

revista brasileira de  
**ENERGIA**



Sociedade Brasileira de  
Planejamento Energético

Volume 28, Nº 1, 1º Trimestre de 2022

**Diagramação**

Kelly Fernanda dos Reis

**Revisão**

Arnaldo Walter e Kelly Fernanda dos Reis

**Revista Brasileira de Energia  
Vol. 28 - nº 1**

Itajubá, 2022 - SBPE

Editor: Arnaldo Walter  
326 p.

1 - Energia - artigos

2 - Publicação científica

ISSN: 2317-6652

É permitida a reprodução parcial ou total da obra, desde que citada a fonte.

revista brasileira de  
**ENERGIA**

A Revista Brasileira de Energia tem como missão: “divulgar trabalhos acadêmicos, estudos técnicos e resultados de pesquisas relacionadas ao planejamento energético do país e das suas relações regionais e internacionais”.

### **Editor Responsável**

Arnaldo Walter

ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-4931-1603>

Lattes: <http://lattes.cnpq.br/1348339517901277>

Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP

### **Comitê Editorial**

Alexandre Salem Szklo

Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ

Annemarlen Gehrke Castagna

Universidade Tecnológica Federal do Paraná - UTFPR

Edmilson Moutinho dos Santos

Universidade de São Paulo - USP

Helder Queiroz Pinto Junior

Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ

Joaquim Eugênio Abel Seabra

Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP

Kamyla Borges da Cunha

Instituto Clima e Sociedade - iCS

Luiz Augusto Horta Nogueira

Universidade Federal de Itajubá - UNIFEI

Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP

Mônica Cavalcanti Sá de Abreu

Universidade Federal do Ceará - UFC

Sergio Valdir Bajay

Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP

Virgínia Parente

Universidade de São Paulo - USP

A Revista Brasileira de Energia (RBE) é uma publicação da Sociedade Brasileira de Planejamento Energético (SBPE), editada trimestralmente.

### **Diretoria da SBPE**

Presidente: Edson da Costa Bortoni

Vice-Presidente: Rubem César Rodrigues Souza

Diretora de Eventos: Juliana Klas

Diretor de Publicações: Arnaldo Walter

Diretor Administrativo: Paula Meyer Soares

### **Conselho Fiscal**

Eduardo Mirko Valenzuela Tundera

Ivo Leandro Dorileo

Jamil Haddad

### **Conselho Consultivo**

Afonso Henriques Moreira Santos

Célio Bermann

Edmilson Moutinho dos Santos

Ivan Marques de Toledo Camargo

Jamil Haddad

José Roberto Moreira

Luiz Pinguelli Rosa

Maurício Tiommo Tolmasquim

Oswaldo Lívio Soliano Pereira

Sergio Valdir Bajay

### **Secretaria Executiva da SBPE**

Kelly Fernanda dos Reis e Lúcia Garrido Rios

Endereço: Av. BPS, 1303 – Pinheirinho

Itajubá – MG – CEP:37.500-903

E-mail: [exec@sbpe.org.br](mailto:exec@sbpe.org.br)

Os artigos podem ser enviados por meio do site da SBPE

**[www.sbpe.org.br](http://www.sbpe.org.br)**

# ESTATÍSTICAS

## Tempo para tomada de decisões

A partir deste número serão regularmente apresentadas estatísticas relativas ao processamento das submissões à Revista Brasileira de Energia. A partir de outubro de 2020, com a implantação de novos procedimentos gerenciais, foi possível reduzir significativamente o tempo de avaliação e tomada de decisões. Entretanto, embora os resultados alcançados já sejam significativos, ainda há muito a melhorar.

Para o conjunto de submissões analisadas desde outubro de 2020, por conta das pendências existentes, o tempo médio de tomada de decisão é longo – 292 dias –, sendo um pouco menor – 273 dias – para os artigos aceitos para publicação. O número de dias é contado da data de submissão até a data da decisão editorial final – aceitação ou rejeição, e nessa avaliação não estão sendo considerados os artigos publicados em número especial (no volume 27, números 2 e 3, publicados em 2021).

Já para as submissões que ocorreram a partir de outubro de 2020, e portanto excluindo dos resultados as pendências que existiam até então, o tempo médio de tomada de decisão é de 116 dias, sendo de 143 dias para os artigos aceitos. Para os 11 artigos publicados neste número, o tempo médio entre a submissão e a decisão editorial final foi de 158 dias.

Neste momento, o compromisso é alcançar e manter o tempo de tomada de decisão abaixo de 150 dias, para que o período entre submissão e efetiva publicação dos artigos aceitos não supere seis meses. Para isso, no entanto, a RBE ainda precisa consolidar sua base de dados de colaboradores para a revisão de artigos, estabelecer prazos menores para a submissão das novas versões, após a indicação das correções necessárias, e viabilizar a publicação *online* dos trabalhos aceitos, mesmo antes do fechamento da edição em que serão publicados.

## Artigos mais acessados

O gerenciamento das submissões à Revista Brasileira de Energia é feito desde março de 2018 pela plataforma *Open Journal Systems* (OJS). Todos os artigos já publicados pela RBE, desde 1989, estão disponíveis em formato eletrônico (ver <https://sbpe.org.br/index.php/rbe/issue/archive>) e a plataforma OJS registra o número de consultas a *abstracts* e os *downloads* dos artigos publicados, desde o início do gerenciamento das publicações.

Desde o início do monitoramento, em quatro anos houve mais de 114 mil *downloads* dos artigos publicados; o levantamento foi feito na segunda quinzena de março de 2022. Os cinco artigos mais acessados são apresentados na Tabela 1.

Já os artigos mais acessados em 2020 e 2021, até março de 2022, são apresentados nas Tabelas 2 e 3.

Em nome do Comitê Editorial da RBE, parabéns aos autores e agradeço a contribuição.

Tabela 1 - Os artigos mais acessados desde o início do monitoramento, em março de 2018

<b>Título</b>	<b>Autores</b>	<b>Ano</b>	<b>Volume e número</b>	<b>Número de downloads</b>
Sistemas de armazenamento de energia elétrica em redes inteligentes: Características, oportunidades e barreiras	Yáscara F. F. Costa e Silva, e Edson C. Bortoni	2016	v. 22 n. 01	6086
Dimensionamento de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica: Estudo de caso do sistema de Tubarão - SC	Osvaldo L. S. Pereira e Felipe F. Gonçalves	2008	v. 14 n. 01	5844
Principais subprodutos da agroindústria canvieira e sua valorização	Luís Cortez, Paulo Magalhães e Júlio Happ	1992	v. 02 n.02	5709
<i>Investment analysis for wind energy projects</i>	Wagner Sousa de Oliveira e Antônio Jorge Fernandes	2013	v. 19 n.02	4034
Política e gestão ambiental: conceitos e instrumentos	Alessandra Magrini	2011	v. 08 n. 01	2648

Tabela 2 - Os artigos mais acessados dentre os publicados em 2020

<b>Título</b>	<b>Autores</b>	<b>Ano</b>	<b>Volume e número</b>	<b>Número de downloads</b>
RenovaBio, uma análise sobre o programa e sua influência no desenvolvimento do mercado do biometano	Maxiane Cardoso e Hirdan Katarina de Medeiros Costa	2020	v. 26 n. 03	323
Fundamentos do planejamento energético centralizado e do descentralizado	Arthur Mendonça Quinhones Siqueira e Célio Bermann	2020	v. 26 n. 01	314
A regulação da geração distribuída no Brasil	Rodrigo Mota Rodi e Célio Bermann	2020	v. 26 n. 02	309

Tabela 3 - Os artigos mais acessados dentre os publicados em 2021

<b>Título</b>	<b>Autores</b>	<b>Ano</b>	<b>Volume e número</b>	<b>Número de downloads</b>
Energia solar fotovoltaica	Osvaldo Soliano Pereira e Ricardo Ruther	2021	v. 27 n. 03	297
Bioenergia no Brasil: onde estamos e quais nossos horizontes	Luiz Augusto Horta Nogueira, Rafael Silva Capaz e Electo Silva Lora	2021	v. 27 n. 03	235
A multidimensionalidade da pobreza no Brasil: um olhar sobre as políticas públicas e desafios da pobreza energética	Antonella Mazzone, Talita Cruz, Paula Bezerra, Régis Rathmann, André F. P. Lucena, Roberto Schaeffer e Alexandre Szklo	2021	v. 27 n. 03	217

**Arnaldo Walter**

Editor Responsável da Revista Brasileira de Energia

## EDITORIAL

Este é o primeiro número publicado em 2022 pela Revista Brasileira de Energia (RBE), e nele estão sendo introduzidas algumas alterações que devem ser mantidas nas edições subsequentes. A partir de agora, pretende-se apresentar regularmente estatísticas dos tempos de processamento das submissões e dos registros de acesso às publicações. Neste número estão sendo apresentadas as médias gerais do tempo de processamento, mas pretende-se apresentar em curto prazo os tempos por artigo publicado. Quanto aos registros de acesso, estão sendo apresentados os artigos mais acessados nos últimos quatro anos, a partir de 2018, quando o monitoramento começou a ser feito, e os mais acessados entre os artigos publicados nas edições de 2020 e 2021.

Também estamos introduzindo neste número a seção “Opinião”. O Comitê Editorial da RBE decidiu que as submissões para essa seção devem ser de autores convidados, a partir da identificação de temas de interesse e de pessoas que possam contribuir. Entretanto, interessados poderão enviar propostas, que serão analisadas pelo Comitê.

No presente número estão sendo publicados onze trabalhos que passaram pelo processo regular de análise por pares. Os artigos estão sendo publicados na sequência cronológica das submissões feitas.

O artigo de Alexandre Sylvio Vieira da Costa e Isabela Reis Queiroz apresenta as propriedades químicas e a composição do óleo de crambe, com a biomassa cultivada em condições especiais, que poderia ser usado na produção de biodiesel.

Gabriela Passos e coautores apresentam uma análise comparativa dos modelos regulatórios na distribuição de gás canalizado, tratando os casos do Brasil, da Argentina, dos Estados Unidos e da União Europeia.

Já o trabalho de Ana Cristina Kubo Almada e coautores apresenta uma estimativa do potencial de geração solar fotovoltaica no estado do Mato Grosso.

Irineu Petri Junior e coautores contribuem com a análise da qualidade da gasolina automotiva que foi comercializada nos postos de combustíveis de Lavras, Minas Gerais, no triênio 2018-2020.

Por sua vez, Tânia Galavote e coautores tratam do aproveitamento energético de resíduos sólidos urbanos, e nesse contexto abordam possíveis melhorias na política nacional de resíduos sólidos.

Gustavo Ferreira e coautores analisaram a evolução do consumo e da geração de eletricidade em estados do Nordeste do

Brasil, no período 2006 a 2020.

Já Gustavo Guimarães e Nival Almeida apresentam o histórico da indústria nuclear no Brasil, com foco em sua análise no possível desenvolvimento de reatores de tório, avançando na proposição de um mapa tecnológico.

A análise dos benefícios da geração distribuída solar fotovoltaica é o tema da contribuição de Guilherme Susteras e Alexandra Januário Susteras.

A partir da análise bibliométrica, Yuri Freitas Marcondes da Silva e coautores analisaram os impactos acadêmicos do projeto, da construção e operação do gasoduto Bolívia-Brasil.

O artigo de Cosme Rodolfo Roque dos Santos e coautores apresenta o modelo computacional que foi desenvolvido, bem como os resultados obtidos na predição dos preços horários de liquidação das diferenças na comercialização de energia elétrica, tendo sido empregada a técnica de aprendizado de máquina.

Por último, entre o conjunto de artigos publicados, a contribuição de Ricardo Silva Torres e coautores é uma análise jurídica da cobrança do ICMS na geração distribuída, com foco na solar fotovoltaica.

Finalmente, o artigo de Luiz Augusto Horta Nogueira é o primeiro publicado na seção “Opinião”, e é uma análise das contribuições de diferentes autores, mas sobretudo de Rudolf Clausius, na proposição e no desenvolvimento do conceito de entropia. A respeito, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), juntamente com a Sociedade Brasileira de Planejamento Energético (SBPE), promoveram um webinar em 17 de Março de 2022, intitulado “Afiml, o que é e para que serve a entropia”, cuja gravação está disponível no endereço <https://www.youtube.com/watch?v=w4OqtB558UM>.

Desejo a todos, ótimo leitura! Obrigado pela atenção.

**Arnaldo Walter**

Editor Responsável da Revista Brasileira de Energia

# SUMÁRIO

**PROPRIEDADES QUÍMICAS E COMPOSIÇÃO DO ÓLEO DE CRAMBE (CRAMBE ABYSSINICA) CULTIVADO COM LODO DE ESGOTO E ECO-GESSOS: UMA ANÁLISE VISANDO A PRODUÇÃO DE BIODIESEL.....12**

Alexandre Sylvio Vieira da Costa, Isabela Reis Queiroz

**COMPARAÇÃO DOS MODELOS REGULATÓRIOS DA DISTRIBUIÇÃO DE GÁS CANALIZADO NO BRASIL, ARGENTINA, EUA E UNIÃO EUROPEIA....31**

Gabriela Passos, Hirdan Katarina de Medeiros Costa, Giancarlo Ciola, Thiago Brito, Fernanda Munari Caputo Tomé, Edmilson Moutinho dos Santos

**POTENCIAL DE GERAÇÃO DE ENERGIA FOTOVOLTAICA NO ESTADO DE MATO GROSSO.....46**

Ana Cristina Kubo Almada, Jonathan Willian Zangeski Novais, Amanda Alves Rocha, Naara Soares dos Santos Brito, Dahiane dos Santos Oliveira Zangeski, Izaura de Oliveira Roberto

**ACOMPANHAMENTO DA QUALIDADE DA GASOLINA DOS POSTOS DE COMBUSTÍVEIS DE LAVRAS/MINAS GERAIS – TRIÊNIO 2018-2020.....58**

Irineu Petri Junior, Cristiane Alves Pereira, Lucas Renato de Oliveira Mourão, Yasmin Fernandes Silva

**ENERGY RECOVERY TECHNOLOGIES FROM MUNICIPAL SOLID WASTE: ENHANCING SOLID WASTE BRAZILIAN POLICY.....84**

Tânia Galavote, Aladim Fernando Cerqueira, Rahony Bregensk Alves, José Carlos Martins Ramalho, Luciana Harue Yamane, Renato Ribeiro Siman

**ANÁLISE DO CONSUMO E GERAÇÃO DE ELETRICIDADE DOS ESTADOS NORDESTINOS ENTRE 2006 E 2020.....125**

Gustavo Ferreira, Bruno Melo, César Lédio, Eduardo Cabral, Esdras Miranda, Francisco Israel, Francisco Renato, Jobel Preisler, José Janiere, Levi Nogueira, Luís L'Aiglón, Mauri Saraiva, Paulo Carvalho, Ricardo Castelo

**MAPA TECNOLÓGICO PARA INSERÇÃO DE REATORES DE TÓRIO NA AGENDA POLÍTICA DO BRASIL.....161**

Gustavo André Pereira Guimarães, Nival Nunes de Almeida

**CÁLCULO DOS BENEFÍCIOS ENERGÉTICOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA SOLAR FOTOVOLTAICA.....192**

Guilherme Susteras, Alexandra Januário Susteras

**IMPACTOS DO GASODUTO BOLÍVIA-BRASIL: UMA ANÁLISE BIBLIOMÉTRICA E QUALITATIVA.....217**

Yuri Freitas Marcondes da Silva, Anna Luisa Abreu Netto, Drielli Peyerl, Edmilson Moutinho dos Santos

**APLICAÇÃO DE APRENDIZADO DE MÁQUINA PARA PROJEÇÃO DO PREÇO HORÁRIO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS COMO SUPORTE ÀS ESTRATÉGIAS DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....243**

Cosme Rodolfo Roque dos Santos, Luiz Carlos Pereira da Silva, Roberto Castro, Rafael Francisco Marques

**ANÁLISE DA COBRANÇA DE ICMS NA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA...280**

Ricardo Silva Torres, Jamil Haddad, Gilberto Capistrano Cunha de Andrade, Isabella Pinto Barros de Andrade, Luiz Cristiano Oliveira de Andrade, Joselino Santana Filho

## **OPINIÃO**

**CLAUSIUS, A ENTROPIA E A SETA DO TEMPO.....301**

Luiz Augusto Horta Nogueira

## PROPRIEDADES QUÍMICAS E COMPOSIÇÃO DO ÓLEO DE CRAMBE (*CRAMBE ABYSSINICA*) CULTIVADO COM LODO DE ESGOTO E ECOGESSOS: UMA ANÁLISE VISANDO A PRODUÇÃO DE BIODIESEL

Alexandre Sylvio Vieira da Costa<sup>1</sup>  
Isabela Reis Queiroz<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Universidade Federal dos Vales do Jequitinhonha e Mucuri

DOI: 10.47168/rbe.v28i1.596

### RESUMO

A substituição dos combustíveis fósseis por fontes energéticas renováveis é uma demanda mundial ligada a crescente preocupação com a mitigação dos impactos ambientais. Neste contexto o biodiesel surge como opção. A transesterificação dos óleos vegetais ou gordura animal com álcool é a forma mais usual de produção desse combustível. Desta forma, a caracterização do óleo é de extrema importância para se obter um biodiesel de qualidade. Diante do contexto, o objetivo deste trabalho foi avaliar o teor de óleo produzido pelo *Crambe abyssinica*, cultivado com substratos contendo resíduos ambientais, e caracterizá-lo por meio da cromatografia gasosa acoplada a espectrometria de massa e do índice de acidez. O experimento foi composto por amostras de óleo de 12 tratamentos associados a variações de adubação nos substratos. As amostras foram obtidas por meio da extração sólido-líquido do óleo das sementes, utilizando o equipamento Soxhlet de extração contínua. O teor máximo de óleo atingiu 26%, o índice de acidez está dentro das especificações para produção de biodiesel e o perfil cromatográfico apontou predominância de ácidos graxos insaturados demonstrando o potencial do óleo de crambe para produção de biodiesel.

