ANÁLISE E RESULTADOS PARA USINAS COM E SEM RETROFIT	27
4.1 Período considerado para o cálculo, Investimento e Operação e Manutenção	28
4.2. Taxa de Desconto, Custo Variável de Operação e Produção Média Anual	29
4.3 Custo Nivelado de Energia Elétrica.....	30
5. CONSIDERAÇÕES FINAIS	32
Referências Bibliográficas.....	35

1. INTRODUÇÃO

A demanda e oferta de energia elétrica sofreram alterações ao longo do tempo, devido inúmeros fatores. Dentre eles destacam-se: o aumento populacional e a busca pela eficiência energética decorrente da incorporação de novas descobertas tecnológicas. Ademais, as modificações socioeconômicas no perfil do consumo e, principalmente, a preocupação ambiental relacionada às atividades antrópicas levaram a alterações importantes no suprimento da energia elétrica (MME, 2018).

No ano de 2021, a Conferência das Nações Unidas sobre as Mudanças Climáticas de 2021 (COP26), ocorrida em Glasgow, reafirmou os votos realizados no Acordo de Paris, mantendo proposta de redução das emissões de gases do efeito estufa (Nações Unidas Brasil, 2021).

Um dos países participantes da COP 26 foi o Brasil, que como resultado, em sua Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC), assumiu o compromisso de reduzir suas emissões de gases de efeito estufa em 37% até 2025 e em 50% até 2030 com base nos dados de 2005 (República Federativa do Brasil, 2022).

Os compromissos assumidos pelo governo brasileiro refletem-se sobre todos os setores da economia, inclusive no setor elétrico brasileiro. Assim, há uma forte intenção de buscar diversificar e apresentar menor exposição aos riscos climáticos no longo prazo (República Federativa do Brasil, 2022).

Há um caminho a ser percorrido pelo Brasil para atender a suas metas, visto que atualmente temos uma matriz elétrica com 15% da capacidade instalada pertencente a categoria de usinas termoelétricas a combustível fóssil e 74% de capacidade instalada proveniente de fontes que dependem de fatores climáticos, como hidrelétrica, solares e eólicas (EPEa, 2022).

Essa trajetória constitui uma fase de transição em que a escolha da composição da matriz elétrica no curto prazo necessita de uma avaliação dos riscos a serem percebidos e que influenciam na concretização da meta estabelecida (EPE, 2021).

Independentemente da composição a ser realizada, há necessidade de se ofertar confiabilidade ao sistema de geração. Atualmente, a confiabilidade ocorre pelo acionamento das usinas térmicas a combustível fóssil, que são chamadas a gerar em momentos de condições desfavoráveis para a operação de usinas hidrelétricas, como ocorrido em 2021. Naquele ano, os reservatórios do Submercado Sudeste alcançaram níveis próximos a 16% de energia armazenada, sendo considerado o nível mais baixo desde 2000 (ONSc, 2022).

Ocorre que parte desse suprimento de energia elétrica por usinas termoelétricas a combustível fóssil – que corresponde a cerca de 28% da matriz termelétrica de acordo com dados da EPE referentes à 2021 – não compõe o horizonte do planejamento energético necessário ao país no longo prazo. Isso se deve ao término de contratos regulados, ao fim dos subsídios da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e ao término do Programa Prioritário de Termoeleticidade (PPT). Em outras palavras, não há uma garantia de que o parque termelétrico com encerramento de contrato permanecerá disponível para atender as necessidades de segurança demandas pelo setor elétrico brasileiro (SEB) (EPEb, 2021).

Diante do cenário de descontratação das usinas termoelétricas e a busca por uma matriz cada vez menos emissora de gases do efeito estufa, há uma possibilidade de conversão do combustível utilizado por usinas na geração de energia elétrica. Pode-se considerar, por exemplo, passar da fonte a óleo combustível para o gás natural, que possui menor fator de emissão – tCO₂-eq/ktep – em comparação com a geração na estrutura existente (EPE,2022).

Essa alteração de combustível, com a permanência de algumas estruturas de base da planta térmica, pode proporcionar um investimento reduzido em relação à novas construções. Explora-se então a hipótese de que devido a possibilidade de utilização da estrutura pré-existente e manutenção do ponto de conexão na transmissora/distribuidora até o fim da outorga possa haver vantajosidade na conversão.

1.1 Motivação, Justificativa e Relevância do Tema

A transição energética vivenciada pelo Brasil tem por meta diversificar suas fontes de energia de modo a reduzir o impacto ambiental e reduzir os riscos advindos das mudanças climáticas (República Federativa do Brasil, 2022). Nesse momento de transição, é importante avaliar as alternativas disponíveis para que essa meta possa ser alcançada.

A partir dessa segunda década do século o setor elétrico vem vivenciando o término de contratos regulados de usinas movidas a combustível fóssil em ritmo mais acelerado. Ocorre, porém, que, apesar do término dos contratos, as outorgas permanecerão vigentes, criando uma possibilidade de utilização da base dessas plantas térmicas para conversão de combustível que emita menor quantidade de gases do efeito estufa quando acionadas, como, por exemplo, o gás natural.

A conversão do combustível para gás natural visa atender a necessidade de manutenção do suprimento de energia em momentos de alta demanda que por situações de escassez de chuvas ou de ventos, outras fontes como hidrelétricas ou eólicas podem não conseguir atuar.

1.2 Questão Central, Hipótese e Objetivos

Dentro do contexto descrito na seção anterior a questão central que o presente trabalho buscará responder pode ser descrita como:

- O custo de operação de uma usina termoelétrica existente com combustível fóssil, movida a óleo combustível, que realiza uma conversão para gás natural leva ou não à geração de energia elétrica com menor custo final?

A hipótese a ser investigada é de que tal conversão tende a valer a pena, porém depende de condições tais como: (i) do despacho termoelétrico até o final da outorga; e (ii) do preço de obtenção do gás natural vis-à-vis o óleo combustível. Será então investigado, com base nos valores do custo variável e do investimento médio

requerido no *retrofit*, se o custo nivelado de energia elétrica da usina com conversão para gás natural será inferior em comparação com a manutenção da usina termoelétrica a combustível fóssil existente.

Assim o objetivo principal desta monografia será:

- Realizar o comparativo do custo nivelado de energia elétrica de uma usina hipotética de 100 MW de potência de fonte a óleo combustível, com e sem conversão do combustível de geração para o gás natural.

Ademais, os objetivos secundários são:

- I. Analisar a evolução dos preços e das fontes nos leilões de usinas térmicas à combustíveis fósseis com foco naquelas movidas a óleo combustível e a gás natural, desde o leilão de 2005 até em 2019, ano em que se realizou o último leilão antes do fechamento desta monografia; e
- II. Revisar a literatura sobre a metodologia do Custo Nivelado de Energia Elétrica, considerando sua evolução, suas aplicações e suas limitações.

1.3 Metodologia e Estrutura do Trabalho

O trabalho se valerá de uma abordagem quantitativa. Tal abordagem será obtida com a aplicação da metodologia do *custo nivelado de energia elétrica*, da sigla em inglês LCOE, conforme já mencionado. Os dados da análise serão obtidos através de coleta das informações disponíveis na bibliografia referente ao tema.

A estrutura do trabalho introduz o leitor no panorama do setor elétrico, abordando desde a evolução regulatória do setor até os preços praticados nos últimos leilões, com a finalidade de situar o contexto de uma usina termoelétrica existente no Brasil que vende sua energia no Ambiente de Contratação Regulado.

A partir da abordagem inicial é realizada uma revisão da literatura sobre o método de cálculo do custo nivelado de energia elétrica que será aplicado no desenvolvimento do trabalho.

Após a explicação sobre sua utilização, o trabalho aplica o método do custo nivelado de energia elétrica em uma usina hipotética com 100 MW de potência, considerada para o Sistema Interligado de Energia como usina existente. Essa usina não terá uma localização definida em um dado Submercado do território nacional, e preserva a possibilidade de ser uma usina com e sem conversão do seu combustível para gás natural.

2. REVISÃO DA LITERATURA SOBRE O PANORÂMA DO SETOR ELÉTRICO

Nesse capítulo será analisada a situação conjuntural do setor elétrico, tendo como base a regulação e evolução da matriz elétrica. A regulação utilizada para a análise é a Lei nº 10.848/2004 que instaurou a separação do ambiente de contratação regulada e do ambiente de contratação livre, tendo como um dos princípios introduzir investimentos no setor.