Palavras-chave: *Crambe abyssinica*; Caracterização; Ácidos graxos; Biocombustíveis.

## ABSTRACT

The replacement of fossil fuels with renewable energy sources is a worldwide demand linked to the growing concern with mitigation of environmental impacts. In this context, biodiesel appears as an option. The transesterification of vegetable oils or animal fat with alcohol is the most common production process of this fuel. The characterization of the oil is extremely important to obtain a quality biodiesel. Given the context, the objective of this work was to evaluate the oil content produced by *Crambe abyssinica*, cultivated with substrates containing environmental residues, and to characterize it through gas chromatography coupled to mass spectrometry and acidity index. The experiment consisted of oil samples from 12 treatments linked to substrate fertilization variations. Samples were obtained by solid-liquid extraction of oil from seeds using continuous extraction Soxhlet equipment. The maximum oil content reached 26%, the acidity index is within the specifications for biodiesel production, and the chromatographic profile indicated predominance of unsaturated fatty acids. This work ratified the potential of crambe oil for biodiesel production.

Keywords: *Crambe abyssinica*; Description; Fatty acids; Biofuel.

## 1. INTRODUÇÃO

A evolução econômica e tecnológica da humanidade está diretamente ligada à fonte de energia que lhe provém a sustentação. Atualmente essas fontes ainda são, na sua maioria, fósseis, tais como: petróleo, gás natural, carvão mineral, xisto, entre outros. A utilização destas formas de energia teve sua ascensão a partir da revolução industrial e, segundo o relatório da Organização de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), a demanda mundial de petróleo ultrapassou 100 milhões de barris diários em 2019 (FERREIRA, 2019). Estimativas apontam que as reservas mundiais de petróleo e gás natural durarão ao menos entre 50 e 67 anos (AIE, 2010). Dois fatores que podem dar relativa sobrevida ao combustível fóssil são a melhora das tecnologias de extração e descoberta de novas reservas.

Segundo o EIA (2020), do total da energia consumida no planeta, mais de 85% é originada de fontes não renováveis, como o petróleo, o carvão e o gás natural. Entre as economias mais desenvolvidas o Brasil tem destaque pela elevada utilização das fontes renováveis em sua matriz energética, como a hidroeletricidade, biomassa, energia solar e eólica. Isso tem explicação no clima tropical, na extensão territorial e características edafoclimáticas do país. A crescente diversificação das fontes de energia tem gerado uma grande gama de estudos que visam

contribuir com as questões energéticas globais (ABDALLA et al., 2008; TOLMASQUIM, 2012).

A utilização de biodiesel como combustível pode gerar benefícios ambientais, sociais e econômicos para o país, pois provêm de fontes renováveis, reduzindo as emissões que potencializam o efeito estufa (URQUIAGA et al., 2005).

O processo de produção de biodiesel mais utilizado é a transesterificação alcalina, que emprega um álcool (metanol ou etanol) juntamente com óleo ou gordura, formando ésteres e glicerol como produtos dessa reação (VÖLZ et al., 2007; ALVES, 2012). O processo que emprega o metanol é, geralmente, mais utilizado, pois propicia grandes vantagens de ordem técnico operacional e econômica. No entanto, no Brasil haveria uma grande vantagem na utilização de etanol na produção de biodiesel, devido a elevada produção a partir da cana-de-açúcar, tornando o processo de produção do biodiesel mais sustentável (SANTOS; POLEDNA, 2019). Chaves et al. (2020) demonstraram através de modelos computacionais a viabilidade de produção do biodiesel por meio de reação de transesterificação do triglicerídeo utilizando o etanol em substituição ao metanol.

O *Crambe abyssinica* é nativo da Etiópia e foi introduzido no Brasil nos anos 1990. Foi muito utilizado como forrageira e produtor de biomassa para cobertura de solos em áreas de plantio direto (FALASCA et al., 2010). Com o aumento do consumo de biodiesel no país, os agricultores demonstraram interesse em cultivar esta planta devido ao seu potencial para produção de óleos, baixo custo de manejo, ciclo curto, resistência a pragas, possibilidade de colheita mecanizada e utilização como cultura de inverno em entressafras (LAGHETTI et al., 1995).

A semente do crambe apresenta alto teor de ácidos graxos de elevado peso molecular, com predominância do ácido erúcico e do ácido oleico (TOEBE, 2010). A predominância do ácido erúcico deixa o óleo impróprio para consumo humano, pois é digerível apenas por ruminantes. No entanto, é uma interessante alternativa para a produção de biodiesel devido suas propriedades, como tolerância a temperaturas elevadas e maior degradabilidade em comparação aos seus homólogos derivados de petróleo (ONOVEROLI, 2012, LAZZERI; DE MATTEI, 1997).

Para o óleo derivado do crambe é grande a necessidade de se conhecer suas propriedades físico-químicas, que interferem direta e indiretamente no processo de produção e na qualidade final do biodiesel.

Já o lodo de esgoto, ou biossólido, é o resultado do tratamento dos resíduos líquidos urbanos (domésticos, comerciais e industriais) encaminhados por meio das redes coletoras às estações de tratamento de esgoto (ETEs). Os vários sistemas de tratamento originam lodos

com características físicas e químicas distintas (SANTOS, 2009).

Em relação à fertilidade, o lodo de esgoto típico apresenta em torno de 40% de matéria orgânica, 4% de nitrogênio e 2% de fósforo e demais macro e micronutrientes. É relatado, em muitos casos, o baixo teor de potássio (SIMONETE, 2003).

A aplicação de lodo de esgoto em solos agrícolas, como fertilizante orgânico ou condicionador do solo, avança significativamente no Brasil, seguindo uma tendência mundial e acompanhando a demanda gerada pelo acentuado crescimento no volume de esgoto tratado no país (TSUTIYA, 2001). Além de suas características físico-químicas favoráveis, como grande quantidade de nutrientes e matéria orgânica, a utilização do lodo de esgoto na agricultura tem-se tornado cada vez mais atraente, também, pelos baixos custos e redução dos impactos ambientais (GALDOS et al. 2004).

O gesso agrícola é um subproduto das indústrias de fertilizantes fosfatados e que também é produzido de forma similar em jazidas de gipsitas. (OLIVEIRA et al., 2012). Movimenta-se para as camadas inferiores no solo, disponibilizando nutrientes como o cálcio, magnésio e potássio. Além disso, o maior teor de cálcio dissociado do sulfato promove o deslocamento do alumínio do complexo do solo para a solução, formando compostos não tóxicos às culturas (RAMPIM et al., 2013). O gesso também promove efeitos benéficos nas propriedades físicas do solo, podendo aumentar a infiltração e a capacidade de retenção de água em função da floculação da argila, possibilitando maior estabilidade para os agregados e prevenção do encrostamento superficial (ROSA JUNIOR et al., 2007).

O presente trabalho teve como objetivo avaliar o rendimento, a composição química, e a acidez do óleo de crambe cultivado em solos utilizando resíduos no processo de produção (lodo de esgoto e ecogessos).

## 2. MATERIAL E MÉTODOS

O trabalho foi conduzido no período de fevereiro a maio de 2017, em casa de vegetação no Instituto de Ciências Agrárias (ICA) da UFMG, localizado em Montes Claros – MG (latitude 16° 51' 38" S e longitude 44° 55' 00" W). O clima da região, segundo a classificação de Köppen, é Aw (tropical de savana, com inverno seco e verão chuvoso).

Nesse experimento foram utilizadas, para a semeadura, nove sementes de crambe (*Crambe abyssinica*, cultivar FMS Brilhante) por vaso. Após a germinação das sementes realizou-se o desbaste, restando duas plantas por recipiente.

No preparo dos substratos foram utilizados vasos de três litros

conteúdo solo do Cerrado submetido a calagem pelo método de saturação de bases (V%). Foram adicionadas doses de lodo de esgoto compostado e ecogessos. O delineamento experimental empregado foi inteiramente casualizado, em esquema fatorial 5x2+2; sendo cinco doses de lodo de esgoto (0, 5, 10, 15 e 20 t ha<sup>-1</sup>), dois tipos de ecogessos calcítico e dolomítico e dois tratamentos adicionais (adubação química convencional associada ao ecogesso calcítico e ao ecogesso dolomítico). Os ecogessos foram produzidos em laboratório pela reação do ácido sulfúrico residual de baterias automotivas usadas e purificadas em filtro de celulose com o calcário calcítico para produção do ecogesso calcítico (CaSO<sub>4</sub>+CaCO<sub>3</sub>.2H<sub>2</sub>O), e com o calcário dolomítico para produção do ecogesso dolomítico (CaSO<sub>4</sub>+CaMgCO<sub>3</sub>.2H<sub>2</sub>O).

As análises químicas e físicas do solo utilizado foram realizadas de acordo com metodologias descritas pela EMBRAPA (2013). A Tabela 1 dispõe sobre as características químicas e físicas do solo utilizado como substrato. As análises químicas do lodo de esgoto e dos ecogessos seguiram os padrões determinados pela USEPA (1993). As Tabelas 2 e 3 apresentam, respectivamente, as características químicas do lodo de esgoto e ecogessos, utilizados para composição do substrato. Na Tabela 4 estão dispostos os teores de metais tóxicos presentes nesse subproduto. De acordo com a resolução 375/2006 do Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA), esse material está apto para uso agrícola.

Tabela 1 - Características químicas e físicas do solo Neossolo utilizado como substrato para cultivo de *Crambe abyssinica*

pH	P	K	Ca	Mg	Al	MO	Ar Gr	Ar F	Arg	Sil	Tex
(em H <sub>2</sub> O)	g dm <sup>-3</sup>		cmolc dm <sup>-3</sup>			dag kg <sup>-1</sup>					
5,3	0,08	10	0,4	0,16	0,5	2,9	34,5	43,5	12	10	Ar

Tabela 2 - Características químicas dos ecogessos utilizados no substrato para cultivo de *Crambe abyssinica*

Ecogesso	MgO	CaO	Ca	S	Cd	Hg	Ar	Cr	Se	Ni	Pb
	%				mg/kg <sup>-1</sup>						
Calcítico	-	35,21	25,16	13,39	< 5,00	< 0,10	< 10,00	15,93	< 10,00	< 10,00	14,44
Dolomítico	8,54	30,58	-	12,33	2,07	< 0,10	< 20,00	15,47	< 10,00	11,31	22,22

Tabela 3 - Características químicas do lodo de esgoto não compostado e do lodo compostado utilizados como fertilizantes no cultivo de *Crambe abyssinica*

	pH	N	P	K	Ca	Mg	S	B	Fe	Mn	MO	CO	C/N
	CaCl <sub>2</sub>	%											
LE	6,15	2,43	2,1	<1	2,44	<0,5	2,4	<0,1	2,45	<0,05	10,2	17	6,87

Notas: LE= lodo de esgoto compostado. MO = matéria orgânica; CO = carbono oxidável; C/N = relação carbono nitrogênio

Tabela 4 - Concentração de metais tóxicos presentes no lodo de esgoto compostado

Metal	Ba	Cu	Zn	As	Cd	Pb	Cr	Hg	Ni	Mo	Se	C/N
	mg kg <sup>-1</sup>											
LC	161,8	<0,05%	0,09%	<0,02	<0,02	<0,02	4,2	0,5	22,2	<0,01	<0,2	6,87

LC= lodo compostado

Os vasos receberam, proporcionalmente, 600 kg ha<sup>-1</sup> de ecogesso calcítico ou dolomítico, calculado na proporção volume do solo do vaso e volume do solo no campo na profundidade de 20 centímetros. O cálculo da quantidade de ecogesso aplicado foi realizado em função do teor de argila do solo. Os tratamentos adicionais receberam 300 kg ha<sup>-1</sup> de NPK (4-14-8) de acordo com Soratto et al. (2013). Desta forma o experimento foi composto por 12 tratamentos, que estão representados na Tabela 5.

Utilizou-se quatro repetições por tratamento, totalizando 48 parcelas. A unidade experimental foi formada por duas plantas por vaso. O experimento foi conduzido durante 90 dias controlando o processo de irrigação, visando evitar o estresse hídrico das plantas.

Ao final do ciclo das plantas, os frutos do crambe produzidos no experimento foram mantidos nas plantas até a completa secagem e, em seguida foram coletados individualmente por tratamento. Após a coleta dos frutos, as sementes foram separadas e maceradas com o intuito de aumentar a superfície de contato da amostra com o solvente. Foram pesados três gramas de sementes maceradas de cada tratamento e preparados para extração em aparelho tipo Soxhlet de extração contínua.

Tabela 5 - Tratamentos utilizados nos vasos para cultivo de *Crambe abyssynica*

Tratamento	Dose de adubo por vaso de três litros
T1	0 t ha <sup>-1</sup> de lodo de esgoto e 600 kg ha <sup>-1</sup> de ecogesso calcítico
T2	5 t ha <sup>-1</sup> de lodo de esgoto e 600 kg ha <sup>-1</sup> de ecogesso calcítico
T3	10 t ha <sup>-1</sup> de lodo de esgoto e 600 kg ha <sup>-1</sup> ecogesso calcítico
T4	15 t ha <sup>-1</sup> de lodo de esgoto e 600 kg ha <sup>-1</sup> ecogesso calcítico
T5	20 t ha <sup>-1</sup> de lodo de esgoto e 600 kg ha <sup>-1</sup> ecogesso calcítico
T6	0 t ha <sup>-1</sup> de lodo de esgoto e 600 kg ha <sup>-1</sup> ecogesso dolomítico
T7	5 t ha <sup>-1</sup> de lodo de esgoto e 600 kg ha <sup>-1</sup> ecogesso dolomítico
T8	10 t ha <sup>-1</sup> de lodo de esgoto e 600 kg ha <sup>-1</sup> ecogesso dolomítico
T9	15 t ha <sup>-1</sup> de lodo de esgoto e 600 kg ha <sup>-1</sup> ecogesso dolomítico
T10	20 t ha <sup>-1</sup> de lodo de esgoto e 600 kg ha <sup>-1</sup> ecogesso dolomítico
T11	300 kg ha <sup>-1</sup> de NPK (4-14-8) e 600 kg ha <sup>-1</sup> ecogesso calcítico
T12	300 kg ha <sup>-1</sup> de NPK (4-14-8) e 600 kg ha <sup>-1</sup> ecogesso dolomítico

O óleo foi extraído utilizando a metodologia descrita pelo Instituto Adolfo Lutz (2008). Foram adicionados 100 mL de hexano e a mistura mantida sob aquecimento constante em banho maria, durante quatro horas, a 130°C. O rendimento do teor de óleo foi calculado, utilizando-se a média das duas extrações por tratamento, através da relação:

$$\eta = \frac{m \text{ extrato}}{m \text{ amostra}} \times 100$$

Onde:

$\eta$  = eficiência do processo, em porcentagem

m extrato = massa (g) do extrato obtido após a evaporação

m amostra = massa (g) de sólido utilizada

O índice de acidez foi determinado na metodologia descrita pelo Instituto Adolfo Lutz (2008). Em um erlenmeyer de 50 mL foi colocado 0,2 g da amostra de óleo e adicionados 0,25 mL de solução de éter etílico e álcool etílico (2:1), agitados até a completa diluição do

óleo. Acrescentou-se uma gota do indicador ácido/base fenolftaleína e procedeu-se a titulação com solução de NaOH 0,01M até o surgimento da coloração rósea, estável por 30 segundos (MENDES, 2011). O índice de acidez (mg NaOH g<sup>-1</sup> óleo) foi calculado por meio da equação:

$$\text{Índice de acidez} = \frac{v \cdot f \cdot 5,61}{P}$$

Onde:

v = volume em mL da solução de NaOH 0,01M gasto na titulação

f = normalidade da solução de NaOH;

P = massa da amostra de óleo em gramas;

A preparação dos óleos fixos foi realizada em um balão de fundo redondo (50 mL) no qual foram adicionados 20,00 mg da amostra, em seguida 5 mL de solução de KOH em metanol (0,5 mol L<sup>-1</sup>, m/v), aquecendo a mistura a 100°C por uma hora, sob refluxo. Para a esterificação, 2 mL de solução de HCl em metanol (4:1, v/v) foram adicionados à mistura e aquecida novamente à 100°C, por uma hora. Procedeu-se à extração dos ésteres metílicos e, após o resfriamento, foi realizada a adição de 5,0 mL de H<sub>2</sub>O destilada e, em seguida, os derivados obtidos extraídos com diclorometano. Após a extração, a fase orgânica foi secada com sulfato de magnésio anidro, filtrada e concentrada. O resíduo obtido, após completa remoção do solvente foi redissolvido em 1,0 mL de diclorometano e analisado por cromatografia gasosa (CG- EM).