Ao longo do tempo, os investimentos em usinas a óleo combustível foram cessados e passaram a ter investimentos em novas fontes como gás natural, eólica e solar. Apesar do investimento em novas fontes, devido à diversificação da matriz e introdução de fontes intermitentes, o planejamento elétrico ainda consta com a necessidade de usinas termoelétricas para atendimento a demanda de ponta.

Dentre as usinas termelétricas a combustível fóssil, 13% estão em término da vigência do contrato regulado até 2028, criando a possibilidade de conversão para gás natural. O preço médio praticado nos leilões e a possibilidade de alteração na contratação do setor elétrico, são fatores que influenciam a viabilidade dessas conversões e também são temas de análise do capítulo.

2.1 Evolução do Setor Elétrico Brasileiro a partir da Lei n° 10.848/2004

A Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, configurou em um novo marco para o setor elétrico de energia, dispondo sobre uma nova forma de comercialização de energia elétrica, com base em quatro princípios, conforme Exposição de Motivos (EM nº 95/MME, 2003).

Os quatro princípios são: modicidade tarifária para os consumidores, com a criação do ambiente de contratação regulado e livre; continuidade e qualidade na prestação do serviço, com a criação de critérios de suprimento; justa remuneração aos investidores, de modo a introduzi-los no setor e expandir seus negócios e universalização do acesso aos serviços de energia elétrica e do seu uso, por meio de programas governamentais (EM nº 95/MME, 2003).

Com a finalidade de atuação no novo marco regulatório, a governança foi alterada e passou a incluir a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), resultando em uma nova forma de governança. Essas duas instituições estão ilustradas no contexto da estrutura de governança do SEB, conforme podem ser vistas na Figura 1.



Figura 1 - Governança do Setor Elétrico incluindo a EPE e a CCEE

Fonte: Autoria própria com base em notas de aula do Sacchi, R. (2021).

O Ministério de Minas e Energia (MME) é o órgão responsável pelo planejamento, gestão e desenvolvimento da legislação do setor elétrico e preside o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE). O CNPE define a política energética do país e o CMSE supervisiona a continuidade e a confiabilidade do suprimento elétrico.

Como entidades vinculadas ao MME, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) realiza o planejamento da expansão da geração, suporte técnico e estudos relacionados ao setor de energia e a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), é o órgão responsável pela regulação e fiscalização do setor.

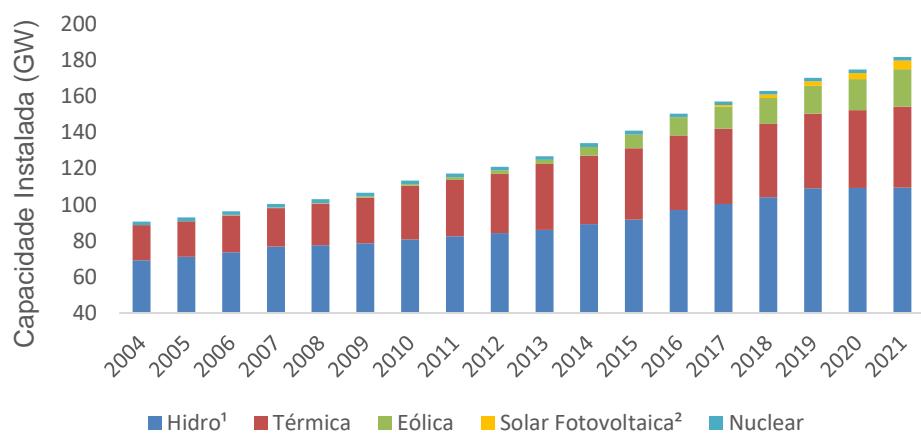
Os órgãos controlados pela Aneel são o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), que é uma instituição responsável por operar e controlar o Sistema Interligado Nacional (SIN) com base na otimização de custos e a Câmara de Comercialização de

Energia Elétrica (CCEE), que contabiliza as transações comerciais do mercado de energia e realiza os leilões.

Além da alteração da governança, a Lei foi responsável pela criação do mercado livre e mercado regulado de energia. A diferença entre os dois ambientes é que o Ambiente de Contratação Livre (ACL) contempla a livre negociação de energia entre geradores, comercializadores e consumidores livres, com contratos negociados bilateralmente. Em contrapartida, o Ambiente de Contratação Regulado (ACR) é a contratação de energia pelas distribuidoras com a finalidade de assegurar o suprimento a cem por cento dos consumidores do mercado cativo.

2.2 Evolução da Matriz Elétrica Brasileira

Assim como o arcabouço regulatório obteve evolução ao longo do tempo, a matriz elétrica também, com a introdução de novas fontes, com predominância das fontes eólica e solar fotovoltaica a partir de 2015, conforme Figura 2.



¹ Inclui metade da Usina de Itaipu

² não inclui geração distribuída – apesar da não inclusão da geração distribuída, não há alterações no estudo realizado.

Figura 2 - Capacidade Instalada por Fonte (GW)
Fonte: Autoria própria com base nos dados do Balanço Energético Nacional séries históricas (2004-2021).

A expansão da capacidade hidráulica em potência não foi suficiente para manter seu percentual de participação na matriz elétrica, que teve redução de 16%,

com a expansão das novas fontes, como a eólica, com percentual positivo de 11% e solar com 2%, conforme Tabela 1.

Tabela 1 – Percentual da Capacidade Instalada por Fonte em 2004 e em 2021

Ano	Hidro ¹	Térmica	Eólica	Solar Fotovoltaica ²	Nuclear
2004	76,19%	21,57%	0,03%	0,00%	2,21%
2021	60,21%	24,70%	11,44%	2,55%	1,10%

¹ Inclui metade da Usina de Itaipu

² não inclui geração distribuída – apesar da não inclusão da geração distribuída, não há alterações no estudo realizado.

Fonte: Autoria própria com base nos dados do Balanço Energético Nacional séries históricas (2004-2021).

Um ponto de destaque é a permanência em patamar percentual próximo a 25% das fontes térmicas com aumento contínuo de usinas a biomassa e com a estabilização de usinas a combustível fóssil, conforme Figura 3.

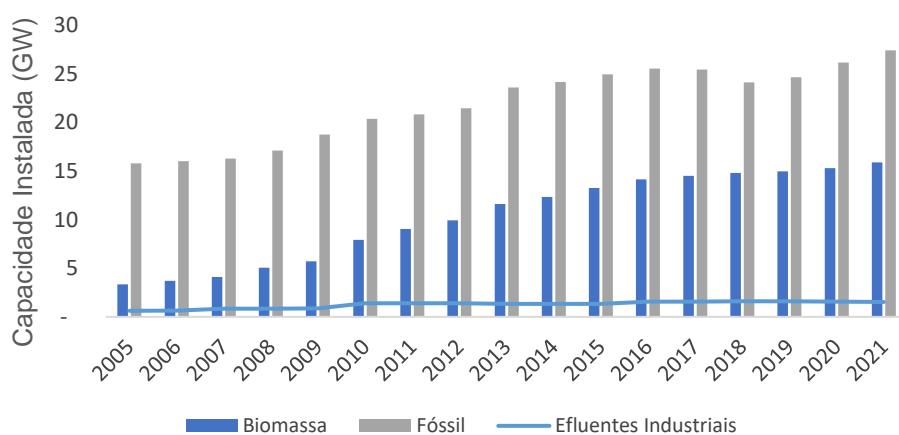


Figura 3 - Evolução da Capacidade Instalada da Fonte Térmica (GW)

Fonte: Autoria própria com base nos dados do Balanço Energético Nacional séries históricas (2005-2021).

Ao expandir a análise da capacidade das usinas instaladas que são provenientes de combustíveis fósseis, é possível verificar o impulsionamento das térmicas a gás natural frente as demais fontes, principalmente nos anos de 2019 a 2021, conforme Figura 4.

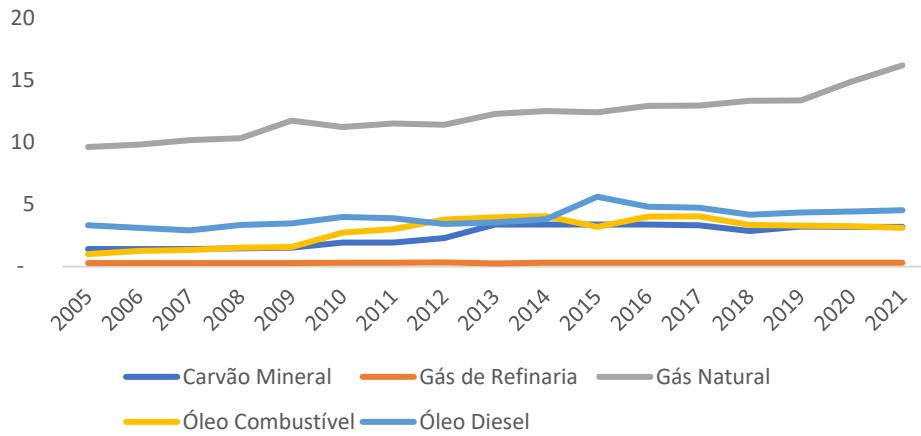


Figura 4 - Evolução da Capacidade Instalada de Usinas Térmicas a Fonte Fóssil (GW).
Fonte: Autoria própria com base nos dados do Balanço Energético Nacional séries históricas (2005-2021).

2.3 Leilões no Contexto do Setor Elétrico Brasileiro

No somatório das capacidades instaladas até o ano de 2021, 63% das usinas térmicas venderam parte ou o todo de suas garantias físicas, conforme Relatório de Resultados Consolidados dos Leilões de Agosto de 2022 (CCEEa, 2022). Dessa forma, é importante verificar as alterações regulatórias empregadas nos certames.

Os leilões realizados para contratação regulada contemplam a energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração ou empreendimento existentes, sendo que são considerados novos empreendimentos de geração projetos ou ampliação de projetos existentes sem outorga de autorização ou sem entrada em operação comercial até o início de processo público licitatório (Lei nº 10.848/2004).

Além dos leilões de energia nova e leilões de energia existente, a Lei nº 14.120, de 1º de março de 2021, alterou o art. 3º da Lei nº 10.848 de 2004, estabelecendo a possibilidade de contratação de energia na modalidade de reserva de capacidade, que é regulamentada para participação de empreendimentos novos e existentes (Lei nº 14.120/2021).

Os leilões de reserva de capacidade podem ocorrer em duas modalidades, na forma de potência e na forma de energia. Os leilões na forma de potência contratam

apenas a potência associada a usina e os leilões de reserva de capacidade na forma de energia contratam a energia associada ao empreendimento (Decreto nº 10.707/2021 e Decreto nº 6.353/ 2008)

Com base nas formas de contratação mencionadas, houve por parte do Congresso Nacional o estabelecimento da contratação de geração termelétrica a gás natural, publicado na Lei nº 14.182/2021. A Lei especifica que a contratação ocorrerá por meio de leilão de reserva de capacidade na forma de energia e determina o montante a ser contratado e o local de contratação.

A contratação é separada em vários produtos, com início de suprimento entre 2026 a 2030. A contratação específica de localidade influencia na manutenção e participação de usinas existentes que realizem a conversão de combustível. Outro item a ser observado nessa contratação é o preço praticado para viabilizar o empreendimento, que é baseado no preço-teto atualizado referente ao leilão A-6 de 2019, que foi o último leilão de energia nova com fonte a gás natural vencedora do certame.

2.4 Preços Praticados nos Leilões de Energia Nova

Conforme comentado na seção 2.3, o preço que será praticado nos leilões de reserva de capacidade na forma de energia será baseado nos preços do Leilão A-6 de 2019. O preço-teto praticado em leilões de energia nova são o custo de referência para o certame e determinam para o empreendedor se há viabilidade de participação para determinado projeto.

A diversificação da matriz elétrica trouxe consequências nos preços praticados nos leilões à medida que incentivou a concorrência, diversificação e utilização de tecnologias mais eficientes. Em análise a Figura 5, é possível observar que os preços médios praticados ao longo dos anos sofreram uma redução, entretanto, também é possível de ser verificado que há alguns leilões que distorcem e elevam a curva de preço médio praticado devido a insegurança provocada pelo ambiente conjuntural, como crise hídrica em 2015 e 2021.

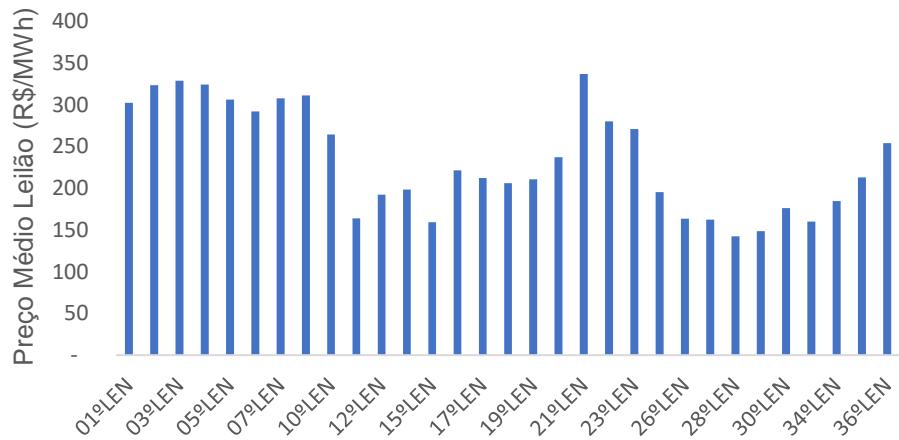


Figura 5 - Preço Médio de Venda por Leilão de Energia Nova (R\$/MWh)

Fonte: Autoria própria com base nos dados do InfoLeilão CCEE de agosto de 2022.

Em relação a competitividade dos participantes nos certames, as fontes eólicas e solar foram as que obtiveram menor preço histórico ofertado e é possível observar a inexistência da participação de fontes como óleo combustível nos leilões mais recentes, sendo que o último leilão de energia nova com vendedores dessa fonte foi o 7º LEN, com preços superiores a R\$ 300/MWh (CCEEA, 2022).

Os empreendimentos a gás natural, diferentemente dos empreendimentos a óleo combustível foram vencedores de certames posteriores ao 7º LEN com último preço médio de venda de R\$ 231/MWh (CCEEA, 2022).

2.5 Evolução da Carga no Mercado Livre

Os preços praticados nos leilões de energia nova correspondem ao portfólio de contratação das distribuidoras que realizam o repasse do preço ao consumidor final, pertencente ao mercado cativo, ou seja, vinculado a compra de energia com a distribuidora (MMEb, 2022).

Em contrapartida ao mercado cativo, os consumidores podem pertencer a classe de consumidores livres, instituído pela Lei nº 9.074, de 07 de julho de 1995, que possibilita a compra de lastro para o consumo com qualquer fornecedor. Em adição à criação do consumidor livre, a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996 criou o consumidor especial, que atua de forma semelhante ao consumidor livre na CCEE, entretanto, tem a obrigação de compra de energia de fontes incentivadas, como, a depender do porte e ano de autorização, energia proveniente de empreendimentos eólicos, biomassa, solar e hidrelétricas.

Com a finalidade de participar do mercado livre de energia, a carga que está no mercado cativo, poderá rescindir ao contrato de energia com a distribuidora para migrar para o mercado livre de energia desde que seja uma unidade de carga ou conjunto de cargas que reunidos por comunhão de interesses de fato ou de direito, possuam demanda superior ou igual a 500 kW, conforme Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004.

A demanda mínima para que um consumidor especial seja um consumidor livre, com possibilidade de compra de energia elétrica em qualquer modalidade de energia, foi reduzida ao longo dos anos e, em 2022, conforme Portaria nº 514/2018, os consumidores com demanda igual ou superior a 1.000 kW, atendidos em qualquer tensão, poderiam optar pela compra de energia elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional.

A redução do limite mínimo permitiu que houvesse uma migração crescente dos consumidores para o mercado livre de energia, conforme pode ser observado na Figura 6. Essa migração faz com que haja uma redução na necessidade de compra de energia pela distribuidora para atender a cem por cento do seu mercado de consumidores cativos, conforme determinado no Decreto nº 5.163/2004.