As análises cromatográficas foram realizadas em cromatógrafo a gás da *Agilent Technologies* (GC 7890A) equipado com detector de massas (CG-EM) e coluna capilar DB- 5MS (*Agilent Technologies*, 30 m comprimento x 0,25 mm diâmetro interno x 0,25 µm espessura do filme) (BARBOSA et al., 2014). Hélio (99,9999% de pureza) foi utilizado como gás de arraste a uma taxa de 0,8 mL min<sup>-1</sup>. Utilizando um auto-injetor (CTC combiPaL), 1 µL da amostra foi injetada no cromatógrafo a uma razão de *split* 1:10. O injetor *split/splitless* foi mantido a 240°C. A coluna cromatográfica inicialmente a 150°C, isoterma por dois minutos, foi aquecida a uma taxa de 4°C min<sup>-1</sup> até 230°C e, em seguida, até 240°C a uma taxa de 10°C min<sup>-1</sup>. Após a separação dos compostos a temperatura foi mantida até 240°C permanecendo por cinco minutos (*post run*). A temperatura da interface do sistema CG-EM foi mantida a

280°C. O detector de massas operou com ionização por impacto de elétrons de 70 eV e varredura de massas de 30 a 600 m/z (SILVÉRIO et al., 2008). A identificação dos componentes das amostras foi realizada por comparação dos espectros de massas do banco de dados do aparelho (NIST).

### 3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Os dados obtidos referentes aos valores médios do teor de óleo nas sementes de crambe e o índice de acidez encontram-se na Tabela 6.

Nos substratos que não receberam lodo de esgoto (dose 0 t ha<sup>-1</sup>) as plantas não sobreviveram, não sendo possível a obtenção do óleo. Este fato comprovou o potencial do lodo de esgoto em melhorar as propriedades químicas do solo, fornecendo matéria orgânica e nutrientes para as plantas e favorecendo sua sobrevivência e desenvolvimento.

A produção máxima de óleo pelas sementes atingiu valores próximos a 25% nos tratamentos com 5 e 10 toneladas de lodo de esgoto aplicados no solo associados a 600 kg ha<sup>-1</sup> de ecogesso dolomítico ou calcítico (Tratamentos T2, T7 e T8). De maneira geral as médias dos tratamentos formulados com lodo foram iguais, e/ou na sua maioria superiores estatisticamente, aos tratamentos formulados com adubação convencional (T11 e T12). Em relação ao índice de acidez, os maiores valores foram obtidos nos tratamentos T8 e T9 com a utilização de 10 e 15 t ha<sup>-1</sup> de lodo de esgoto e ecogesso dolomítico, respectivamente.

Tabela 6 - Valores médios do teor de óleo (%) e índice de acidez (mg KOH g amostra<sup>-1</sup>) em óleo bruto de crambe obtidos em cada tratamento (composto por 12 variações de adubação nos substratos)

Propriedade	Tratamento											
	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8	T9	T10	T11	T12
Teor de óleo (%)	-	24,28a	22,77a	20,36b	18,81b	-	23,70a	23,41a	21,57ab	22,56a	19,04b	19,45b
Índice de acidez (mg KOH/g)	-	0,47d	0,74bc	0,49d	0,58cd	-	0,69bc	0,97a	0,80ab	0,73bc	0,56cd	0,72bc

\*Médias seguidas pela mesma letra na linha não diferem entre si pelo teste t (ps0,05).

\*\*T1= 0t ha<sup>-1</sup> LE+600kg ha<sup>-1</sup> EC; T2= 5t ha<sup>-1</sup> LE+600kg ha<sup>-1</sup> EC; T3= 10t ha<sup>-1</sup> LE+600kg ha<sup>-1</sup> EC; T4= 15t ha<sup>-1</sup> LE+600kg ha<sup>-1</sup> EC; T5= 20t ha<sup>-1</sup> LE+600kg ha<sup>-1</sup> EC; T6= 0t ha<sup>-1</sup> LE+600kg ha<sup>-1</sup> ED; T7= 5t ha<sup>-1</sup> LE+600kg ha<sup>-1</sup> ED; T8= 10t ha<sup>-1</sup> LE+600kg ha<sup>-1</sup> ED; T9= 15t ha<sup>-1</sup> LE+600kg ha<sup>-1</sup> ED; T10= 20t ha<sup>-1</sup> LE+600kg ha<sup>-1</sup> ED; T11= 300kg NPK (4-14-8) ha<sup>-1</sup> LE+600kg ha<sup>-1</sup> EC; T12= 300kg NPK (4-14-8) ha<sup>-1</sup> LE+600kg ha<sup>-1</sup> ED.

\*\*\*LE = Lodo de Esgoto; EC = Ecogesso calcítico; ED = Ecogesso dolomítico

Em seus experimentos Pitol (2008) encontrou uma variação entre 26 e 38% no teor de óleo de crambe. Neste trabalho o teor de óleo chegou próximo a 25%, contudo não foi observado rendimento máximo de 38% como descrito na literatura. A diferença entre os teores de óleo pode ter ocorrido pela redução do ciclo da oleaginosa, média 90 dias, segundo pesquisas realizadas por Pitol et al. (2010). Neste trabalho o ciclo das plantas atingiu 70 dias. Esta redução no ciclo provavelmente ocorreu devido as elevadas temperaturas (máximas diárias acima de 30°C), promovendo a diminuição do período de granação, reduzindo a produtividade de sementes e conseqüentemente do óleo de crambe (BRITO 2013; SILVA et al., 2010).

Além das condições climáticas, o solo e a fertilização também são responsáveis pela variação no teor de óleo nas plantas (MORAIS, 2009). Desta forma, o menor rendimento de óleo observado nos tratamentos com fertilizante químico NPK (T11e T12) pode ser explicado pela menor quantidade de matéria orgânica nesses substratos. A matéria orgânica desempenha um papel fundamental na manutenção das funções do solo; além de atuar como fonte gradual de nutrientes para as plantas, aumenta a CTC, melhora a estrutura/estabilidade do solo e retenção de água (COSTA et al., 2013).

O índice de acidez é uma das principais análises realizadas, pois elevados valores destes índices podem interferir negativamente na transesterificação (reação de produção do biodiesel), favorecendo a reação de saponificação, transformando os ácidos graxos em sabão com formação de moléculas de água (PISARELLO; DALLA COSTA, 2010). Segundo Silva et al. (2011), conhecer a acidez do óleo e do seu produto final é importante visando evitar problemas no processo reacional associados ao aumento do consumo do catalisador, ocorrência de reações paralelas e deterioração do motor.

No presente trabalho, o índice de acidez apresentou valor máximo de 0,97 mg KOH/g no tratamento 8 (Tabela 6). Os demais tratamentos não ultrapassaram 0,80 mg KOH/g, valor limite, indicado pela Portaria Nº 255 da ANP (2013), para garantir a qualidade do biodiesel. Segundo Dorado et al. (2002), para uma reação completa na produção de biodiesel o índice de acidez deve ser inferior a 0,80 mg KOH/g ou 3% g de ácido oleico. Silva et al. (2013) avaliaram a qualidade do óleo bruto de crambe extraído dos grãos submetidos a diferentes métodos de secagem e encontraram valores que variaram de 0,43 a 0,61 mg KOH/g. No entanto, Jasper et al. (2013), estudando a qualidade do óleo de crambe produzido em plantio direto, encontraram um índice de acidez de 3,64 mg KOH/g, muito acima do limite indicado pela legislação.

A comparação estatística das médias do índice de acidez do crambe demonstrou diferenças entre os tratamentos, entretanto essa

disparidade sugere um padrão em relação ao aumento das doses de lodo no substrato, assim como ao tipo de ecogesso utilizado, se o calcítico ou dolomítico. De modo geral, as variações no índice de acidez estão geralmente associadas a fatores com genética vegetal, época de colheita, maturidade e umidade das sementes, tempo decorrido entre colheita e processamento, o solvente empregado na extração, o tamanho das partículas e o tempo e/ou temperatura de extração (RIBEIRO; SERAVALLI, 2004).

A composição do óleo de crambe obtida por cromatografia gasosa está descrita na Tabela 7. O perfil cromatográfico do óleo de *Crambe abyssinica* mostra associação com os dados descritos na literatura (Tabela 8). A exceção ocorreu apenas em relação ao ácido erúxico, uma vez que este ácido graxo não foi identificado nas corridas cromatográficas realizadas com a metodologia descrita neste trabalho.

Neste estudo o perfil dos ácidos graxos do óleo de crambe apresentou pequenas diferenças entre os tratamentos e não acompanhou a variação da composição do substrato utilizado, sem uma relação direta entre a adubação aplicada no experimento e a quantificação dos ácidos graxos observada. Muitas pesquisas apontam que essas mudanças no perfil de ácidos graxos das oleaginosas estão mais associadas a latitude geográfica do que a outros fatores. Esse fato foi observado em algumas culturas de interesse econômico, como a canola (DENG; SCARTH, 1998), o amendoim (FAYYAZ- UI- HASSAAN; AHMED, 2012), e o girassol (ONEMLI, 2012). Uma exceção ocorre quando se trabalha com variações drásticas e/ou omissões de nutrientes no solo como o fósforo e enxofre, essenciais ao desenvolvimento da planta e produção de óleo (FERNANDES et al., 2018).

Para Lajara et al. (1990) a composição dos ácidos graxos das oleaginosas está relacionada mais especificamente às condições locais de temperatura desde o momento do plantio até a maturação do fruto. Desta forma as plantas de uma mesma variedade submetidas a variações de temperaturas podem produzir diferentes proporções de ácidos graxos.

Segundo Deng e Scarth (1998), quando o desenvolvimento das sementes ocorre em temperaturas altas, os óleos fixos são mais ricos em ácidos graxos saturados e monoinsaturados e pobres em poli insaturados, comparadas àquelas que se desenvolveram em temperaturas mais baixas. Este fato foi observado neste trabalho. As plantas de cambe foram cultivadas em temperaturas elevadas constatando-se a predominância de ácidos graxos monoinsaturados.

Para produção de biodiesel, os óleos com melhor qualidade e que geram menos problemas para os motores a diesel são os ricos em ácidos graxos saturados e mono insaturados, os quais possuem maior estabilidade oxidativa e maior índice de cetano (KNOTHE, 2005).

Tabela 7 - Composição em percentual de ácidos graxos do óleo extraído das sementes de *Crambe abyssinica* nos tratamentos

Ácido graxo	Símbolo	Composição em percentual de ácidos graxos do óleo de <i>crambe</i> nos tratamentos												
		TR	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8	T9	T10	T11	T12
Ácido palmítico	C16:0	14,35	-	4,97	5,17	4,37	4,54	-	5,19	4,55	4,57	4,38	4,47	4,55
Ácido linoleico/ Ácido linolelaídico	C18:2 <sup>10,12</sup>	18,07	-	15,69	15,68	19,39	18,19	-	14,02	17,18	15,96	18,05	17,83	17,08
Ácido linolênico/ Ácido etaláidico/ Ácido oléico	C18:2 <sup>10,12,15</sup> C18:1 <sup>10</sup>	18,23	-	62,60	64,15	61,27	61,41	-	62,01	62,46	65,67	62,81	62,64	62,37
Ácido esteárico	C18:0	18,84	-	2,74	2,28	2,26	2,16	-	3,08	2,26	2,11	2,25	2,18	2,62
Ácido cis-11- eicosenoico	C20:1 <sup>11</sup>	22,55	-	7,66	7,54	7,34	8,64	-	8,72	8,57	5,9	7,21	7,96	9,29
Ácido araquídico	C20:0	23,18	-	2,94	3,92	3,02	2,74	-	4,01	2,89	2,01	2,81	2,81	2,89

Nota: TR= Tempo de retenção.

\*\*T1= 0t ha-1 LE+600kg ha-1 EC; T2= 5t ha-1 LE+600kg ha-1 EC; T3= 10t ha-1 LE+600kg ha-1 EC; T4= 15t ha-1 LE+600kg ha-1 EC; T5= 20t ha-1 LE+600kg ha-1 EC; T6= 0t ha-1 LE+600kg ha-1 ED; T7= 5t ha-1 LE+600kg ha-1 ED; T8= 10t ha-1 LE+600kg ha-1 ED; T9= 15t ha-1 LE+600kg ha-1 ED; T10= 20t ha-1 LE+600kg ha-1 ED; T11= 300kg NPK (4-14-8) ha-1 LE+600kg ha-1 EC; T12= 300kg NPK (4-14-8) ha-1 LE+600kg ha-1 ED.

\*\*\*LE = Lodo de Esgoto; EC = Ecogesso calcítico; ED = Ecogesso dolomítico

Tabela 8 - Composição em percentual de ácidos graxos do óleo crambe (*Crambe abyssinica*) de acordo com a literatura

Ácido Graxo	Símbolo	Percentual de ácidos graxos, no óleo <i>crambe</i> , descrito na literatura						
		Silva et al. (2009)	Bras (2011)	Gomes Jr (2010)	Melo (2010)	Singh e Singh (2010)	He e Tompsom (2006)	Fonseca et al. (2011)
Palmítico	C16:0	-	1,3	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Esteárico	C18:0	1,1	0,6	0,7	-	1,0	0,9	0,9
Oléico	C18:1	17,8	13,0	18	19,0	19,0	17,8	19,0
Linoléico	C18:2	6,1	6,5	9,4	9,0	9,0	8,1	8,8
Linolênico	C18:3	2,8	4,1	6,5	-	-	-	4,7
Araquídico	C20:0	1,7	1,0	0,8	2,0	2,0	-	0,9
Gadoléico	C20:1	6,7	-	2,0	-	1,0	3,7	3,6
Behênico	C22:0	3,7	2,4	-	-	1,0	-	2,1
Erúcido	C22:1	56,7	64,5	55,9	59,0	59,0	54,2	57,2
Lignocérico	C24:0	-	0,8	-	-	1,0	-	0,8
Nervônico	C24:1	-	-	-	-	-	-	0,1
Outros		-	-	-	-	5,0	13,3	-

De acordo com a Tabela 8, os trabalhos descritos apontam que o ácido graxo predominante no óleo de crambe é o ácido erúcico, compondo em média mais de 50% do perfil de ácidos graxos totais da oleaginosa. Contudo, considerando a metodologia de separação e identificação empregada neste experimento, não foi identificada a presença do ácido erúcico em nenhum dos tratamentos utilizados (Tabela 7).

Para a identificação dos ácidos graxos, neste estudo foi utilizada a cromatografia gasosa acoplada a espectrometria de massas. Esse método identifica eletronicamente os componentes do óleo, que são separados de acordo com as diferentes temperaturas de ebulição e interações com a fase estacionária da coluna de separação. Cada molécula a ser identificada adere-se a coluna em um tempo diferente denominado tempo de retenção.

Barbosa et al. (2009), avaliando os ácidos graxos de óleos comerciais através de cromatografia gasosa e diferentes colunas e detectores, observaram que o tempo de retenção do ácido erúcico variou entre 70 e 74 minutos. Segundo os mesmos autores, utilizando cromatógrafo a gás acoplado ao detector de ionização de massas (CG-DIC), para caracterização de sedimentos marinhos, obtiveram tempo de retenção para o ácido erúcico de 44 minutos.

O maior tempo de retenção verificado neste experimento foi o do ácido eraquídico (C20:0), que atingiu o tempo de 23 minutos e 18 segundos com a detecção do ácido erúcico (C22:1) sendo superior a este tempo. Os motivos pelos quais o ácido erúcico apresenta elevado tempo de retenção na cromatografia gasosa provavelmente estão relacionados a sua longa cadeia de carbono e alta temperatura de ebulição, período superior ao tempo máximo das análises realizadas na cromatografia neste trabalho.