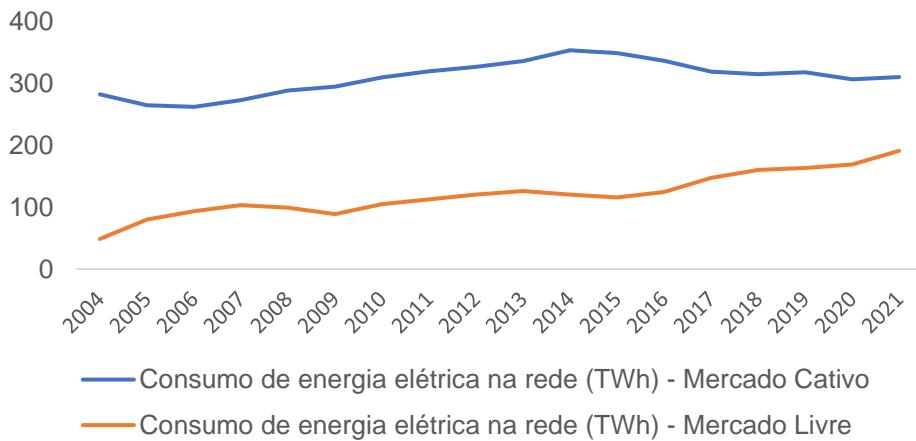


Figura 6 - Consumo de Energia Elétrica no Mercado Cativo e no Mercado Livre

Fonte: Autoria própria com base nos dados de consumo obtidos pela série histórica da EPE de Consumo Mensal de Energia Elétrica por Classe, Regiões e Subsistemas (2004-2021).

Esse crescente aumento do mercado livre de energia fez com que a representação do consumidor livre frente a todos os consumidores alcançasse o percentual de 38% (EPEb, 2021). E esse percentual pode ser majorado devido à abertura de mercado que está prevista para início em 2024, conforme parágrafo abaixo transscrito da PRT nº 514/2018:

§ 6º Até 31 de janeiro de 2022, a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE deverão apresentar estudo sobre as medidas regulatórias necessárias para permitir a abertura do mercado livre para os consumidores com carga inferior a 500 kW, incluindo o comercializador regulado de energia e proposta de cronograma de abertura iniciando em 1º de janeiro de 2024.

Nessa tendência, o Ministério de Minas e Energia realizou a abertura de Consulta Pública de nº 131 de 26/07/2022, a fim de obter a contribuição acerca da minuta de portaria relativa à abertura de mercado que traz a importância de temas relacionados ao amadurecimento do setor de energia para sua realização (MMEb, 2022).

Em análise aos estudos apresentados prevê-se que a abertura de mercado para migração de carga do mercado cativo para o mercado livre seja realizada de forma escalonada, evitando que a sobrecontratação do portfólio atual não recaia somente para os consumidores cativos, distorcendo os custos de confiabilidade do sistema (MMEb, 2022).

Nesse sentido a Nota Técnica nº 16/2022/ASSEC, ao evidenciar o estudo realizado pela ANEEL, menciona que a abertura de mercado está atrelada a ações que viabilizem esse processo, como a descontratação de térmicas para posterior recontratação como reserva de capacidade e a segregação do lastro e da energia.

2.6 Separação de Lastro e Energia

Após a sanção da Lei nº 10.848/2004, o cenário estrutural e a criação de novas tecnologias impulsionam o setor para um novo cenário conjuntural, com novas fontes de energia, conforme visto em seções anteriores. Em 2019, através da Portaria MME nº 187, de 4 de abril de 2019, foi instituído o Grupo de Trabalho de modernização do setor elétrico (GTMSE), para realização do diagnóstico do setor elétrico e fomentação de novas ideias.

O Grupo foi formado por unidades do Ministério de Minas e Energia, Aneel, CCEE, EPE, ONS, representantes da sociedade civil, associações e especialistas, resultando em um diagnóstico que contempla 14 temas, entre eles a separação de lastro e energia (MMEa, 2022).

A prática do setor elétrico é a comercialização conjunta entre lastro e energia, entretanto, conforme relatório de apoio ao Workshop de Lastro e Energia do MME resultante do GMTSE, essa configuração traz distorção na alocação dos custos entre os consumidores do Ambiente Regulado e Livre no âmbito do financiamento da expansão, principalmente no avanço das migrações das cargas do Ambiente Regulado para o Livre, e traz uma necessidade de verificação de suprimento de capacidade e flexibilidade com a penetração de usinas eólicas e solares (MMEa, 2019).

O lastro é constituído pela garantia física (quantidade máxima de energia que poderá ser comercializada (Glossário ANEEL,2022) e contratos de compra, sendo necessário para formar o recurso do agente que lastreia o requisito, contratos de venda e consumo (CCEEb,2022). E a constituição de lastro para cobrir cem por cento do requisito é obrigatória, conforme Decreto nº 5.163/2004.

Com o intuito de adequar o suprimento do sistema brasileiro, o novo modelo proposto é o de contratação de forma apartada de lastro e energia. Dessa forma, o lastro se dividiria em dois, lastro de produção (atendimento no tempo, configuração aproximada da garantia física atual) e lastro de capacidade (atendimento instantâneo), além disso, haveria a comercialização de energia, por meio do termo produção de eletricidade (MMEa,2019).

A contratação de reserva de capacidade na forma de potência e energia, apesar de não conter a separação em três esferas indicadas no estudo de separação de lastro e energia, pavimenta o caminho para novas transformações (Simple Energy, 2021).

2.7 Conversão de Combustível e Comparativo de Preços

O Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2031 aborda em seu caso base a manutenção da oferta termelétrica existente em final de contrato, com a realização de *retrofit* no sentido de modernização e troca de combustível (EPE e MME, 2022). Ao se observar o descomissionamento dos contratos regulados de usinas térmicas, as usinas a óleo combustível possuem descomissionamento entre 2023 a 2028, conforme Tabela 2.

Tabela 2 – Capacidade em MW por Ano de Contratos Regulados (CCEAR) com Encerramento por Fonte

Fonte	2023	2024	2025	2026	2027	2028
UTE Carvão	0	0	0	0	1080	365
UTE GN	0	922	1259	1133	500	0
UTE OD/OC	192	984	1483	207	381	201
UTE Biomassa	0	4	0	0	0	0
Total (MW)	192	1.910	2.742	1.340	1.961	1.793

Fonte: Autoria própria com base nos dados do PDE 2031, 2022.

Conforme item 3.7 do Cenário de Referência do PDE 2031, em termos de capacidade instalada há projeção de utilização da fonte de gás natural e não há projeção de utilização de óleo combustível. Dessa forma, uma possibilidade para as usinas que utilizam óleo combustível se manterem no ambiente de contratação regulada é a conversão para gás natural (EPE e MME, 2022).

Com a finalidade de realização de uma análise comparativa dos preços do óleo combustível e gás natural, pode-se obter como referência os preços aplicados nos leilões. Com isso, a Portaria nº 46, de 09 de março de 2007, estabelece a forma de reajuste dos custos vinculados ao combustível tanto da receita fixa quanto do custo variável unitário, com base no preço médio de referência do combustível, diferenciado por fonte.

A fonte a gás natural pode utilizar como preço médio de referência, conforme Portaria nº 46/2007, as cotações realizadas em diferentes mercados, como o *Henry Hub*, *Platts*, *UK National Balancing Point (NBP)* e *Japan-Korean Marker (JKM)*. O óleo combustível utiliza para o preço médio de referência a cotação do preço do óleo equivalente no mercado internacional.

Para fins comparativos dos preços médios de referência, a CCEE emitiu a Nota Técnica CCEE05095/2021, datada de 20 de setembro de 2021, para subsídio do cálculo do preço médio de referência para o leilão A-2/2021 e de Reserva de Capacidade, conforme Tabela 3.

Tabela 3 - Preço Médio de Referência para Gás Natural Referenciado ao Brent e Preço Médio de Referência para Óleo Combustível A1 e B1

Combustível	Preços de Referência no Leilão de Reserva de Capacidade
GN referenciado ao Brent [U\$\$/BBL]	66,64
Óleo Combustível A1 [U\$\$/BBL]	69,52
Óleo Combustível B1 [U\$\$/BBL]	73,77

Fonte: Autoria própria com base nos dados da Nota Técnica da CCEE05095/2021.

Dessa forma é possível identificar, quando comparamos o preço do gás natural referenciado ao Brent com o de óleo combustível A 1 e B1, há uma redução média de 7% no preço por barril. Essa redução, a depender da eficiência de cada planta, provoca uma redução no custo variável unitário da usina.

3. REVISÃO DA LITERATURA SOBRE O CUSTO NIVELADO DE ENERGIA ELÉTRICA

O capítulo aborda o método de custo nivelado de energia elétrica, utilizado para fins de comparação de projetos de energia elétrica, com descrição dos parâmetros de entrada para o cálculo.