#### 4. CONCLUSÕES

Conforme os resultados obtidos neste experimento, verificamos que o cultivo de crambe foi influenciado positivamente pela adubação com lodo de esgoto e ecogessos, gerando produção de óleo igual ou superior às plantas fertilizadas com adubação convencional. O índice de acidez do óleo de crambe cultivado com resíduos ambientais está de acordo com dos padrões indicados pela ANP. O perfil cromatográfico do óleo de crambe não foi influenciado pela adubação alternativa, apresentando maior presença de ácidos graxos monoinsaturados e, com exceção ao ácido erúcico, demonstrou conformidade aos perfis descritos na literatura. O óleo extraído dos frutos das plantas de *Crambe abyssinica* adubadas com lodo de esgoto e ecogesso calcítico e

dolomítico apresentou características físico-químicas favoráveis para a produção de biodiesel.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANP-AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO. (2003). Portaria ANP Nº.255 de 15 de setembro de 2003, publicada no D.O.U. em 16 de setembro de 2003.

ALVES, C. T. (2012). Transesterificação de Óleos e Gorduras Residuais via rotas metálica e etélica utilizando o catalisador Aluminato de Zinco, em presença ou não de CO<sub>2</sub> supercrítico. (Tese de Doutorado em Engenharia Industrial). Universidade Federal da Bahia, Salvador. 213p.

ABDALLA, A. L.; SILVA FILHO, J. C.; GODOI, A. R.; CARMO, A. de A.; EDUARDO, J. L. de P. (2008). Utilização de subprodutos da indústria de biodiesel na alimentação de ruminantes. Revista Brasileira de Zootecnia, v. 37, p.260-258.

AIE. (2010). World Energy Outlook OECD-IEA, International Energy Agency, Paris.

BARBOSA, B. S.; NUNOMURA, S. M.; FIGLIUOLO, R. (2009). Análise de ácidos graxos insaturados por cromatografia gasosa de alta resolução. XVIII Jornada de Iniciação Científica PIBIC CNPq/ FAPESP/ IPNA, Manaus.

BARBOSA, E. S.; EVANGELISTA, G. F.; PIMENTA, E. M.; SILVÉRIO, F. O. PINHO, G. P. (2014). Otimização e validação da extração de sólido-líquido e purificação em baixa temperatura de HPAs em lodo de esgoto. Química Nova, v.37, n.3, p.404-410.

BRÁS, P.(2011). Caracterização nutricional de coprodutos da extração de óleo em grãos vegetais em dietas de ovinos (dissertação de Mestrado); Instituto de Zootecnia - IZ, Nova Odessa, SP.

BRASIL. (2006). Conselho Nacional do Meio Ambiente - CONAMA. Resolução n. 375 de 29 de agosto de 2006. Define critérios e procedimentos, para o uso agrícola de lodos de esgoto gerados em estações de tratamento de esgoto sanitário e seus produtos derivados, e dá outras providências. Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil, Poder Executivo, Brasília, n. 167, p. 141-146, ago. 2006.

BRITO, D. M. C. (2013). Effects of nitrates apply on plant growth, nitrogen, phosphorus and potassium accumulation, and nitrate reductase activity in crambe. Journal of Plant Nutrition, v. 36, p. 275-283.

CHAVES, L. A. O.; ALMEIDA, L. N.; AMARAL, M. C.; CRUZ, L. G. Z.; SÃ, J. C. F. A. (2020). Análise paramétrica do processo da produção de biodiesel a partir do etanol por simulação computacional. *Brazilian Journal of Development*. v.6, n.3, p.14383-14393.

COSTA, E. M.; SILVA, H. F.; RIBEIRO, P. R. A. (2013). Matéria orgânica do solo e o seu papel na manutenção e produtividade dos sistemas agrícolas. *Enciclopédia Biosfera*, v.9, n.17, p.1842-1860.

DENG, X.; SCARTH, R. (1998). Temperature effects on fatty acid composition during development of low-linolenic oilseed rape (*Brassica napus* L.). *J. Am. Oil Chem. Soc.* v.75, p.759–766.

DORADO, M. P.; ARNAL, J. M.; GOMES, J.; GIL, A.; LOPES, J.. (2002). The effect of waste vegetable oil blend with diesel fuel on engine performance. *Transactions of the ASAE*, v. 45, p. 525-529.

EMBRAPA - Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária. (2013). Sistema brasileiro de classificação de solos. 3. ed. 353p. Brasília.

EIA (2020). Annual energy outlook 2020 with projections to 2050. US Energy Information Administration.

FALASCA, S. L.; FLORES, N.; LAMAS, M. C.; CARBALLO, S. M.; ANSCHAU, A. (2010). *Crambe abyssinica*: Anal most unknown crop with a promissory future to produce biodiesel in Argentina. *International Journal of Hydrogen Energy*, v.35, p.5808-5811.

FAYYAZ- UI- HASSAAN E AHMED, M. (2012). Oil and fatty acid composition of peanut cultivars grown in Pakistan. *Pakistan Journal of Botany*, v. 44, p. 627-630.

FERREIRA, J. P. (2019). Consumo mundial de petróleo vai bater o recorde dos 100 milhões de barris diários no terceiro trimestre de 2019. *O Jornal Económico*, Lisboa, maio 2019. Disponível em: < <https://jornaleconomico.sapo.pt/noticias/consumo-mundial-de-petroleo-vai-bater-o-recorde-dos-100-milhoes-de-barris-diarrios-no-terceiro-trimestre-de-2019-444613>>. Acesso em: 24 nov. 2019.

FERNANDES, M. S.; SOUZA, S. .; SANTOS, L.A. (2018). Nutrição mineral de plantas. 2. ed. ed. Viçosa: Sociedade Brasileira de Ciência do Solo - SBCS. 670 p.

FONSECA, F.C.; BROTTTO, M.C.; VECHIATTO, W.W.D.; COSTA, B.J.; ADÃO, D.C.; ZAGONEL, G.F.; MOREIRA, M.A.C.; LAURINDO, J.C.; SUCHEK, E.M. (2011). Biodiesel sazonal: a problemática do controle de qualidade; VI Congresso Internacional de Bioenergia, Curitiba, PR.

GALDOS, M. V.; MARIA, I. C.; CAMARGO, O. A. (2004). Atributos químicos e produção de milho em um Latossolo Vermelho eutroférico tratado com lodo de esgoto. *Revista Brasileira de Ciência de Solo*, v.28, p.569-577.

GOMES JR, S. B. (2010). Avaliação técnica e econômica da aplicação de óleo vegetal de crambe como isolante elétrico em comparação com óleo de soja (trabalho de conclusão de Mestrado Profissional); Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento – LACTEC e Instituto de Engenharia do Paraná – IEP, Curitiba.

HE, B. B.; THOMPSON, J.C. (2006). Characterization of Crude Glycerol from Biodiesel Production from Multiple Feedstocks, *American Society of Agricultural and Biological Engineers*, v. 22, 2, p. 261-265.

JASPER, S. P.; BIAGGIONI, M. A. M.; SILVA, P. R. A. (2013). Caracterização físico-química do óleo e do biodiesel de Crambe abyssinica. *Nucleus*, v. 10, p.183-190.

KNOTHE, G. (2005). Dependence of biodiesel fuel properties on the structure of fatty acid alkyl esters. *Fuel Processing Technology*, v. 86, p. 1059-1070.

LAJARA, J. R.; DÍAS, U.; QUINDELA, R. D. (1990). Definite influence of location and climate on fatty acid composition of sunflower seed oil. *JOACS*, v. 67, p.618-623.

LAGHETTI, G.; PIERGIOVANNI, A. R.; PERRINO, P.(1995). Yield and oil quality in selected lines of Crambe abyssinica grow in Italy. *Industrial Crops and Products*, v.4, p.203-212.

LAZZERI, L.; DE MATTEI, F. (1997). CRAMBE OIL – A potencial new hydraulic oil and quenchant. *Industrial Lubrication and Tribology*. v.49, n.2, p. 71-77.

MELO, M.A.M.F. (2010). Avaliação das Propriedades de Óleos Vegetais visando a Produção de Biodiesel (Dissertação de Mestrado); Universidade Federal da Paraíba - UFPB, João Pessoa, PB.

MENDES, R. R. (2011). Avaliação da qualidade do óleo das sementes de crambe submetidas a diferentes temperaturas de secagem. *Dissertação (Dissertação de Mestrado em Ciências Agrárias)*. Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia Goiano, 48p.

MORAIS, L. A. S.; (2009). Influência dos fatores abióticos na composição química dos óleos essenciais. *Horticultura Brasileira*, v.2, p. 4050-4063.

OLIVEIRA, F. M. C., BORGES, L. E. P., MELO, E. B.; BARROS, M. L. S. C. (2012). Características mineralógicas e cristalográficas da gipsita do Araripe. *Holos*, v.5, p.71-82.

ONEMLI, F. (2010). Impact of climate changes and correlations on oil fatty acids in sunflower. *Pakistan Journal of Agriculture and Science*, v. 49, p. 455-458.

ONOREVOLI, B. (2012). Estudo do Crambe abyssinica como Fonte de Matérias Primas oleaginosas: óleo vegetal, ésteres metílicos e bio-óleo. (Dissertação de Mestrado), Universidade Federal do Rio Grande do Sul. 132p.

PISARELLO, M. L.; DALLA COSTA, B. (2010). Esterification with ethanol to produce biodiesel from high acidity raw materials: Kinetic studies and analysis of secondary reactions. *Fuel Processing Technology*, v.91, n.9, p.1005-1014.

PITOL, C. (2008). Cultura do crambe. In: Tecnologia de produção: Milho safrinha e culturas de inverno. Maracajú: Fundação MS, p. 85-88.

PITOL, C.; BROCH, D. L.; ROSCOE, R. (2010). Tecnologia e produção: crambe 2010. Maracaju: Fundação MS.

RAMPIM, L.; LANA, M. C.; FRANDOLOSO, J. F. (2013). Fósforo e enxofre disponível, alumínio trocável e fósforo remanescente em Latossolo Vermelho submetido ao gesso cultivado com trigo e soja. *Semina: Ciências Agrárias*, v.34, n.4, p.1623-1638.

RIBEIRO, E. P.; SERAVALLI, E. A. G. (2004). *Química de Alimentos*, 1ª ed, São Paulo: Editora Blucher. 194p.

ROSA JUNIOR, E. J.; MARTINS, R. M. G.; ROSA, Y. B. C. J.; CREMON, C. (2007). Calcário e gesso como condicionantes físico e químico de um solo de cerrado sob três sistemas de manejo. *Pesquisa Agropecuária Tropical*, v.36, n.1, p.37-4.

SANTOS, E. B. (2009). Atributos físicos e químicos de um solo degradado cultivado com eucalipto e braquiária após reaplicação de biossólido (Dissertação de Mestrado), Faculdade de Engenharia, Programa de Pós-Graduação em Agronomia, 69p.

SANTOS, G. L.; POLEDNA, S. R. C. (2019). Gostaria de saber sobre os custos de compra do metanol e etanol, no Brasil, destinados a fabricação de biodiesel. Serviço Brasileiro de Resposta Técnica – SBRT. Disponível em: < <http://www.sbrt.ibict.br/>>. Acesso em: 24 nov. 2019.

SIMONETE, M. A. (2003). Efeito do lodo de esgoto em um Argissolo e no crescimento e nutrição de milho. *Pesquisa Agropecuária Brasileira*, v.38, n.10, p.1187-1195.

SILVÉRIO, F.O.; BARBOSA, L. C. A.; MALTHA, R. C. A.; FIDENCIO, P. H.; CRUZ, M. P.; VELOSO, D. P.; MILANEZ, A. F. (2008). Effect of storage time on the composition and content of wood extractives in eucalyptus cultivated in Brazil. *Bioresource Technology*, v.99, n.11, p.4878-86.

SINGH, S. P.; SINGH, D. (2010). Biodiesel production through the use of different sources and characterization of oils and their esters as the substitute of diesel: a review; *Renewable and sustainable energy reviews*, v.14, p 200 – 216.

SILVA, P.R.; MONTANHER, A.F.; ADÃO, D.C.; ZAGONEL, G.F.; ALVES, L.Z.; DAMBISKI, L.; ADAD, L.B.; VECHIATTO, W. W.D.; SUCHEK, E.M.; COSTA, B.J.; JASPER, S.P. (2009). Caracterização físico-química de óleo e biodiesel metílico de crambe; III Congresso da rede brasileira de tecnologia de biodiesel (RBTB), Brasília, DF.

SILVA, E. P.; SILVA, H. G.; ALMEIDA, R. S.; MONTEIRO, E. A.; ROCHA, T. M. (2010). Determinação do índice de acidez em óleo de milho para produção de biodiesel. *IFECTM*, 1-4.

SILVA, M. A. P.; BIAGGIONI, M. A. M.; SPEROTTO, F. C. S.; BEZERRA, P. H. S.; BRANDÃO, F. J. B. (2013). Qualidade do óleo de grãos de crambe (*Crambe abyssinica* Hochst) sob diferentes métodos de secagem. *Energia na Agricultura*, v.28, p.193-199.

SILVA, T. R. B.; LAVAGNOLLI, R. F.; NOLLA, A. (2011). Zinc and phosphorus fertilization of crambe (*Crambe abyssinica* Hoechst). *Journal of Food, Agriculture & Environment*, v. 9, n. 1, p. 264-287.

SORATTO, R. P. et al. (2013). Effect of fertilization at sowing on nutrition and yield of crambe in second season. *Revista Brasileira de Ciência do solo*, v. 37, n. 3, p.658-666.

TOEBE, M.; BRUMI, B.; LOPES, S. J.; CARGNELUTTI FILHO, A.; SILVEIRA, T. R. (2010). Estimativa da área foliar de *Crambe abyssinica* por discos foliares e por fotos digitais. *Ciência Rural*, v.40, p.475-478.

TOLMASQUIM, M. T. (2012). Perspectivas e planejamento do setor energético no Brasil. *Estudos avançados*, v. 26, n. 74, p.247-260.

TSUTIYA, M. T. (2001). Alternativas de disposição final de biossólidos. In: TSUTIYA, M. T.; COMPARINI, J. B.; SOBRINHO, P. A.; HESPANHOL, I.; CARVALHO, P. C. T.; MELFI, A. J.; MELO, W. J.; MARQUES, M. O. Biossólidos na agricultura. São Paulo, SABESP, 468 p.

UNITED STATES PROTECTION AGENCY – USEPA. (1993). Protection of Environment: part 503: standards for the use or disposal of sewage sludge. Code of Federal Regulations.

URQUIAGA, S.; ALVES, B. J. R.; BOODEY, R. M. (2005). Produção de biocombustíveis. A questão do balanço energético. Revista de Política Agrícola, n. 1, p.42-46.

VÖLZ, M. D. A.; POZZEBON, A. G.; OLIVEIRA, G. L.; D'OCA, M. G. M.; MORÓNVILLARREYES, J. A. (2007). Estudo da esterificação ácida de óleos e gorduras de alta acidez para a produção de biodiesel. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE PLANTAS OLEAGINOSAS, ÓLEOS, GORDURAS E BIODIESEL, 4, Varginha, 2007. Anais... Varginha: [S.n.]. p.524-1531.

## **COMPARAÇÃO DOS MODELOS REGULATÓRIOS DA DISTRIBUIÇÃO DE GÁS CANALIZADO NO BRASIL, ARGENTINA, EUA E UNIÃO EUROPEIA**

Gabriela Passos<sup>1</sup>  
Hirdan Katarina de Medeiros Costa<sup>1</sup>  
Giancarlo Ciola<sup>1</sup>  
Thiago Luis Felipe Brito<sup>1</sup>  
Fernanda Munari Caputo Tomé<sup>1</sup>  
Edmilson Moutinho dos Santos<sup>1</sup>

*<sup>1</sup>Universidade de São Paulo*

DOI: 10.47168/rbe.v28i1.605

### **RESUMO**

O gás natural é um recurso energético que tem sido cada vez mais utilizado ao longo dos anos, devido principalmente a sua versatilidade, ampla disponibilidade e menor nível de emissão de poluentes entre os hidrocarbonetos. Possui uma extensa cadeia de valor, cujas etapas são regidas por modelos regulatórios específicos para cada processo e tais modelos se diferem entre os países, sendo definidos de acordo com a legislação e as necessidades de cada nação. Nesse sentido, o presente estudo tem como intuito comparar os modelos regulatórios vigentes para a etapa de distribuição de gás canalizado no Brasil, na Argentina, nos Estados Unidos e na União Europeia, de modo que as diferenças entre os modelos destes países sejam analisadas e assim seja possível debater sobre os principais pontos de cada modelo e quais aspectos poderiam ser incorporados no modelo brasileiro para contribuir com a expansão e a efetivação do mercado de gás nacional.

Palavras-chave: Modelos regulatórios; Distribuição; Gás canalizado.

### **ABSTRACT**

Natural gas is an energy resource that has been increasingly used over the years, mainly due to its versatility, wide availability, and lower level of pollutant emissions between hydrocarbons. It has an extensive value chain, whose steps are governed by specific regulatory models for each process and these models differ between countries, being defined according to the legislation and the needs of each nation. In this sense,

the present study aims to compare the current regulatory models for the distribution phase of piped gas in Brazil, Argentina, the United States, and the European Union, so that the differences between the models of these countries are analyzed and so it is possible to debate the main points of each model and which aspects could be incorporated into the Brazilian model to contribute to the expansion and realization of the national gas market.

Keywords: Regulatory models; Distribution; Piped gas.

## 1. INTRODUÇÃO

O gás natural vem se tornando cada vez mais presente na matriz energética mundial e é visto como um importante elemento de incentivo ao processo de transição energética. Com isso, diversos países passaram a discutir sobre como desenvolver seus mercados nacionais de gás natural, o que tornou necessária a criação de legislação específica para as etapas da cadeia de valor deste insumo, com o intuito de consolidar e expandir a participação do gás em suas economias.

A definição de um modelo regulatório específico para cada atividade econômica é fundamental para tornar o país mais confiável juridicamente e atrativo para novos investimentos, pois desse modo os investidores têm plena consciência de seus direitos e deveres em relação a aspectos legais, operacionais, tarifários, sociais, entre outros. A estrutura desses modelos referentes a indústria do gás natural canalizado está diretamente ligada ao nível de maturidade do desenvolvimento desta indústria em cada país. Isso ocorre pelo fato de que países nos quais o mercado de gás é pouco desenvolvido apresentam características e necessidades distintas em relação a países com mercado em desenvolvimento e/ou já consolidado. Desse modo, existem diferentes estruturas regulatórias para cada fase da cadeia de valor do gás natural no mundo, o que possibilita que países com menor nível de maturidade regulatória possam aprender algumas lições valiosas com erros e acertos vivenciados por mercados já consolidados.

No caso do Brasil, embora as primeiras descobertas de gás natural em território nacional tenham ocorrido na década de 1950, o mercado de gás natural no país cresceu lentamente ao longo dos anos e ainda se mostra incipiente quando comparado com outros países emergentes e desenvolvidos (FGV, 2019). Em vista disso, para a elaboração deste artigo foram selecionados países ou blocos econômicos cujos mercados de gás encontram-se em diferentes estágios de desenvolvimento: Brasil, Argentina, Estados Unidos (EUA) e União Europeia (UE). A escolha de EUA e UE foi pelo fato de serem apontados na literatura como países (ou bloco de países) que possuem maior maturi-

dade em seus mercados de gás natural, e, no caso da Argentina foi devido à proximidade geográfica com o Brasil.

As metodologias utilizadas foram análise comparativa e revisão bibliográfica dos modelos regulatórios de distribuição de gás canalizado. Para isso, foi realizado um retrato conjuntural considerando o período temporal desde a Lei nº 11.909/2009 até a Lei nº 14.134/2021 no caso do Brasil, e, em relação aos outros países analisados, tal período corresponde às datas de suas respectivas evoluções normativas.

Na análise comparativa, buscou-se elucidar sobre as principais diferenças entre os modelos regulatórios e quais características poderiam ser incorporadas à regulação brasileira de distribuição em favor do desenvolvimento deste mercado. A escolha do setor de distribuição deu-se devido à criticidade deste segmento para o mercado de gás do Brasil. Para a realização da comparação, foram escolhidos cinco critérios de referência, por constarem na literatura como aspectos fundamentais na construção de um modelo regulatório mais consolidado em relação à atividade de distribuição de gás, sendo estes: sistema tarifário, integração vertical, capital social das concessionárias de distribuição (CDLs), atividades das CDLs e a situação do consumidor livre.

O artigo foi estruturado em seções. Seguida pela introdução apresentada nesta seção, a seção 2 contém um panorama geral sobre o conceito de distribuição e qual a sua importância para a cadeia de valor do gás. Na seção 3 foi apresentado o modelo regulatório brasileiro referente a distribuição de gás, incluindo seus principais componentes. Já a seção 4 abordou sobre os modelos internacionais atualmente vigentes escolhidos para a realização deste estudo. Posteriormente, a seção 5 discutiu sobre a comparação entre os quatro modelos apresentados, pontuando as principais diferenças existentes entre eles e os pontos comuns. Por fim, a seção 6 apresentou as conclusões obtidas através deste estudo.

## **2. ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL CANALIZADO**

A etapa de distribuição é uma das fases finais da cadeia de valor do gás natural, consistindo no deslocamento do gás desde o *city gate* até ser entregue ao consumidor final. A movimentação do gás ocorre por meio da rede de distribuição, formada por gasodutos subterrâneos que conduzem o insumo sob baixa pressão (4 a 20 atm), e esses gasodutos são constituídos por materiais resistentes como aço, ferro fundido ou polietileno (COSTA et al., 2018b). Trata-se de um processo oneroso tanto na etapa de construção e instalação das redes

quanto na manutenção de seu funcionamento, uma vez que exige elevados padrões de segurança para evitar incidentes ou acidentes, tais como vazamentos, perdas de gás, danos ao meio ambiente ou à saúde humana.

A distribuição de gás natural é um monopólio natural, regulado pelas normas da administração pública. Segundo Mankiw (2013), “um monopólio é natural quando uma só empresa consegue ofertar um bem ou serviço a um mercado inteiro a um custo menor que duas ou mais empresas. Um monopólio natural surge quando há economias de escala para toda a faixa relevante de produção”. Em mercados com presença desse monopólio, as economias de escala são tão importantes que a melhor estrutura de custos é alcançada quando o serviço é prestado por uma única empresa. No caso da distribuição de gás natural, por exemplo, não valeria à pena, economicamente, duplicar uma rede de gasodutos de distribuição em uma mesma localidade, para promover a concorrência: os custos necessários para isso seriam tão altos que não trariam o melhor resultado econômico para o consumidor final (ANP, 2018).

A ocorrência de monopólio natural faz com que a empresa que atua naquele mercado não encontre concorrência. Visando evitar que esta abuse de seu poder de mercado e adote práticas inadequadas, tais como restringir acesso ao produto, inflar preços, influir em decisões referentes aos investimentos, entre outros, é comum e necessário que governos estabeleçam regulações sobre estes mercados, com criação de leis gerais e estabelecimento de agências reguladoras (FALCÃO; ALMEIDA, 2020).

Nesse sentido, a existência de regulação própria e bem definida para as questões relativas à distribuição de gás canalizado estimulará o desenvolvimento de um mercado de gás mais sólido, competitivo, transparente, eficiente e desverticalizado, o que tende a impactar em maior atração de investimentos em setores variados da cadeia do gás natural, criando sinergias com outros setores da economia e gerando emprego e renda.

### **3. A DISTRIBUIÇÃO NO BRASIL**

De acordo com o artigo 3º da Lei 14.134/2021, a atividade é definida como “XVII – distribuição de gás canalizado: prestação dos serviços locais de gás canalizado consoante o disposto no § 2º do art. 25 da Constituição Federal” (BRASIL, 2020). A malha brasileira de distribuição de gás natural conta com 36.429 quilômetros de gasodutos (EPE, 2020), operados por 27 distribuidoras locais de gás (ABRACE, 2016).

A Constituição Federal (BRASIL, 1988) define que cabe aos estados explorar diretamente, ou mediante concessão, os serviços locais de gás canalizado. Cabe também aos Estados a responsabilidade de legislar, fiscalizar e regular os serviços locais de gás canalizado. A redação do art. 25 não define, contudo, o conceito de “serviços de gás canalizado”, e com isso há diferentes interpretações que dificultam a plena compreensão dos limites regulatórios entre a esfera federal e estadual, especialmente quanto as atividades de transporte, distribuição e comercialização de gás (FGV, 2018).

Os estados podem optar por agência reguladora ou secretaria de governo como órgão encarregado pela regulação das atividades de distribuição, além do modelo de prestação de serviço por companhia privada, sociedade de economia mista ou empresa pública (BRITO et al., 2020). Desse modo, devido as heterogeneidades entre as características e necessidades de cada estado, os modelos regulatórios são distintos entre si, havendo diferenças entre aspectos como valor e tipos de tarifas cobradas, prazos, forma de comunicação com o consumidor, direitos e deveres das distribuidoras e dos usuários, cláusulas contratuais, entre outros (FGV, 2019; PRADE, ALMEIDA, SOARES, 2018).

Segundo Oliveira (2009), a adoção do modelo de agências reguladoras no Brasil tem forte inspiração no modelo organizacional utilizado nos Estados Unidos, cujo principal intuito é buscar corrigir falhas de mercado através da especialização da atuação estatal e, com isso, proporcionar maior autonomia em relação ao poder Executivo. Diante disso, as agências reguladoras possuem algumas atribuições básicas comuns a todas, como normalizar e fiscalizar a prestação dos serviços, ajustar tarifas, garantir que os aspectos definidos no contrato de concessão sejam sempre cumpridos (BRITO et al., 2020).

No caso das secretarias de governo, cada estado define suas responsabilidades perante o serviço de distribuição, a sociedade e as distribuidoras, os direitos e deveres de cada agente, suas características institucionais (nome, número de funcionários, divisão de cargos e setores, etc), aspectos tarifários no geral e todas as demais questões necessárias a manutenção de um serviço de qualidade. Além disso, também é possível que um estado opte por incorporar a regulação das atividades de distribuição de gás canalizado a uma secretaria já existente em sua estrutura administrativa, adequando as normas já existentes a esta nova atribuição.

Em relação a escolha da natureza do prestador de serviço, até o momento somente os estados de São Paulo e Rio de Janeiro têm companhias privadas controlando a prestação de serviços referentes ao gás canalizado. Já os demais estados seguem com a opção de sociedade de economia mista regida pelo Poder Concedente, ou seja, o estado atua como Poder Concedente, agente regulador e coordenador

da empresa distribuidora (FGV, 2018).

De acordo com o Comitê de Promoção da Concorrência no Mercado de Gás Natural do Brasil (2019), das 27 distribuidoras de gás atuantes no Brasil, 20 delas têm a Petrobras como sócia minoritária e uma é controlada pela empresa, outras nove têm a Mitsui como sócia minoritária e sete têm a CS Participações. Assim, nota-se que a Petrobras possui maior poder de mercado em comparação com as médias e pequenas empresas, e esse fato é uma das grandes dificuldades para a abertura do mercado e conseqüentemente ao seu crescimento efetivo (ALMEIDA, 2021). Entretanto, a Petrobras assinou em 2019 o Termo de Compromisso com o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE), com a previsão de sua retirada do segmento de distribuição de gás até 2021 (BNDES, 2020).

No âmbito contratual, as atividades de distribuição são estabelecidas através de contrato de concessão, que geralmente são de longo prazo e determinam os deveres das distribuidoras em relação a prestação desse serviço aos usuários finais, quais normas de consumo devem ser cumpridas pelos consumidores, como o pagamento da tarifa para uso do sistema de distribuição (TUSD), entre outros aspectos.

## 4. MODELOS REGULATÓRIOS INTERNACIONAIS

### 4.1 Argentina

A Argentina possui uma indústria de petróleo e gás bem estruturada, com mais de cem anos de atividades de exploração e produção destes hidrocarbonetos. O país figura entre os maiores produtores de gás natural da América Latina. O modelo regulatório voltado para esta indústria passou por diversas alterações ao longo dos anos, buscando aprimorar-se conforme as necessidades e as situações político-econômicas do país (EPE, 2020).

Na década de 1990, o setor de óleo e gás passou por uma mudança significativa devido a privatização das empresas estatais *Gas del Estado* (GDE) e *Yacimientos Petrolíferos Fiscales* (YPF). Esse processo foi fortemente impulsionado pela Lei nº 24.076/1992, conhecida como marco regulatório da indústria de gás, ou Lei do Gás Natural, na qual foi definido que a partir de sua criação as atividades de transporte e distribuição de gás natural passavam a ser reguladas por ela, enquanto que as atividades de produção, captação e tratamento continuariam seguindo a Lei nº 17.319/1967, conhecida como Lei dos Hidrocarbonetos (ARGENTINA, 1992).

A Lei nº 24.076/1992 estabeleceu pontos importantes para o setor de distribuição, dentre os quais pode-se destacar a classificação

desta atividade como serviço público nacional, o incentivo à abertura do acesso à distribuição para terceiros e a imposição de restrições à integração vertical entre produtores, armazenadores, transportadores, distribuidores e comercializadores de gás natural (ANP, 2004). Além disso, foi responsável pela criação do *Ente Nacional Regulador del Gas* (ENARGAS), órgão regulador do âmbito da Secretaria de Energia do Ministério de Economia da Nação, responsável por fiscalizar, controlar, regular, supervisionar e solucionar questões referentes ao transporte e a distribuição de gás natural (ENARGAS, 2020).

Ademais, é importante destacar que o governo federal e as províncias são encarregados pelas concessões de distribuição, e que em 2015 houve a implementação da tarifa social de gás para a etapa de distribuição, que garante acesso ao serviço de gás canalizado a preços diferenciados para pessoas em situação de vulnerabilidade (pessoas aposentadas e de trabalhadores com renda de até dois salários mínimos - EPE, 2020).

A Argentina conta atualmente com uma boa malha de gasodutos em seu território, conectando seus campos produtores aos principais mercados locais e internacionais. A rede de gasodutos e ramais de distribuição tem 146 mil quilômetros de extensão, operados por companhias de distribuição privadas com atuação regional (EPE, 2020).

Com a construção do modelo regulatório vigente, notou-se que houve abertura de mercado e ampliação da rede de distribuição pelo território argentino. Entretanto, apesar de ter atingido um modelo sólido e um mercado de gás bem-sucedido, a Argentina visa continuar melhorando a legislação, tanto em relação a atividade de distribuição quanto a outros aspectos da indústria de óleo e gás, como questões referentes a maior transparência para o consumidor acerca de questões referentes ao mercado livre. Com isso, pode-se inferir que os modelos regulatórios devem buscar melhorias, mesmo depois de consolidados.

## **4.2 Estados Unidos**

Os Estados Unidos são atualmente o maior produtor e consumidor de gás natural do mundo. Seu mercado de gás canalizado é considerado maduro, sólido e bem-sucedido, e conta com mais de 4,8 milhões de quilômetros de gasodutos de transporte e distribuição (EIA, 2020). Em razão disso, seus modelos operacionais, estruturais, logísticos, regulatórios e econômicos influenciaram fortemente a construção dos mercados de diversos países, incluindo o Brasil.

Por se tratar de um mercado antigo, a regulação das etapas da cadeia de valor do gás passou por muitas mudanças, devido principalmente a evolução da indústria, ao aumento da demanda pelo insumo e

alterações nos cenários econômicos e políticos do país. No decorrer do século XX, a rede de gasodutos foi expandida por diferentes estados e conseqüentemente surgiram dificuldades devido à ausência de regulação própria para a atividade de distribuição do gás. Assim, houve diversas discussões ao longo das décadas tanto na esfera federal quanto na estadual com o intuito de se chegar a um consenso sobre a legislação da indústria de gás.

Um aspecto importante do histórico regulatório americano foi o pioneirismo do modelo de agências reguladoras, que desempenharam papel fundamental para o crescimento da indústria de óleo e gás no país. Segundo Matos et al. (2005), nesta indústria pode-se destacar: *United States Geological Survey (USGS)*, *Department of Energy (DOE)*, *Federal Energy Regulatory Commission (FERC)* e a *Energy Efficiency and Renewable Energy (EERE)*.

Atualmente, gasodutos e empresas que realizam distribuição de gás natural são reguladas por meio de comissões de serviços públicos estaduais, que têm como responsabilidades monitorar taxas, construção das redes de distribuição e garantir a manutenção da qualidade da prestação dos serviços e da oferta aos usuários finais (COSTA; ARAÚJO, 2018a).

O aperfeiçoamento do modelo regulatório norte-americano levou ao desenvolvimento de um mercado de gás aberto e competitivo, sendo, portanto, uma boa inspiração para a evolução do mercado brasileiro, que ainda é imaturo.

### 4.3 União Europeia

A construção do modelo regulatório da União Europeia foi complexa, por se tratar de países em diferentes níveis de desenvolvimento do mercado de gás, além das suas particularidades institucionais e políticas. Nesse sentido, os países membros adequaram-se gradativamente a fim de equilibrar as disparidades e assim a integração energética do bloco europeu se tornasse possível. Assim, o mercado de gás do bloco possui características bem distintas em relação aos modelos dos países abordados anteriormente neste estudo.

A regulação vigente atualmente é regida pela Diretiva do Gás 2009/73/CE, em conjunto com regulações associadas (BARNES, 2020). Essa diretiva se fez necessária devido a algumas falhas na eficiência da competitividade de mercado, e tem como principais intuítos incentivar a separação de propriedade e delimitar o poder de ação das empresas nas diversas etapas que constituem a cadeia do gás. De acordo com a ANP (2018), os pontos desta diretiva relacionados a distribuição de gás são: separação administrativa, poder de decisão efetivo e programa de conformidade.