3.1 Custo Nivelado de Energia Elétrica, Cálculo e Considerações Acerca da Utilização do Custo Nivelado de Energia Elétrica (LCOE)

O Custo Nivelado de Energia Elétrica é uma métrica utilizada para comparar tecnologias diferentes de geração (EPEa, 2021) e representam a receita média gerada durante um período de tempo (IEA, 2022). Em seu cálculo utiliza custos de investimento, operação e manutenção e combustível (EPEa, 2021).

Apesar de ser uma métrica amplamente utilizada, ela não reflete custos com encargos, degradação, entre outros, que devem ser levados em consideração para decisões reais de investimento (EPEa, 2021).

O Custo Nivelado de Energia Elétrica utilizará como base o investimento total utilizado para viabilizar o empreendimento, os custos de operação e manutenção, que são os custos projetados ao longo da vida útil ou ao longo do período considerado na análise com a consideração de uma taxa anual de juros, que serve para trazer a tempo presente o valor projetado.

A base é dividida pela produção estimada de energia elétrica gerada ao longo do período considerado, em kWh, com utilização da taxa anual de juros.

Segue sua representação na Equação 1(Costa, L. P, 2021):

$$\text{Custo Nivelado de Energia Elétrica} = \frac{\text{Investimento} + \sum \frac{\text{Operação e Manutenção}}{(1+\text{taxa anual de juros})^t}}{\sum \frac{\text{Energia Elétrica Gerada}}{(1+\text{taxa anual de juros})^t}} \quad (1)$$

Portanto, tem-se o custo total médio para construir e operar sobre a produção de energia projetada para o período, podendo ser considerado como o custo mínimo no qual a eletricidade deve ser vendida (Schram, 2019).

O método utiliza uma comparação entre custos, entretanto, não há no método a aplicação de comparativo de valor, pois há uma variação do custo dessa energia no tempo, considerações como encargos, degradação, descomissionamento (EPEa, 2021 e Guimarães, 2019).

Outra consideração realizada na literatura é a não consideração das externalidades ambientais como produção de dióxido de carbono, o descarte dos elementos que constituem a unidade geradora. (Guimarães, 2019)

4. ANÁLISE E RESULTADOS PARA USINAS COM E SEM RETROFIT

Os cenários de referência de estudo do PDE (EPE e MME,2022), como o relatório Visão do Planejamento Energético de médio e longo prazo (GT Integração Gás e Energia Elétrica, 2020) corroboram com a importância da manutenção das fontes renováveis no cenário futuro. O aumento da participação dessas fontes na matriz elétrica requer adequações para que haja confiabilidade no atendimento à demanda de ponta (EPEb, 2021).

Dentre as possíveis fontes passíveis de sustentar o atendimento à demanda de ponta há a fonte de energia a gás natural que possui dentre os pilares do Novo Mercado de Gás, a busca pela maior integração do setor de gás com o setor elétrico, de forma a proporcionar maior competição na geração termelétrica (MMEe, 2022). Outro fator de relevância da fonte é a eficiência energética, pois são usinas em maioria mais eficientes que queimam menos combustível e emitem menos gases de efeito estufa por energia gerada em comparação com as demais fontes que utilizam combustível fóssil (IEMA,2022).

Dentre as termelétricas de fonte a óleo combustível que possuem término de Contrato de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) até 2028, todas detém outorgas que permanecerão vigentes entre 2031 a 2050, portanto, com possibilidade de prolongamento da sua operação para além do término do CCEAR em encerramento (CCEEa, 2022). Dessa forma, são usinas com ativos que possuem a possibilidade de conversão do combustível para gás natural.

O fator de escolha para a seleção da melhor configuração a ser aplicada em um processo de *retrofit* e/ou repotencialização dependerá de vários fatores, como: tipo de combustível, modo de operação, configuração da estrutura, tempo de vida útil residual dos equipamentos e os fatores econômicos associados aos equipamentos e combustíveis (Bohórquez, W. O. I, 2007).

Com a finalidade de realizar uma análise comparativa de custo do empreendimento existente de fonte a óleo combustível com empreendimento existente que realiza a conversão para gás natural será utilizado o conceito de custo nivelado de energia elétrica, tendo como premissa uma planta termoelétrica hipotética

convencional de 100 MW de potência instalada, que opera a óleo combustível com uma unidade geradora e apta a realizar *retrofit* com conversão do combustível para gás natural, em ciclo combinado, com instalação de turbina a gás.

4.1 Período considerado para o cálculo, Investimento e Operação e Manutenção

O período considerado para cálculo foi estimado com base nas outorgas vigentes das usinas termelétricas de fonte a óleo combustível que estão com contratos regulados em fase de encerramento no período de 2023 a 2026. Essas usinas possuem em média outorga vigentes até 2041, portanto, o período considerado para comparação entre as fontes foi de 2023 a 2041, obtendo 19 anos de operação restantes.

Em relação ao investimento realizado na usina, no modelo com conversão para gás natural foi utilizado como base o valor de investimento de uma nova termelétrica a gás natural de ciclo combinado obtido no Caderno de Preços da Geração (EPEa, 2021), aplicando atualização monetária e obtendo o investimento médio de R\$ 5.289,00/kW.

O estudo utilizou como base o caso de conversão da UTE Piratininga (CETESB, 2019), em que um modelo de conversão ficou em média 43,10% do valor atual de instalação de uma unidade geradora de 100 MW (EPEa, 2021), com percentual obtido através da comparação do investimento realizado na UTE Piratininga, atualizado monetariamente até outubro de 2022, com o preço do Caderno de Preços da Geração (EPEa, 2021). Dessa forma, a usina hipotética teria o custo estimado em R\$ 227.981.000,00, para fins de conversão.

Em relação ao investimento da planta existente em término de contrato regulado, esse foi considerado nulo, assumindo que o investimento inicial foi pago com o contrato regulado em encerramento.

Além do investimento, o custo com operação e manutenção anual para uma planta a gás natural com ciclo combinado também foi obtido com base no Caderno de Preços da Geração (EPEa, 2021), com atualização monetária, dimensionado pela

potência da usina hipotética. Dessa maneira, obteve-se um valor de Operação e Manutenção (O&M) de R\$ 87,24/kW.ano.

Em relação a planta termelétrica de fonte a óleo combustível, o valor de operação e manutenção anual foi obtido com base no percentual de relação entre o custo de O&M e o investimento total da planta a gás natural, de 1,65% para fins de simplificação da análise. Esse percentual foi aplicado no investimento médio realizado para construção de uma planta de fonte a óleo combustível.

Com a finalidade de obter o valor do investimento médio da uma planta de fonte a óleo combustível utilizou-se como base os valores de receita fixa inicial das usinas termelétricas, que utilizam como combustível o óleo combustível, vencedoras dos 1º, 2º, 3º, 4º, 5º e 7º Leilões de Energia Nova (foram utilizadas somente as usinas que constam como sem pendências no Relatório Consolidado de Leilões da CCEE, referente ao mês de agosto de 2022).

A utilização da receita fixa ocorreu, pois, seu valor abrange o custo e remuneração de investimento (Glossário ANEEL, 2022). Em posse do valor da receita fixa inicial, foi realizada a atualização com base no IPCA na data de realização de cada leilão e realizada a multiplicação do valor obtido pelo período de suprimento, resultando no valor de investimento total.

Obtido o valor do investimento total foi realizada a divisão pela potência de cada usina, resultando em uma mediana R\$/kW no valor de R\$ 1.636,93/kW. Ao aplicar esse valor na usina hipotética a óleo combustível obteve-se um custo de operação e manutenção anuais de R\$ 2.700.082,60.

4.2. Taxa de Desconto, Custo Variável de Operação e Produção Média Anual

Considerou-se para taxa de desconto, para fins de simplificação, que o investimento seria 100% de capital de terceiro, com financiamento pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), resultando em um valor de Taxa de Desconto de 13,75.

O Custo Variável de Operação (CVU) da planta a gás foi obtido com a média dos valores divulgados pela EPE no Caderno de Preços da Geração (EPEa, 2021), atualizada pela variação do IPCA, obtendo um valor final de R\$ 229,01/MWh.

O Custo Variável de Operação da planta existente foi obtido com base na mediana dos valores divulgados pela CCEE no relatório de divulgação do CVU, programa mensal de operação (PMO) e programa mensal de operação revisado (PMR) de novembro de 2022 das usinas com contratos vigentes, obtendo um valor final de R\$1.124,20/MWh.

O montante anual de produção das usinas foi projetado através do percentual de despacho por ordem de mérito de cada fonte, utilizando o Custo Marginal de Operação (CMO) base do Leilão “A-6” de 2019 para o período de janeiro de 2024 a dezembro de 2026 e a partir de janeiro de 2027 foi utilizado o CMO base do Leilão “A-5 e A-6” de 2022, contemplando até o mês de dezembro de 2031, em todos os submercados.