A separação administrativa consiste na ausência de compartilhamento e/ou trocas de ações, fundos ou funcionários entre as distribuidoras e empresas que constituem o seu grupo de acionistas. Já o poder de decisão efetivo determina que as empresas de distribuição possuem autonomia para tomar decisões referentes as suas próprias ações e sobre os seus ativos. Por fim, o programa de conformidade é uma necessidade para cada distribuidora, uma vez que ele abrange o conjunto de regras daquela empresa, com o objetivo de monitorar o comportamento de todos os seus membros (ANP, 2018).

Apesar de ser considerado um mercado de gás natural desenvolvido e com regulação sólida, a União Europeia ainda possui preocupações relacionadas a integração energética e a competitividade entre os mercados. Em vista disso, o bloco segue analisando os comportamentos e as necessidades dos mercados, para que assim a estrutura de seu modelo regulatório permita que os objetivos econômicos, ambientais e institucionais do bloco em relação ao gás canalizado sejam alcançados.

## **5. COMPARAÇÃO ENTRE OS MODELOS**

A comparação entre os modelos dos países escolhidos nos permite analisar os pontos positivos e negativos, quais lições foram aprendidas e aplicadas por meio de diversas alterações regulatórias, a capacidade de adaptação de cada país às mudanças em suas realidades político-econômicas e a importância da atualização dos modelos regulatórios para que haja o contínuo crescimento do mercado de gás como um todo.

Além disso, pode-se inferir que o Brasil tem um longo caminho a percorrer para atingir os níveis de desenvolvimento e competitividade de mercado desejados. A aprovação da Lei nº 14.134 desempenhou papel significativo em direção a estes objetivos, uma vez que trouxe mudanças importantes para o modelo regulatório voltado ao gás natural, como a definição do conceito de gasoduto de transporte que auxiliará no processo de melhor distinção entre as atividades de transporte e distribuição de gás (ALMEIDA, 2020). Apesar disso, ainda existem entraves, tais como: lacunas regulatórias, conflitos de interesse entre o Estado e os agentes do mercado, elevado grau de heterogeneidade entre os estados em diversos aspectos (infraestrutura, acessibilidade, regulamentação, oferta e demanda de gás, entre outros), disparidade de forças entre as distribuidoras, existência de uma cadeia altamente verticalizada, entre outros (FALCÃO; ALMEIDA, 2020). Portanto, é fundamental solucionar tais questões, para que assim o modelo regula-

tório consolide-se acarretando o efetivo desenvolvimento do mercado-brasileiro de gás e, para tanto, o Brasil poderia inspirar-se nos modelos vigentes e nos aprendizados adquiridos por outros países, especialmente os selecionados para a este estudo.

Em relação à Argentina, apesar de ter atingido uma notória maturidade regulatória, ter passado por diversas fases de desenvolvimento e contar com um arcabouço regulatório denso, ainda assim há pontos que não estão perfeitamente alinhados com as necessidades e os objetivos do mercado energético do país. A densidade desse arcabouço pode acarretar em divergências entre os âmbitos federal, provincial e municipal. Quanto aos objetivos, atualmente o país busca formas mais sustentáveis de explorar e produzir o gás, uma vez que o governo tem a pretensão de tornar o país em um grande exportador de gás e, simultaneamente, o gás é o recurso energético mais utilizado no consumo interno argentino (EPE, 2020).

No caso dos Estados Unidos, a redução das barreiras e dos conflitos regulatórios existentes no passado proporcionou a ampliação da competitividade do mercado, atraindo mais investimentos e tornando o país uma potência energética de gás natural. Entretanto, um mercado mais competitivo pode apresentar riscos ocasionados por produção desordenada de combustíveis e, por esta razão, é fundamental que os modelos regulatórios envolvam estratégias quanto ao desenvolvimento controlado da produção e de todas as demais etapas da cadeia. Desse modo, pode-se minimizar a ocorrência de possíveis prejuízos decorrentes de alta oferta em períodos de baixa demanda, como ocorreu no ano de 2020 com a crise de estocagem de petróleo nos EUA, em consequência da pandemia.

Por fim, a situação regulatória da distribuição de gás da União Europeia é a mais distinta em comparação aos outros modelos analisados neste estudo. Apesar da complexidade de delinear diretivas que alinhassem o máximo possível os interesses e necessidades de todos os países membros, o bloco conseguiu bons resultados em relação a integração energética, mas ainda busca ampliar a competitividade e igualdade das condições de venda no mercado de gás. Por exemplo, se o Brasil adotasse as três medidas da Diretiva Europeia 2009/73/CE citadas neste artigo acerca da distribuição, seria uma contribuição extremamente significativa para o estímulo do processo de desverticalização dos setores de transporte e distribuição de gás.

A Tabela 1 busca sistematizar o comparativo entre os modelos adotados pelos países selecionados neste estudo, de acordo com critérios apontados.

Tabela 1 - Resumo comparativo entre os modelos adotados pelos países selecionados

Pais / Critério	Sistema Tarifário	Integração Vertical	Capital Social das CDLs	Atividade das CDLs	Consumidor Livre
Brasil	Predomina o Custo do Serviço ( <i>cost plus</i> ) e revisões tarifárias anuais	Estrutura altamente verticalizada, tendo a Petrobras participação acionária em 21 das 27 companhias locais de distribuição de gás natural	Predominam estatais (exceto nos estados do Rio de Janeiro e São Paulo)	Predomina o tratamento conjunto da distribuição e comercialização	Ainda que vários estados já tenham regulamentado a figura do consumidor livre, na prática os limites mínimos de consumo estabelecidos inviabilizam a aquisição direta
Argentina	Preços máximos ( <i>price cap</i> ), com revisões semestrais e quinquenais	Proibida a integração da cadeia através do controle societário direto, indireto ou comum de um elo sobre o outro	Privado	Companhias transportadoras e distribuidoras de gás são proibidas de se envolver em atividades de comercialização	Consumidores que demandam volume de gás superior a 5.000 m <sup>3</sup> /dia podem negociar livremente, sob <i>by pass commercial</i> , <i>by pass</i> físico ou vendas na boca do poço.
EUA	<i>Price cap</i>	Companhias devem ser separadas organizacional e legalmente.	Misto de empresas privadas e empresas públicas	Companhias transportadoras e distribuidoras de gás não devem participar das atividades de comercialização	Todos os consumidores podem ser livres
União Europeia	Definido por cada Estado-membro, com metodologia fixada pelo órgão regulador competente	Companhias devem ser separadas organizacional e legalmente.	Privado	A exploração das redes de transporte e distribuição deve ser feita por entidades juridicamente separadas	Todos os consumidores são livres

## 6. CONCLUSÕES

A análise comparativa realizada neste estudo mostrou como mercados de gás maduros estão fortemente atrelados a modelos regulatórios de distribuição de gás sólidos e bem definidos. Esse fato evidencia a importância de estudos que discutam a regulação, incluindo suas lacunas e sua evolução ao longo dos anos.

O modelo brasileiro passou por significativas alterações ao longo das últimas duas décadas e em virtude disso há um crescente esforço para solucionar os problemas existentes em relação ao mercado de gás canalizado. Aprender com as experiências positivas de outros países é fundamental para que esse modelo continue sendo aperfeiçoado e atenda às necessidades do Brasil. Entretanto, é im-

prescindível que as lições aprendidas através de outros países sejam adaptadas à realidade nacional, pois tratam-se de realidades distintas desde as características geográficas até os momentos políticos atuais.

Observando e aprendendo com as experiências internacionais, entendemos que as ações listadas a seguir poderão acelerar o desenvolvimento do mercado de distribuição de gás natural no Brasil:

- a) Qualificar, em âmbito federal, o que são serviços locais de gás natural canalizado;
- b) Separar e regulamentar claramente as atividades de distribuição e comercialização: garantir separação explícita das atividades, assegurando o monopólio natural e constitucional dos estados na questão da distribuição de gás natural canalizado e reconhecendo, com regulamentação a nível federal, que atividade de comercialização é competitiva;
- c) Regulamentar a figura do consumidor livres: garantir que a figura do consumidor livre seja regulamentada de forma efetiva e uniforme, garantindo que estes possam migrar para o Mercado Livre de gás natural e possam escolher seu supridor;
- d) Desverticalizar funcionalmente a distribuição de gás natural e vedar o *self-dealing*: assegurar independência funcional das CDLs, impedindo *self-dealing* nas empresas verticalmente integradas, conforme estabelecido no Termo de Cessação de Conduta assinado pela Petrobras para o mercado de gás em 2019.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABRACE/CNI. Reestruturação do setor de gás natural – Uma agenda regulatória. Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres. Confederação Nacional da Indústria. Brasília, 2016.

ALMEIDA, F. A importância da aprovação da Lei do Gás. Revista Energia Hoje. Editora Brasil Energia. Publicado em: 28 de fev. 2021. Disponível em: <<https://energiahoje.editorabrasilenergia.com.br/a-importancia-da-aprovacao-da-lei-do-gas/>>. Acesso em: 02 fev. 2021.

ALMEIDA, E. Papel da Petrobras como Fornecedor de Flexibilidade ao Mercado Concorrencial de Gás no Brasil. Ensaio Energético, 14 de junho, 2021.

ANP. Desverticalização da indústria do gás natural. Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis: Superintendência de Movimentação e Infraestrutura. Jun/2018.

ANP. Visão Comparativa do Desenvolvimento da Indústria do Gás Natural em Países Selecionados: Superintendência de Comercialização e Movimentação de Gás Natural. Jun/2004. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/images/central-de-conteudo/notas-estudos-tecnicos/notas-tecnicas/nota-tecnica-experiencias-internacionais-jun2004.pdf>>. Acesso em: 29 mar. 2021.

ARGENTINA. Lei nº 24.076/1995. Disponível em: <<http://servicios.infoleg.gov.ar/infolegInternet/anexos/0-4999/475/texact.htm>>. Acesso em: 17 mar. 2021.

BARNES, A. Can the current EU regulatory framework deliver decarbonisation of gas? University of Oxford. The Oxford Institute for Energy Studies. Energy insight, nº 71. Jun/2020.

BNDES. Distribuição de Gás. In: Gás para o desenvolvimento. Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social. Rio de Janeiro, 2020, p. 42-59.

BRASIL. Constituição da República Federativa do Brasil de 1988. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/constituicao/constituicao.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/constituicao.htm)>. Acesso em: 12 mar. 2021.

BRASIL. Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2019-2022/2021/lei/L14134.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2021/lei/L14134.htm)>. Acesso em: 01 fev. 2021.

BRITO, T. L. F., COSTA, H. K. M., CAPUTO, F., PASSOS, G.P.P., CARDOZO, R., SANTOS, E., M. Requisitos e desafios para a regulação da comercialização e distribuição de gás natural canalizado. Rio Oil and Gas. Trabalhos técnicos da Rio Oil & Gas 2020: Technical Papers. Publicado em: IBP, 01 de dezembro de 2020, nº 347. Rio de Janeiro.

COMITÊ DE PROMOÇÃO DA CONCORRÊNCIA NO MERCADO DE GÁS NATURAL DO BRASIL. Nota técnica: Propostas para o mercado brasileiro de gás natural. Publicado em: 10 jun. 2019. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/novo-mercado-de-gas/2.RelatrioComitdePromoodaConcorrnciavfinal10jun19.pdf>>. Acesso em: 30 mar. 2021.

COSTA, H. K. M., ARAÚJO, R. R. A regulamentação de gás natural nos EUA e no Brasil: avanços e perspectivas. In: Hirdan Katarina de Medeiros Costa; Silvia Andrea Cupertino; Edmilson Moutinho dos Santos. (Org.). Atualidades Regulatórias do mercado de gás brasileiro. 1ed. Rio de Janeiro: Synergia, 2018, v. 1, p. 343-375. 2018a.

COSTA, H. K. M., TEIXEIRA, M. F. B., SILVA, I. M. M. Visão geral da cadeia do gás natural e a esfera de competência federal, estadual e municipal. In: Hirdan Katarina de Medeiros Costa; Sílvia Andrea Cupertino; Edmilson Moutinho dos Santos. (Org.). *Atualidades Regulatórias do mercado de gás brasileiro*. 1ed. Rio de Janeiro: Synergia, 2018, v. 1, p. 1-9. 2018b.

EIA. Natural Gas Data. Disponível em: <<https://www.eia.gov/dnav/ng/hist/rngwhhdm.htm>>. Acesso em: 30 mar. 2021.

EIA. Natural gas explained. Disponível em: <<https://www.eia.gov/energyexplained/natural-gas/natural-gas-pipelines.php>>. Acesso em: 30 mar. 2021.

ENARGAS. Ente Nacional Regulador del Gas: El ENARGAS. Disponível em: <<https://www.enargas.gov.ar/secciones/institucional/introduccion.php>>. Acesso em: 17 mar. 2021.

EPE. Nota técnica: A indústria de gás natural na Argentina – Panorama, perspectivas e oportunidades para o Brasil. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro. Julho/2020

EPE. Nota técnica: Preços de gás natural nos mercados nacional e internacional. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro. Julho/2020. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-490/topico-531/EPE,%202020%20-%20Nota%20T%C3%A9cnica%20Pre%20de%20G%C3%A1s%20Natural.pdf>>. Acesso em: 29 mar. 2021.

FALCÃO, J., ALMEIDA, E. Desverticalizar mercado de gás é fundamental para a concorrência. Disponível em: <<https://www.poder360.com.br/opiniao/desverticalizar-mercado-de-gas-e-fundamental-para-a-concorrenca-dizem-falcao-e-almeida/>>. Acesso em: 01 fev. 2021.

FGV. Regulação da distribuição de gás natural. In: *Distribuição de gás natural no Brasil – Dados e Aspectos Regulatórios*. Fundação Getúlio Vargas. Centro de Estudos em Regulação e Infraestrutura. Rio de Janeiro. Julho/2019, p. 9-12.

FGV. Regulação e infraestrutura: análise setorial – Energia elétrica e gás natural. In: *Regulação e infraestrutura – Em busca de uma nova arquitetura*. Fundação Getúlio Vargas. Centro de Estudos em Regulação e Infraestrutura. Rio de Janeiro. Maio/2018, p. 63-78.

MATOS, F. L., COSTA, I. S., XAVIER, Y. M. A. Regulação e agências reguladoras nos Estados Unidos da América e suas influências para a indústria do petróleo no Brasil. 3º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás. Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás. Salvador, 2005.

MANKIW, N. Gregory. Introdução à Economia. Tradução de Allan Vidigal Hastings e Elisete Paes e Lima. São Paulo: Cengage Learning, 2013.

OLIVEIRA, R. C. R. O modelo norte-americano de agências reguladoras e sua recepção pelo direito brasileiro. Rio de Janeiro: Revista da EMERJ, v. 12, nº 47, 2009, p. 157-176.

PRADE, Y. C., ALMEIDA, E. SOARES, G. Margens de distribuição do gás natural no Brasil. Epbr. Colunas e opinião. Publicado em 23 de ago. 2020. Disponível em: < <https://epbr.com.br/margens-de-distribui-cao-do-gas-natural-no-brasil-por-yanna-clara-edmar-de-almeida-e-gustavo-soares/> >. Acesso em: 02 fev. 2021.

## POTENCIAL DE GERAÇÃO DE ENERGIA FOTOVOLTAICA NO ESTADO DE MATO GROSSO

Ana Cristina Kubo Almada<sup>1</sup>  
Jonathan Willian Zangeski Novais<sup>1</sup>  
Amanda Alves Rocha<sup>1</sup>  
Naara Soares dos Santos Brito<sup>1</sup>  
Dahiane dos Santos Oliveira Zangeski<sup>1</sup>  
Izaura de Oliveira Roberto<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Universidade de Cuiabá

DOI: 10.47168/rbe.v28i1.611

### RESUMO

Com o intuito de analisar o potencial de geração de energia elétrica fotovoltaica no estado de Mato Grosso, foram analisados os dados de radiação solar de 20 cidades no período de 2012 a 2014, fornecidos pelo Instituto Nacional de Meteorologia (INMET). Com esses resultados foi possível calcular a geração de energia fotovoltaica por uma placa fictícia de 1m<sup>2</sup> e 15% de eficiência. De forma a se fazer uma análise espacial, utilizou-se da geoestatística para se fazer um semivariograma e um mapa de krigagem. A média do potencial geração de energia fotovoltaica do estado é aproximadamente 0,73 kWh por dia para cada m<sup>2</sup>. O maior potencial de geração de energia ocorre no nordeste do estado, na cidade de Carlinda, com aproximadamente 0,815 kWh por dia para cada m<sup>2</sup>, e em Cuiabá é verificado o menor potencial de geração, 0,46 kWh por dia para cada m<sup>2</sup>, 37% menor que a média do estado. Fatores como poluição, queimadas e relevo podem diminuir o potencial de geração de energia fotovoltaica da capital de Mato Grosso.