Os CMOs da base foram ajustados pelo Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) a mínimo e máximo horário de 2022, R\$ 55,70 e R\$ 1326,50 respectivamente. Após o ajuste foi verificada nas duas mil séries divulgadas por ano pela EPE a quantidade de vezes em que o empreendimento seria despachado por ordem de mérito (Custo Variável Unitário inferior ao Custo Marginal de Operação) ao longo dos anos, obtendo uma média de 22,44% para usina a gás e 0,36% para usina a óleo combustível.

Com a média de despacho de cada tipo de usina, multiplicou-se pela potência em MW da usina hipotética e pela quantidade de horas no ano, obtendo o valor de produção estimado em MWh de 196.616,38 e 3.125,31 de gás natural e fonte a óleo combustível, respectivamente.

4.3 Custo Nivelado de Energia Elétrica

Diante dos dados de entrada obtidos nas seções anteriores, o valor final de Custo Nivelado de Energia Elétrica foi de R\$ 218,90/MWh para gás natural e R\$ 863,94/MWh para a usina a óleo combustível.

O custo nivelado de energia elétrica indicou com as premissas adotadas que o custo de produção de energia com base em uma usina que realiza a conversão de combustível, de óleo combustível para gás natural, é inferior em 75%.

A principal motivação para que houvesse essa diferença entre os dois combustíveis é a baixa expectativa de despacho térmico por ordem de mérito e o valor do custo variável unitário (CVU), que é a base para a consideração do despacho por ordem de mérito, afetando também na produção de energia estimada.

Portanto, apesar de não conter um valor de investimento, o baixo despacho esperado para usina existente de fonte a óleo combustível eleva seu custo de manutenção no sistema, provocando a viabilidade da troca de combustível. O despacho mínimo necessário para que o custo nivelado de energia elétrica fosse igualado seria de 4,56% para a usina termelétrica com fonte a óleo combustível, ou seja, o quadruplo do que é projetado atualmente.

Em termos gerais o presente trabalhou indicou que o custo nivelado de energia elétrica apresenta-se inferior quando há troca de óleo combustível para gás natural, entretanto, é importante ressaltar que a viabilidade para determinado empreendimento realizar a troca de combustível deverá ser alvo de um estudo específico, principalmente considerando as condições de contorno do empreendimento, como possibilidade de suprimento por gás natural, possibilidade de manutenção de parte da estrutura existente, contrato regulado para fins de financiamento da conversão, entre outros fatores.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Conforme visto nesta monografia, a matriz elétrica brasileira tem passado por significativas alterações. Dentre essas alterações, a busca pela diversificação de fontes na direção de um *mix* energético mais limpo está entre as mais importantes. Tal diversificação, porém, traz uma complexidade de adequação da regulamentação vigente e planejamento do atendimento à demanda energética do país somado a uma abertura escalonada do Mercado Livre.

A abertura escalonada do Mercado Livre – na qual aos poucos parcelas cada vez maiores de consumidores poderão optar pelas fontes que gerarão a energia elétrica que consomem – traz uma alocação de custos do Ambiente Regulado para cada vez menos consumidores cativos. Assim, tornam-se necessários mecanismos de mitigação dessa oneração, como a separação entre *energia* e *lastro*, (conforme o jargão do setor elétrico brasileiro). A separação de lastro (que ainda conta com a configuração de *lastro de produção* e *lastro de capacidade*) da energia, caso seja concretizada modificaria a forma de contratação dos leilões atualmente vigentes em até dezembro de 2022, mês de fechamento desta monografia.

Dentre os leilões realizados a partir de 2004, o Leilão de Reserva de Capacidade, conforme visto, é o que mais se aproxima daquele que explicitamente separa lastro de energia e que, ao mesmo tempo, permite a participação de usinas existentes, tanto na modalidade *energia* quanto na modalidade de *potência*. Ademais, observou-se ao longo desta monografia, que dentre as usinas existentes, há no SEB usinas cuja fonte é o óleo combustível. Tais usinas atingirão o término de contratação no Ambiente Regulado no período de 2023 a 2028. Questionou-se se tal conjunto de usinas poderiam ser sujeitas à conversão de combustível para gás natural de forma a se tornarem mais competitivas nos certames.

Dessa forma, a proposta da monografia foi verificar se o custo de operação de uma usina termoelétrica existente com combustível fóssil que realiza uma conversão para gás natural seria inferior ao estado inicial da usina. Para essa análise foi utilizado o custo nivelado de energia elétrica (LCOE) de uma usina hipotética de 100 MW de fonte a óleo combustível, com e sem a conversão do combustível para o gás natural.

Conforme visto, o custo nivelado de energia elétrica tem sido utilizado para dimensionar, em um dado período considerado, o custo médio da unidade de energia gerada. Para isso considera tanto o investimento realizado (Capex), como o custo de operação e manutenção (Opex) vis-à-vis o resultado da produção de energia elétrica gerada. Com isso, ainda que distintas rotas de geração tenham Capex e Opex diferentes, consegue-se alocar todas as fontes de energia em uma mesma base de custo da unidade da energia gerada para fins de comparação.

Ao se aplicar o método do LCOE constatou-se que o custo nivelado de energia elétrica de uma usina que passou por uma conversão de óleo combustível para gás natural menor do que a usina existente. Conforme a análise realizada o custo da geração a gás natural em uma usina que passou por *retrofit* é 25% do custo daquela original a óleo combustível.

Ademais, constatou-se que essa diferença está associada a baixa projeção de despacho térmico para a usina existente que utiliza óleo combustível. A baixa projeção de despacho, por sua vez, foi explicada pela inserção de cada vez maior de usinas de fontes renováveis. Assim, observa-se uma tendência de diminuição do custo marginal de operação, já que parte da carga é atendida por essas usinas que não possuem custo variável de operação uma vez que utilizam vento, sol entre outras fontes com custo desprezível.

É importante ressaltar que a falta de despacho térmico se torna uma questão relevante no trabalho, devido ao faturamento presente no acionamento. Ao avaliar um despacho térmico de uma usina a óleo combustível inferior ao de uma usina a gás, prevê-se que usinas a gás possuem possibilidade de manter o papel de estabilização do crescimento de usinas intermitentes. O mercado de reserva de capacidade, com os leilões já previstos e a possibilidade de separação de lastro e energia, viabilizaria essa iniciativa e promoveria a possibilidade da análise de risco da decisão por parte do investidor.

Apesar do resultado apresentado pelo custo nivelado de energia elétrica, as condições de contorno dos empreendimentos analisados, tais como a disponibilidade de suprimento e acesso ao gás natural, bem como a possibilidade o aproveitamento de parte da estrutura existente no *retrofit*, ocorrencia de despacho térmico e contrato

regulado para fins de financiamento da conversão, mostraram-se cruciais para viabilizar os resultados positivos verificados.

O presente trabalho, portanto, comprovou a hipótese inicial de que o custo nivelado de energia elétrica de uma usina convertida, nas condições de contorno consideradas, apresenta valor inferior a manutenção de usinas a óleo combustível. Diante desse resultado, o aproveitamento de investimentos já realizados e amortizados por consumidores cativos via distribuidora, ou seja, o pagamento de receita fixa no contrato regulado em término, pode reduzir os custos futuros dos consumidores por conta de um despacho de menor custo.

Considerando a análise que aqui foi realizada numa usina hipotética, ainda que com parâmetros realistas, sugere-se como trabalhos futuros a aplicação da mesma metodologia em estudos de casos reais. Outra via a ser explorada são a análise de retrofits, repotenciação e aprimoramentos que tragam maior eficiência energética a usinas existentes.