Palavras-chave: Placa solar; Energia elétrica; Radiação solar; Eficiência energética.

### ABSTRACT

In order to analyze the potential for photovoltaic electricity generation in Mato Grosso state, the solar radiation data of 20 cities from 2012 to 2014, provided by the National Meteorological Institute (INMET), were analyzed. It was possible to calculate the generation of photovoltaic energy by a fictitious solar plate of 1m<sup>2</sup> and 15% efficiency. In order to make a spatial analysis, geostatistics was used to make a semivariogram

and a kriging map. The potential state's average photovoltaic energy generation is approximately 0.73 kWh per day for each m<sup>2</sup>. The greatest potential for power generation occurs in the northeast of the state, in the city of Carlinda, with approximately 0.815 kWh per day for each m<sup>2</sup>, and in Cuiabá it is estimated the lowest potential generation, 0.46 kWh per day for each m<sup>2</sup>, 37% lower than the state average. Factors such as pollution, burning and topography may reduce the potential for photovoltaic energy generation in the capital of Mato Grosso.

Keywords: Solar plate; Electricity; Solar radiation; Energy efficiency.

## 1. INTRODUÇÃO

A utilização de fontes renováveis para a geração de energia elétrica vem se apresentando como uma alternativa concreta ao uso dos combustíveis fósseis. A necessidade de diversificar a forma como a eletricidade é gerada, distribuída e utilizada é essencial para um processo de descarbonização da economia (DA CUNHA et al., 2018).

O uso da energia solar conectada à rede elétrica pública está crescendo no mundo todo, de forma distribuída e próxima aos pontos de consumo (TIEPOLO, 2015). Com a geração distribuída há atendimento da demanda própria ou injeção do excedente na rede pública (URBANETZ JUNIOR, 2010).

Políticas públicas de incentivo e a regulação da inserção de fontes alternativas de energia nas redes do sistema interligado (SI) foram propostas e implementadas (BASTOS, 2016; SILVA 2019; CARMO 2019; PAIVA et al., 2020). Também há esforços para disseminar a geração solar em regiões remotas e para o mapeamento do potencial energético solar.

Nesse contexto, e com a elevada procura pela geração fotovoltaica, e também em função das características do estado, como clima, vegetação, relevo e posição geográfica, propõe-se um estudo utilizando dados de radiação solar de vários municípios do estado de Mato Grosso com o intuito de analisar o potencial de geração elétrica.

## 2. MATERIAIS E MÉTODOS

### 2.1 Dados de radiação solar, cálculo de geração de energia e período de análise

Os dados de radiação global são aqueles coletados pelas estações do Instituto Nacional de Meteorologia – INMET. A estação é composta por uma unidade de memória central (datalogger), ligada a vários sensores dos parâmetros meteorológicos (pressão atmosférica, temperatura e umidade relativa do ar, precipitação, radiação solar, di-

reção e velocidade do vento, velocidade de rajada de vento). Os dados são coletados de minuto a minuto e disponibilizados automaticamente a cada hora, estando disponíveis no site [www.inmet.gov.br](http://www.inmet.gov.br) (INMET, 2019).

O período escolhido para a análise foi dos anos de 2012 a 2014, totalizando três anos. Este período foi selecionado devido a ser o com menos falhas nos dados.

Para a avaliação do maior potencial de geração no estado de Mato Grosso, além da escolha por período com menos falhas em dados, foram selecionadas 20 cidades, o que corresponde a 14,89% dos municípios mato-grossenses, abrangendo as cinco grandes áreas do estado (Mesorregião Norte, Nordeste, Sudoeste, Centro sul e Sudeste).

Foi feito o somatório da radiação solar horária para avaliar a disponibilidade total de radiação para cada localidade no período de um dia. Também foi feito um novo somatório para avaliar a radiação solar total anual.

Foi utilizado o método de preenchimento da média móvel para eliminar falhas de até uma semana, conforme proposto por Gençay (1996) e Ventura et al. (2016).

Para o cálculo da geração de energia elétrica, considerando uma eficiência média de placa de 15%, para 1 m<sup>2</sup> de placa solar, foram transformados os dados de J/ano/m<sup>2</sup> para kWh/dia/m<sup>2</sup>, conforme as equações 1 e 2, abaixo:

$$Energia \left( \frac{\text{kWh}}{\text{dia.m}^2} \right) = \frac{\left( Radiação \left( \frac{\text{J}}{\text{ano.m}^2} \right) \right) * (15\%)}{(365 \text{ dias}) * 1000 * 60 \text{ min} * 60 \text{ s}} \quad (1)$$

$$Energia \left( \frac{\text{kWh}}{\text{dia.m}^2} \right) = Radiação * 1,1416 * 10^{-10} \quad (2)$$

## 2.2 Cidades selecionadas

Foram escolhidas 20 cidades do estado de Mato Grosso, de acordo com a disponibilidade de dados para o período analisado (2012 a 2014). Informações são apresentadas na Tabela 1 e as localizações são apresentadas na Figura 1.

Tabela 1 – Coordenadas geográficas das cidades de Mato Grosso selecionadas para a pesquisa

Nº	Cidades	Latitude	Longitude
1	Alta Floresta	09°50'S	56°06'W
2	Alto Araguaia	17°33'S	53°22'W
3	Alto Taquari	17°48'S	53°17'W
4	Apiacás	09°33'S	57°23'W
5	Campo Verde	15°31'S	55°08'W
6	Carlinda	10°00'S	55°47'W
7	Comodoro	13°42'S	59°45'W
8	Confresa	10°39'S	51°34'W
9	Cotriguaçu	09°54'S	58°34'W
10	Cuiabá	15°37'S	56°06'W
11	Gaúcha do Norte	13°11'S	53°15'W
12	Juína	11°22'S	58°43'W
13	Nova Maringá	13°02'S	57°05'W
14	Pontes e Lacerda	15°15'S	59°20'W
15	Porto Estrela	15°21'S	57°13'W
16	Rondonópolis	16°27'S	54°34'W
17	Salto do Céu	15°08'S	58°06'W
18	Santo Antônio do Leste	14°55'S	53°53'W
19	Sorriso	12°33'S	55°43'W
20	Tangará da Serra	14°39'S	57°25'W

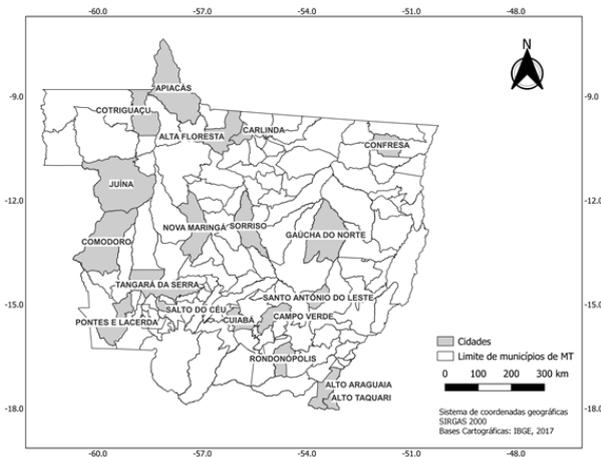


Figura 1 - Cidades de Mato Grosso selecionadas para a pesquisa

### 2.3 Geoestatística

Para as estimativas das semivariâncias, para quaisquer distâncias entre as amostras, foram ajustados os modelos de semivariogramas teóricos: esférico, exponencial e gaussiano, descritos por An-driotti (2003) e Yamamoto e Landim (2013). Isso foi feito com o auxílio do programa computacional GS+, desenvolvido por *Gamma Design Software®*, e de planilhas eletrônicas.

A avaliação e a seleção dos melhores ajustes dos semivariogramas experimentais foram baseadas na menor soma de quadrados dos desvios ponderados (SQDP), e no maior coeficiente de determinação ( $R^2$ ) (ANDRIOTTI, 2003; YAMAMOTO; LANDIM, 2013; PELISSARI, 2014).

Posteriormente, foi realizada a interpolação e espacialização das variáveis, por meio da krigagem ordinária pontual e, então, foi analisada a distribuição espacial utilizando o *software Golden Surfer®*.

## 3 RESULTADOS E DISCUSSÕES

### 3.1 Análise da radiação solar do estado de Mato Grosso

Na Figura 2 é apresentada a média de radiação solar por metro quadrado dos três anos analisados (de 2012 a 2014), para as 20 cidades em estudo.

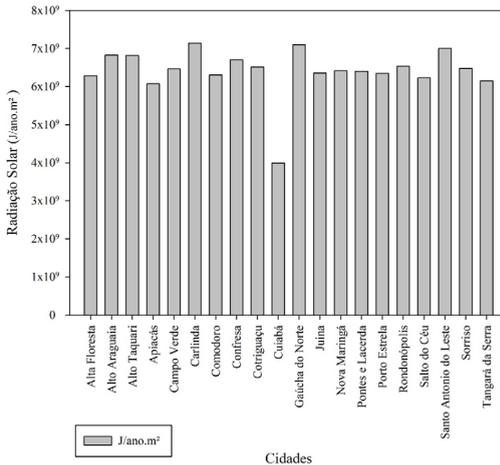


Figura 2 – Média da radiação solar (J/ano/m<sup>2</sup>) para os anos de 2012 a 2014, para 20 cidades de Mato Grosso

A média de radiação solar no estado de Mato Grosso foi estimada em  $6,4 \text{ GJ/m}^2/\text{ano}$ , como maior radiação nas cidades de Carlinda e Gaúcha do Norte, com  $7,14 \text{ GJ/m}^2/\text{ano}$  e  $7,1 \text{ GJ/m}^2/\text{ano}$ , respectivamente. Ao analisar as posições geográficas, ambas as cidades estão na região nordeste de Mato Grosso.

A cidade com a menor média de radiação solar é Cuiabá, com aproximadamente  $4 \text{ GJ/m}^2/\text{ano}$ , representando apenas 62% da média do estado. Fatores como topografia e nebulosidade, principalmente devido à poluição e queimadas, podem estar dificultando a incidência de radiação solar na capital de Mato Grosso. O uso de queimadas como um recurso agropecuário é observado na Amazônia e no Centro-Oeste (FEARNSIDE, 2005), mas a prática tem sido levada do campo para a cidade com o intuito de eliminar lixo e/ou biomassa vegetal. Machado et al. (2014) afirmam que a velocidade dos ventos apresenta valores baixos, impedindo o transporte e a diluição dos poluentes, resultando maior concentração dos poluentes na atmosfera.

Observam-se na Figura 3 os resultados da estimativa de geração de energia elétrica, em  $\text{kWh}/\text{dia}/\text{m}^2$ , para  $1 \text{ m}^2$  de placa solar com eficiência média de 15%, para os anos de 2012 a 2014, para cidades do Mato Grosso

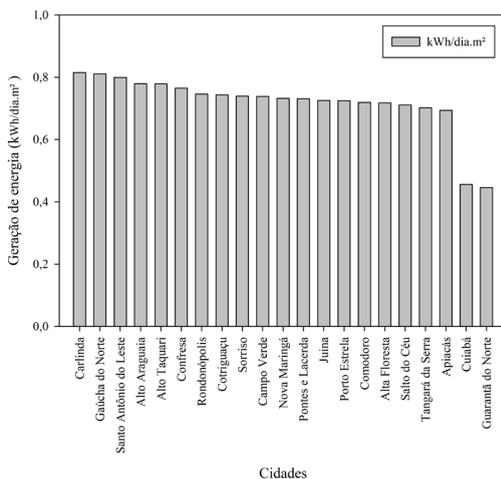


Figura 3 - Média da geração de energia elétrica ( $\text{kWh}/\text{dia}/\text{m}^2$ )

Na Figura 2 são apresentados resultados da estimativa, do maior potencial de geração de energia elétrica para o menor. Carlinda e Gaúcha do Norte são as cidades com maior potencial de geração, com

0,815 e 0,810 kWh por dia para cada m<sup>2</sup>, respectivamente. Em Carlin-da a geração média seria 5,67 kWh por dia por m<sup>2</sup>, abaixo do potencial máximo estimado por Pereira et al. (2006), que identificou 6,5 kWh/m<sup>2</sup>/dia no norte da Bahia.

Tem-se em Cuiabá o pior potencial de geração de energia elétrica entre as cidades analisadas, 0,46 kWh por dia para cada m<sup>2</sup>, sendo 37% menor do que a média do estado, que é aproximadamente 0,73 kWh por dia para cada m<sup>2</sup>. Em Cuiabá a média para o período seria 3,07 kWh/m<sup>2</sup>/dia, abaixo do valor mínimo encontrado por Pereira et al. (2006) para o litoral de Santa Catarina, que foi 4,25 kWh/m<sup>2</sup>/dia.

Atribui-se os menores valores à poluição atmosférica, principalmente por causa das queimadas, problema que se agrava quando chega o inverno na região, pois a umidade do ar cai a níveis preocupantes e diminuem as chuvas (DE MOURA et al. 2012). Boletins emitidos pela SEMA – MT classificam a qualidade do ar para o período como inadequada, uma vez que os valores da concentração de material particulado extrapolam em muito a concentração de 25ppm, limite tolerável estabelecido pela Organização Mundial de Saúde para que a poluição atmosférica não prejudique a saúde da população (ANDRADE et al. 2020). Valores acima deste limite podem afetar a saúde da população, causando doenças respiratórias e cardiovasculares (DANI-OLIVEIRA, 2000).

### 3.2 Análise geoestatística da radiação solar

Na Figura 4 é representado o semivariograma gerado para determinar a geração de energia em kWh/dia/m<sup>2</sup> para 1 m<sup>2</sup> de placa solar, com eficiência média de 15%, para os anos de 2012 a 2014, para as 20 cidades analisadas.

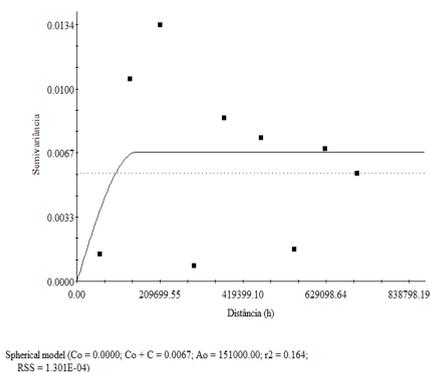


Figura 4 – Semivariograma da geração de energia elétrica (kWh/dia/m<sup>2</sup>)

De acordo com a Figura 4, o melhor modelo encontrado foi o modelo esférico, com efeito pepita igual ( $C_0$ ) a 0,000 e contribuição ( $C$ ) 0,0067. Pequenos valores de efeito pepita indicam pequenos erros nas medidas (DAFONTE et al., 2010). O efeito pepita é menos de 1% do patamar e, conforme classificação de Cambardella et al. (1994), só existe dependência espacial forte quando se verifica no semivariograma efeito pepita de até 25% do patamar.

O alcance estimado é de 151000 m de latitude e longitude. O alcance é de fundamental importância para a interpretação dos semivariogramas, indicando a distância até onde os pontos amostrais estão correlacionados entre si (CARVALHO et al., 2002).

O coeficiente de determinação ( $R^2$ ) foi 0,164 e a soma do quadrado dos resíduos (RSS) foi  $1,301 \cdot 10^{-4}$ . Devido a RSS ser uma medida de discrepância entre os dados reais e os modelados, um pequeno valor indica um ajuste apertado do modelo aos dados (DRAPER; SMITH, 1998), sugerindo que apesar de um  $R^2$  não tão alto o modelo é satisfatório para o que foi proposto.

Apresenta-se na Figura 5 o mapa de krigagem para a geração de energia elétrica ( $\text{kWh}/\text{dia}/\text{m}^2$ ), para  $1 \text{ m}^2$  de placa solar, com eficiência média de 15%, para os anos de 2012 a 2014, a partir de registros de 20 cidades de Mato Grosso.

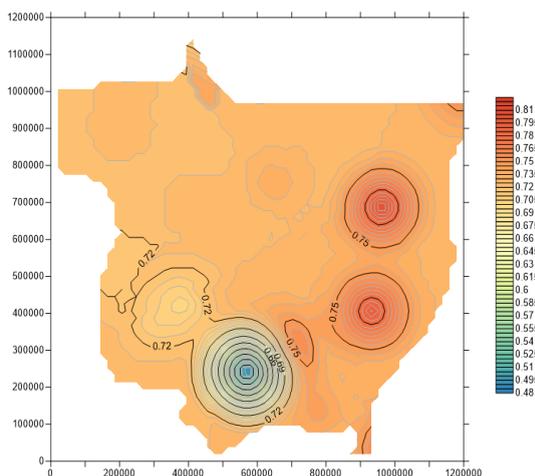


Figura 5 – Mapa de krigagem para a geração de energia elétrica ( $\text{kWh}/\text{dia}/\text{m}^2$ )

Observa-se especialmente o potencial estimado de geração solar fotovoltaica em Mato Grosso, destacando-se a região nordeste na Figura 5 com os maiores potenciais de geração. Nota-se também a grande influência dos baixos valores de geração em Cuiabá, destacando-se a região mais azulada do mapa.