Vale, entretanto, constatar que o presente estudo abre um caminho de melhoria do parque gerador existente, que não apenas melhora o perfil das emissões, ao trocar o óleo combustível pelo gás natural, mas que isso pode trazer com economicidade à energia elétrica gerada no país. Portanto, o presente trabalho é importante para o investidor, que possui um ativo com autorização vigente e baixa previsão de despacho térmico e é importante para o SIN, com a maior participação de empreendimentos de menor custo, trazendo maior competitividade nos leilões.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Sistema de Informações de Geração da ANEEL – SIGA. Disponível em: <https://antigo.aneel.gov.br/siga>. Acessado em 06 de novembro de 2022.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **Resultado Do Leilão N. 02/2007 (A-3).** Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/022007-Resultado%20publicar%20no%20site_02-08-07.pdf>. Acessado em 14 de novembro de 2022.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **Valores de Garantia de Participação a serem aportadas – Edital de Leilão nº 02/2007.** Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/0022007-Valores%20de%20Garantias%20de%20Participa%C3%A7%C3%A3o_publicado_12_7.pdf>. Acessado em 14 de novembro de 2022.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **Edital de Leilão nº 02/2007.** Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/0022007-Minuta_Edital%20002_2007_31_5.pdf>. Acessado em 14 de novembro de 2022.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **Glossário.** Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiMjA2OTRhYjctYTg5OC00YWQ4LThkOWUtNTZjNWYzMmVhZml3IwidCl6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSlmMiOjR9&pageName=ReportSection476ee44b6be0e9367c6b%22>>. Acessado em 14 de novembro de 2022.

Banco Central do Brasil. **Taxa Selic, Meta para a taxa Selic em %a.a, dados diários.** Disponível em: <<https://www.bcb.gov.br/controleinflacao/taxaselic>>. Acessado em 14 de novembro de 2022.

Banco Central do Brasil. **Calculadora do Cidadão.** Disponível em: <<https://www3.bcb.gov.br/CALCIDADAOPublico/corrigirPorIndice.do?method=corrigirPorIndice>>. Acessado em 15 de março de 2023.

BOHÓRQUEZ, Washington Orlando Irrazábal. **Análise termoenergética, econômica e ambiental da repotenciação e conversão de UTE's com ciclo rankine para ciclo combinado utilizando turbinas a gás.** 322 f. 2007. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Energia) – Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2007. Disponível em: <https://repositorio.unifei.edu.br/xmlui/bitstream/handle/123456789/1790/dissertacao_0031979.pdf?sequence=1&isAllowed=y>. Acessado em 01 de novembro de 2022.

Brasília, 5 de março de 2004; 183º da Independência e 116º da República. **Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nºs 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março**

de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. DOU de 16.3.2004.

BRASÍLIA, 11 de dezembro de 2003. **Exposição de Motivos nº 00095/MME.** Casa Civil, Subchefia para assuntos jurídicos, Dilma Vana Rousseff.

Brasília, 07 de julho de 1995. **Lei nº 9.074, de 07 de julho de 1995, estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências.** DOU de 08.07.1995 - Edição extra.

Brasília, 26 de dezembro de 1996. **Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências.** DOU de 27.12.1996.

Brasília, 01 de março de 2021. **Lei nº 14.120, de 1º de março de 2021, altera a Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, a Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971, a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, a Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, a Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, a Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015, e o Decreto-Lei nº 1.383, de 26 de dezembro de 1974; transfere para a União as ações de titularidade da Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN) representativas do capital social da Indústrias Nucleares do Brasil S.A. (INB) e da Nuclebrás Equipamentos Pesados S.A. (Nuclep); e dá outras providências.** DOU de 2.3.2021.

Brasília, 28 de maio de 2021. **Decreto nº 10.707, de 28 de maio de 2021, regulamenta a contratação de reserva de capacidade, na forma de potência, de que tratam os art. 3º e art. 3ºA da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, e altera o Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, e o Decreto nº 5.177, de 12 de agosto de 2004.** DOU de 28.5.2021 - Edição extra.

Brasília, 16 de janeiro de 2008. **Decreto nº 6.353, de 16 de janeiro de 2008, regulamenta a contratação de energia de reserva de que trata o § 3º do art. 3º e o art. 3º-A da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, altera o art. 44 do Decreto nº 5.163, de 30 de junho de 2004, e o art. 2º do Decreto nº 5.177, de 12 de agosto de 2004, e dá outras providências.** DOU de 28.5.2021 - Edição extra.

Brasília, 30 de julho de 2004. **Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências.** DOU de 30.07.2004 - Edição extra.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE (a). **Relatório de Resultados Consolidados dos Leilões, planilha de agosto de 2022.** Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/acervo-ccee>> . Acessado em 15 de setembro de 2022.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE (b). **Caderno de Regras de Comercialização referente a Penalidades de Energia**. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/documents/80415/919404/13%20-%20Penalidades%20de%20Energia_2022.5.0.pdf/21dae4f2-8658-d0e1-977e-73c081133fff> . Acessado em 15 de setembro de 2022.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE (c). **Divulgação da atualização da função de Custo de Déficit para formação de preço em 2022.** Publicado em: 22/12/21 15:36 hs | Atualizado em 22/12/21 15:48 hs. Disponível em <<https://www.ccee.org.br/pt/web/guest/-/ccee-divulga-atualizacao-da-funcao-de-custo-de-deficit-para-formacao-de-preco-em-2022>>. Acessado em 14 de novembro de 2022.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE (d). **Relatório de Reajuste do CVU Revisado (CVU_PMR_202211)**. Disponível em <<https://www.ccee.org.br/web/guest/acervo-ccee>>. Acessado em 14 de novembro de 2022.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. Nota Técnica
CCEE05095/2021 Cálculo do Preço Médio de Referência para o Leilão A-2/2021 e de Reserva de Capacidade. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/acervo-ccee>>. Acessado em 15 de setembro de 2022.

Companhia Ambiental Do Estado De São Paulo (CETESB). **Parecer Técnico, IMPACTO nº 110/2019 (e-ambiente CETESB.036415/2019-43)**. Disponível em:<https://smastr16.blob.core.windows.net/consema/2019/07/c-parecer-tecnico-268_2019_ie-com-anexos.pdf>. Acessado em 15 de março de 2023.

Costa, Lucas Pereira. Avaliação da Viabilidade Técnica e Financeira da Minigeração Solar Fotovoltaica de 1 MWp na Fazenda da Ressacada II da Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, 2021. Universidade Federal de Santa Catarina – Centro Tecnológico – Departamento de Engenharia Elétrica e Eletrônica. Disponível em:
<https://repositorio.ufsc.br/bitstream/handle/123456789/223550/AVALIA%C3%87%C3%83O%20DA%20VIABILIDADE%20T%C3%89CNICA%20E%20FINANCEIRA%20DA%20MINIGERA%C3%87%C3%83O%20SOLAR%20FOTOVOLTAICA%20DE%201MWp%20NA%20FAZENDA%20DA%20RESSACADA%20II%20DA%20UNIVERSIDADE%20FEDERAL%20DE%20SANTA%20CATARINA.pdf?sequence=1&isAllowed=y>. Acessado em 14 de novembro de 2022.

Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Considerações sobre a Participação do Gás Natural na Matriz Energética no Longo Prazo - Documento de Apoio ao PNE 2050. Dezembro de 2018. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topicos/457/Considera%C3%A7%C3%A3o%20sobre%20Participa%C3%A7%C3%A3o%20do%20G%C3%A1s%20Natural%20na%20Matriz%20Energ%C3%A9tica%20no%20Longo%20Prazo.pdf>. Acesso em 06 de novembro de 2022.

Empresa de Pesquisa Energética (EPE). **Custos Marginais de Operação - Leilões A-6/2019.** Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/leiloes-de-energia/leiloes/leil%C3%A3o-de-energia-nova-a-6-2019>>. Acessado em 14 de novembro de 2022.

Empresa de Pesquisa Energética – EPE(a). **Relatório de apoio ao Workshop de Lastro e Energia.** Agosto de 2019. Disponível em:
http://antigo.mme.gov.br/documents/36070/525783/Relat_rio_Workshop_Lastro_e_Energia.pdf/e1bb224b-2741-4fbb-dea2-ddeb1cf705c. Acessado em: 20 de setembro de 2022.

Empresa de Pesquisa Energética, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, Conselho Administrativo de Defesa Econômica, Casa Civil da Presidência da República, Ministério da Economia e Ministério de Minas e Energia. **Visão do planejamento energético de médio e longo prazos, levantamento de custos e riscos da interface dos setores de gás natural e energia elétrica.** 16 de setembro de 2020. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/novo-mercado-de-gas/cmgn/publicacoes/RelatrioCMGN Custos e riscos dos setores_revFINAL.pdf>. Acessado em 01 de agosto de 2022.

Empresa de Pesquisa Energética (EPEb). **A Transição da Geração no Setor Elétrico Brasileiro.** Abril de 2021. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-660/EPEFactSheetEmissoesSetorEletrico.pdf>. Acesso em 06 de novembro de 2022.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE (a). **Balanço Energético Nacional (BEN), séries históricas e matrizes do Anexo I, contendo a capacidade Instalada.** Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/BEN-Series-Historicas-Completas>. Acesso em 06 de novembro de 2022.

Empresa de Pesquisa Energética – EPE (b). **Consumo Mensal de Energia Elétrica por Classe (regiões e Subsistemas).** Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/consumo-de-energia-eletrica>>. Acessado em 16 de setembro de 2022.

Empresa de Pesquisa Energética – EPE (a). **Caderno de Preços de Geração 2021.** 18 de agosto de 2021. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/caderno-de-precos-da-geracao>>. Acessado em 14 de novembro de 2022.

Empresa de Pesquisa Energética (EPE). **Arquivo Custos Marginais de Operação - LEN A-5 e A-6/2022.** Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/leiloes-de-energia/Paginas/Leiloes-de-Energia-Nova-A-5-e-A-6-2022-.aspx>>. Acessado em 14 de novembro de 2022.

Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e Ministério de Minas e Energia (MME). **Plano Decenal de Expansão de Energia 2031.** Brasília: MME/EPE, 2022.

Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE). **IPCA, Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo, séries históricas.** Disponível em: <<https://www.ibge.gov.br/estatisticas/economicas/precos-e-custos/9256-indice-nacional-de-precos-ao-consumidor-amplo.html?=&t=series-historicas>>. Acessado em 14 de novembro de 2022.

Instituto de Energia e Meio Ambiente (IEMA). **Inventário de Emissões Atmosféricas e Usinas Termelétricas: geração de eletricidade, emissões e lista de empresas proprietárias das termelétricas a combustíveis fósseis e de serviço público do Sistema Interligado Nacional (ano-base 2020).** Publicação Junho de 2022. Disponível em: <[http://energiaeambiente.org.br/produto/inventario-de-emissoes-atmosfericas-em-usinas-termelétricas#:~:text=O%20Instituto%20de%20Energia%20e,Sistema%20Interligado%20Nacional%20\(ano%2Dbase\)](http://energiaeambiente.org.br/produto/inventario-de-emissoes-atmosfericas-em-usinas-termelétricas#:~:text=O%20Instituto%20de%20Energia%20e,Sistema%20Interligado%20Nacional%20(ano%2Dbase))>. Acessado em 4 de novembro de 2022.

Guimarães, Leonam dos Santos. **O Custo Nivelado da Eletricidade e seu Impacto na Transição Energética.** FGV ENERGIA, Caderno de Opinião. Junho de 2019. Disponível em:<https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/coluna_opiniao_-_transicao_energetica.pdf>. Acessado em 09 de fevereiro de 2023.

Instituto de Energia e Meio Ambiente (IEMA). **Uso de água e emissões atmosféricas em Usinas Termoelétricas (UTEs).** Publicação Novembro de 2016. Disponível em: <http://energiaeambiente.org.br/wp-content/uploads/2016/01/FS-agua-emissoes_1.pdf>. Acessado em 4 de novembro de 2022.

Ministério de Minas e Energia (MME). **Portaria nº 46, de 09 de março de 2007.** DOU de 12.03.2007.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). Consulta Pública nº 33 de 05/07/2017 – Aprimoramento do marco legal do setor elétrico. Proposta de medidas legais que viabilizem o futuro do setor elétrico com sustentabilidade a longo prazo. Disponível em: http://antigo.mme.gov.br/web/guest/servicos/consultas-publicas?p_p_id=consultapublicammeportlet_WAR_consultapublicammeportlet&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_count=1&_consultapublicammeportlet_WAR_consultapublicammeportlet_view=detalharConsulta&resourcePrimKey=517270&detalharConsulta=true&entryId=517272. Acessado em 06 de novembro de 2022.

Ministério de Minas e Energia (MME). **Portaria nº 514, de 27 de dezembro de 2018 – Regulamenta o disposto no art. 15, § 3º, da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, com o objetivo de diminuir os limites de carga para contratação de energia elétrica por parte dos consumidores.** DOU de 28.12.2018.

Ministério de Minas e Energia – MME (a). **Portaria nº 187, de 04 de abril de 2019 - Instituir Grupo de Trabalho que desenvolva propostas de Modernização do Setor Elétrico, tratando de forma integrada.** DOU de 05.04.2019.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME (b). **Portaria nº 403, de 29 de outubro de 2019.** D.O. de 30.10.2019, seção 1, p. 58, v. 157, n. 210.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA -MME (a). Modernização do Setor Elétrico.
Disponível em: <http://antigo.mme.gov.br/web/guest/secretarias/secretaria-executiva/modernizacao-do-setor-eletrico/gt-modernizacao>. Acessado em 06 de novembro de 2022.

Ministério de Minas e Energia -MME (b). Consulta Pública sobre abertura de mercado nº 131 de 26/07/2022. Disponível em: <
http://antigo.mme.gov.br/web/guest/servicos/consultas-publicas?p_p_id=consultapublicammeportlet_WAR_consultapublicammeportlet&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_count=1&_consultapublicammeportlet_WAR_consultapublicammeportlet_view=detalharConsulta&resourcePrimKey=2655047&detalharConsulta=true&entryId=2655049>. Acessado em 10 de outubro de 2022.

Ministério de Minas e Energia – MME (c). Nota Técnica nº 16/2022/ASSEC.
Disponível em: <
http://antigo.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=0b425a61-cd98-7fa8-eb0d-d73e5910955f&groupId=36090>. Acessado em 10 de outubro de 2022.

Ministério de Minas e Energia – MME (d). Site do MME Consulta Pública nº 33 de 05/07/2017. Disponível em: <http://antigo.mme.gov.br/web/guest/servicos/consultas-publicas?p_p_id=consultapublicammeportlet_WAR_consultapublicammeportlet&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_count=1&_consultapublicammeportlet_WAR_consultapublicammeportlet_view=detalharConsulta&resourcePrimKey=517270&detalharConsulta=true&entryId=517272>. Acessado em 18 de setembro de 2022.

Ministério de Minas e Energia – MME (e). Site do MME – Assunto Petróleo Gás Natural e Biocombustíveis – Novo Mercado de Gás. Disponível em: <
<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/novo-mercado-de-gas>>. Acessado em 18 de setembro de 2022.

Nações Unidas Brasil. Guia para a COP26: O que é preciso saber sobre o maior evento climático do mundo. Disponível em: <<https://brasil.un.org/pt-br/156377-guia-para-cop26-o-que-e-preciso-saber-sobre-o-maior-evento-climatico-do-mundo>>. Acessado em 18 de setembro de 2022.

Operador Nacional do Sistema – ONS (a). Energia Agora Reservatórios.
Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/energia-agora/reservatorios>>. Acessado em 18 de setembro de 2022.

Operador Nacional do Sistema – ONS (b). Histórico da Operação – Geração de Energia. Disponível em: <http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx>. Acessado em 18 de setembro de 2022.

Operador Nacional do Sistema – ONS (c). Histórico da Operação – Energia Armazenada. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da->

operacao/historico-da-operacao/energia_armazenada.aspx>. Acessado em 18 de setembro de 2022.

República Federativa do Brasil. **Acordo De Paris - Contribuição Nacionalmente Determinada – NDC**. Brasília, 08 de fevereiro de 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/casacivil/pt-br/assuntos/comite-interministerial-sobre-mudanca-do-clima/arquivos-cimv/item-de-pauta-3-paris-agreement-brazil-ndc-final-1.pdf/view>. Acessado em 06 de novembro de 2022.

Sacchi, R.; Costa, H. K. M. **ERG-0110 Regulação da Geração Distribuída – Governança do Setor Elétrico Brasileiro**. Notas de Aula PECE, POLI, 2021.

SIMPLE ENERGY. **Separação Lastro e Energia. Novembro de 2021**. Disponível em: < <https://simpleenergy.com.br/separacao-lastro-e-energia-modernizacao-do-setor-eletrico-brasileiro/>>. Acesso em 6 de novembro de 2022.

Selo Perspectivas – E+ **Transição Energética. Paranorama e Perspectivas para o Gás Natural no Brasil**. Publicação de Agosto de 2020. Disponível em: < <https://emaisenergia.org/wp-content/uploads/2020/09/PanoramaPerspectivasGasNaturalBrasil.pdf>>. Acessado em 4 de novembro de 2022.

Wärtsilä. **Notícia presente no site da empresa – A conexão entre conversões de gás e energia limpa**. Disponível em: < <https://www.wartsila.com/insights/article/the-connection-between-gas-conversions-and-clean-energy>>. Acessado em 4 de novembro de 2022.