Os maiores valores para a região nordeste são corroborados por Pereira (2006), Martins et al. (2008) e Viana (2010), que em suas análises também identificaram essa região com a de maior incidência de radiação solar.

#### 4. CONCLUSÕES

Aspectos ambientais podem levar a resultados de geração solar fotovoltaica diferentes daqueles esperados, reforçando a importância da análise de séries temporais de radiação. Assim, na análise de registros de três anos foram observadas diferenças entre os municípios, inclusive para os de mesma latitude. Cuiabá teve a pior estimativa de geração neste estudo, com 37% menos que a média do estado, e fatores como a poluição decorrente de queimadas podem explicar o resultado.

Levando-se em consideração os resultados da análise espacial, conclui-se como satisfatórios os resultados geoestatísticos. A região nordeste do estado de Mato Grosso é a com maior potencial de geração de energia elétrica, com destaque para a cidade de Carlinda, em que o resultado seria 0,815 kWh por dia para cada m<sup>2</sup>.

Espera-se que esta publicação incentive a pesquisa e o desenvolvimento da energia solar, não só em Mato Grosso como no Brasil.

#### REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANDRADE, L. P.; NOGUEIRA, M. C. J. A.; NOGUEIRA, J. S.; SANTOS, F. M.; MUSIS, C. R.; NOVAIS, J. W. Z. A poluição atmosférica e os parâmetros meteorológicos na cidade de Cuiabá-MT. As Engenharias e seu papel no desenvolvimento autossustentado. Editora Atena, p. 147-159, 2020.

ANDRIOTTI, J. L.S. Fundamentos de estatística e geoestatística. São Leopoldo: UNISINOS, 2003.

BASTOS, L. M. G. Estudo de viabilidade técnica, ambiental e econômica para utilização de energia solar fotovoltaica em construções no estado de Mato Grosso. Monografia da Especialização em Construções Sustentáveis da Universidade Tecnológica do Paraná, 2016.

CAMBARDELLA, C. A. et al. Fieldscale variability of soil properties in central Iowa soils. *Soil Science Society of America Journal*, Madison, v. 58, p. 1501-1511, 1994.

CARMO, I. F. Análise de viabilidade financeira da energia solar fotovoltaica: um estudo de caso em uma empresa de assistência técnica de motores WEG em Rondonópolis-MT. Monografia em Bacharel em Administração da Universidade Federal de Mato Grosso, 2019.

CARVALHO, J. R. P.; SILVEIRA, P. M.; VIEIRA, S. R. Geoestatística na determinação da variabilidade espacial de características químicas do solo sob diferentes preparos. *Pesquisa Agropecuária Brasileira*, Brasília, v. 37, n. 8, p. 1151-1159, 2002.

DA CUNHA, F. M. C.; DE MACEDO, R. P.; ARAÚJO, E. C. M. Energia solar–sistema transiente de energia solar: estudo da utilização de energia solar para o abastecimento do plano piloto. *Programa de Iniciação Científica-PIC/UniCEUB-Relatórios de Pesquisa*, v. 1, n. 1, 2018.

DAFONTE, J. M.; GUITIÁN, M. U.; PAZ-FERREIRO, J.; SIQUEIRA, G. M.; VÁZQUEZ, E. V. Mapping of soil micronutrients in an European Atlantic agricultural landscape using ordinary kriging and indicator approach. *Bragantia*, Campinas, v. 69, supl, 2010.

DANNI-OLIVEIRA, I. M. A Cidade de Curitiba e a Poluição do Ar. Tese (Doutorado em Engenharia Civil) Universidade de São Paulo, São Paulo, 2000.

DE MOURA, JAMES MORAES; FERNANDES, ALAN TOCANTINS; DA SILVA, JORDÂNIA CHAGAS. Utilização de Líquens como bioindicadores de poluição atmosférica na cidade de Cuiabá–MT. III Congresso Brasileiro de Gestão Ambiental, Goiânia-GO, 2012.

DRAPER, NR; SMITH, H. Análise Aplicada de regressão (3ª ed.). John Wiley. 1998.

FEARNSIDE, P.M. Deforestation in Brazilian Amazonia: history, rates, and consequences. *Conservation Biology*, v. 19, p. 680-688, 2005.

GENÇAY, R. Non-linear prediction of security returns with moving average rules. *Journal of Forecasting*, John Wiley and Sons, Ltd., v. 15, n. 3, p. 165–174, 1996.

INMET, I. (2019). Banco de dados meteorológicos para ensino e pesquisa. Estações Convencionais. Disponível em: <<http://www.inmet.gov.br/portal/index.php?r=estacoes/estacoesconvencionais>>. Acesso em: 07 de nov. 2019.

MACHADO, N. G.; DA SILVA, F. C. P.; BIUDES, M. S. Efeito das condições meteorológicas sobre o risco de incêndio e o número de queimadas urbanas e focos de calor em Cuiabá-MT, Brasil. *Ciência e Natura*, v. 36, n. 3, p. 459-469, 2014.

MARTINS, F. R.; PEREIRA, E. B.; DE ABREU, S. L.; COLLE, S. Brazilian atlas for solar energy resource: Swera results. In *Proceedings of ISES World Congress 2007 (Vol. I–Vol. V)* (pp. 2651-2655). Springer, Berlin, Heidelberg, 2008.

PAIVA, M. L.; DE AZEVEDO, J. C. R.; JÚNIOR, J. U. Avaliação da aplicabilidade de sistema fotovoltaico conectado à rede em uma granja no Mato Grosso. *Revista Ibero-Americana de Ciências Ambientais*, v. 11, n. 1, p. 274-288, 2020.

PELLISSARI, A.L.; FIGUEIREDO FILHO, A.; CALDEIRA, S. F., & MACHADO, S. D. A. Geoestatística aplicada ao manejo de povoamentos florestais de teca, em períodos pré-desbaste seletivo, no estado do mato grosso. *Revista Brasileira Biometria*, v.32, n.3, p.74-85, p 2014.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; ABREU, S. L.; RUTHER, R. Atlas Brasileiro de Energia Solar. São José dos Campos, 1ª Edição, p. 34. 2006.

SILVA, L. F. M. D. A viabilidade da geração de energia solar em residências no município de Cuiabá-MT. Monografia em Bacharel de Ciências Contábeis da Universidade Federal de Mato Grosso, 2019.

TIEPOLO, G. M.. Estudo do potencial de geração de energia elétrica através de sistemas fotovoltaicos conectados à rede no estado do Paraná. Tese (Doutorado em Engenharia de Produção e Sistemas) - Pontifícia Universidade Católica do Paraná, Curitiba, 2015.

URBANETZ JUNIOR, J. Sistemas fotovoltaicos conectados a redes de distribuição urbanas: sua influência na qualidade da energia elétrica e análise dos parâmetros que possam afetar a conectividade. Tese (Doutorado em Engenharia Civil) - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2010.

VENTURA, T. M.; SANTANA, L. L. R.; MARTINS, C. A.; DE FIGUEIREDO, J. M. Análise da aplicabilidade de métodos estatísticos para preenchimento de falhas em dados meteorológicos (analysis methods of application for statistical data in meteorology). *Revista Brasileira de Climatologia*, v. 19, 2016.

VIANA, TRAJANO DE SOUZA. Potencial de geração de energia elétrica com sistemas fotovoltaicos com concentrador no Brasil. Tese (Doutorado em Engenharia Civil) - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2010.

YAMAMOTO, J.K.; LANDIM, P.M.B. Geoestatística: conceitos e aplicações. São Paulo: Oficina de Textos, 2013.

## ACOMPANHAMENTO DA QUALIDADE DA GASOLINA DOS POSTOS DE COMBUSTÍVEIS DE LAVRAS/MINAS GERAIS – TRIÊNIO 2018-2020

Irineu Petri Junior<sup>1</sup>  
Cristiane Alves Pereira<sup>1</sup>  
Lucas Renato de Oliveira Mourão<sup>1</sup>  
Yasmin Fernandes Silva<sup>1</sup>

<sup>1</sup>*Universidade Federal de Lavras*

DOI: 10.47168/rbe.v28i1.627

### RESUMO

A gasolina tipo “C” é o combustível comercializado como um complexo contendo solventes, nafta e etanol anidro. O etanol anidro existente na gasolina deve obter a conformidade de  $27\% \pm 1$ , em volume, segundo a ANP. Diante disso, o objetivo deste artigo foi analisar a taxa volumétrica de etanol anidro existente na gasolina tipo C de quinze estabelecimentos de Lavras (Minas Gerais) no triênio 2018-2020 e acompanhar o atendimento às especificações regulamentadas. Para a avaliação do teor deste álcool foi utilizado o método da proveta, regulamentado pela Norma Brasileira (NBR) 13992/2005. Os resultados mostraram a transição positiva no triênio 2018-2020, em que inicialmente 73,33% dos postos estavam fora da especificação, e, em 2020, 13,33% excederam a faixa permitida. Por fim, infere-se que houve uma melhoria na qualidade do combustível nos anos analisados.

Palavras-chave: Gasolina Tipo C; Combustível; Etanol Anidro; Teor; Adulteração.

### ABSTRACT

Gasoline type “C” is the fuel marketed as a blend containing solvents, naphtha, and anhydrous ethanol. The anhydrous ethanol in gasoline must be  $27\% \pm 1$ , by volume, according to the ANP. Therefore, the objective of this paper was to analyze the volumetric content of anhydrous ethanol in gasoline type C of fifteen gas stations in Lavras (Minas Gerais), in the 2018-2020 triennium, and monitor the compliance with the regulated specifications. To assess the ethanol content, the test tube method, regulated by the Brazilian Standard (NBR) 13992/2005,

was used. The results indicated a positive transition in the 2018-2020 triennium, once 73.33% of the stations were out of the specification, and, in 2020, 13.33% exceeded the allowed range. Finally, it is inferred that there was an improvement in the fuel quality in these three years.

Keywords: Gasoline; Type C; Fuel, Anhydrous Ethanol; Content; Adulteration.

## 1. INTRODUÇÃO

A gasolina, derivada do petróleo, é um complexo de hidrocarbonetos de cadeias contendo de quatro a dez átomos de carbono que é consumida por grande parte dos veículos de passeio, sendo um dos principais combustíveis usados na atualidade. A gasolina é obtida por meio da destilação do petróleo em processos de refino, e sua composição varia (PINTO et al., 2020). Essa mistura complexa determina as propriedades físico-químicas e o desempenho do motor de um automóvel (PETROBRAS, 2021). A gasolina brasileira é produzida conforme as especificações da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), órgão responsável pela fiscalização e regulamentação de combustíveis no Brasil, de acordo com o Programa de Monitoramento da Qualidade dos Combustíveis (PMQC). A ANP impõe um padrão acerca da gasolina a ser comercializada e, para isso, é necessário que haja formulação das misturas de correntes de hidrocarbonetos, que são correntes de saída de diferentes unidades de processamento. Desta maneira, desde que sejam atendidas as especificações estabelecidas pela agência reguladora, o que independe do produtor, o desempenho e a qualidade da gasolina deverão ser sempre os mesmos (ANP, 2021).

A gasolina denominada do tipo “A” é aquela produzida nas refinarias, sem a presença de etanol anidro, e entregue diretamente às distribuidoras na conformação de uma mistura entre a fração obtida na destilação com a gasolina oriunda de processos de conversão, a exemplo daquela obtida pelo Craqueamento Catalítico Fluido (FCC). Esta gasolina não é comercializada diretamente ao consumidor final, uma vez que há adição de componentes em sua constituição, dentre eles o álcool etílico anidro. Em vários países a inclusão deste componente hidroxílico visa atender requisitos motivados por questões ambientais: redução na formação de monóxido de carbono e emissão de carbono “mais limpo”, proveniente da atmosfera, advindo da matéria-prima do etanol; assim, há a redução das emissões de gases de efeito estufa. No Brasil, originalmente a adição do etanol na gasolina foi motivada por questões econômicas, principalmente diante das crises petrolíferas dos anos 1970 e 1980 e o aumento do preço do petróleo, visando di-

minuir a dependência do petróleo importado. Além disso, o composto em questão resultou melhorias em certas propriedades do combustível, a exemplo do aumento na octanagem, ou seja, aumento na resistência à detonação quando há compressão (KOHLHEPP, 2010). Portanto, a gasolina comercial do tipo “C” é obtida a partir da mistura de gasolina tipo A com o etanol anidro combustível, nas proporções definidas pela legislação em vigor (BELINCANTA et al., 2016; BEZERRA et al., 2018). A Portaria Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento (MAPA) nº 75/2015 fixa atualmente o teor de álcool etílico anidro em até 27%  $\pm 1\%$ , base volumétrica, para a gasolina comercial.

O etanol, por ser uma fonte renovável de energia, tornou-se a principal opção para componente da gasolina comercial. Seu uso é incentivado pelas autoridades governamentais, como pelo Programa Nacional do Etanol (Proálcool), criado em 1975 pelo decreto federal nº 76593, em razão dos preços mais altos do petróleo, o crescimento econômico e populacional e consequente aumento da demanda de combustíveis e, o caráter ambiental acerca da sustentabilidade, da diminuição do lançamento de poluentes atmosféricos e da adoção de fontes renováveis de energia. O principal objetivo desse programa governamental era amenizar a dependência brasileira do petróleo, realizando a substituição gradativa da gasolina para o etanol obtido a partir da biomassa: amido (milho e grãos de cereais), sacarose (cana-de-açúcar, beterraba açucareira e sorgo sacarino) e culturas celulósicas (resíduos vegetais e madeira) (ALISSON, 2016; SYNGENTA DIGITAL, 2020). De forma a efetivar o programa, táticas e planejamentos econômicos foram alviados, a fim de preservar a economia mediante a redução da importação do petróleo, a fabricação nacional deste combustível fóssil e elaboração de iniciativas alternativas, tais como o Programa Nuclear e o Pró-Óleo (ROSILLO-CALLE; CORTEZ, 1998). Com o passar dos anos, a queima limpa, a diminuição da produção de monóxido de carbono e a octanagem suficientemente alta do etanol, levou ao estabelecimento de biocombustíveis como uma alternativa em potencial (LUTZ et al., 2014; PINTO et al., 2020).

A adição de etanol anidro na gasolina foi avaliada em diversos estudos, nos quais se examinou as diferentes motivações que abarcam seu uso e apontando diversas melhorias. Jung et al. (2013), por exemplo, realizaram um estudo que inclui as motivações econômica e de engenharia, relativas à manutenção e ao funcionamento do motor, quanto a ambiental, direcionada a redução da formação de monóxido de carbono. Inicialmente, os autores realizaram a avaliação de combustíveis contendo etanol em 10%, 20% e 30% vol. em um motor turboalimentado com taxas de compressão de 10:1 e 11,9:1. Como resultado, notou-se um aumento de duas unidades de taxa de compressão quando se aumentou 10% em volume de etanol nas misturas, sem causar

alterações na etapa de pré-ignição (combustão antecipada e irregular, popularmente conhecida como batida de pino ou batida de biela). Verificou-se também, que um maior teor de etanol requer uma menor quantidade de ar no *blend* de combustível quando o motor com turbo-compressor está operando em altas velocidades e cargas. Ademais, o trabalho em questão também avaliou o caráter ambiental da adição de etanol, realizando a comparação entre combustíveis com 10% e 30% de etanol, e observou-se uma redução de emissões de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) de 7,5% quando o motor foi operado no ciclo Rodovia US06 (JUNG et al., 2013).

Um estudo desenvolvido por Mohammed et al. (2021) também avaliou o uso de um blend de etanol e gasolina. Neste, os autores examinaram a influência de diferentes proporções de etanol na mistura (10%, 20%, 30% e 40% em volume) na potência, na eficiência e na emissão de gases de exaustão em um motor de combustão interna contendo um cilindro, quatro tempos e ignição por faísca. Seus resultados foram bastante satisfatórios, uma vez que mostraram que o aumento na concentração volumétrica de etanol está diretamente relacionado com o aumento na potência do motor e com a melhoria no consumo específico de combustível (BSFC) e na eficiência térmica. Além disso, a adição de etanol reduz a emissão de gases de escape que são poluentes e prejudiciais ao meio ambiente. Não obstante, foi aferido melhoria no número de octanas de pesquisa (RON) e número da octanagem do motor (MON) (MOHAMMED et al., 2021).

Segundo a Federação Nacional das Associações dos Revendedores de Veículos Automotivos (FENAUTO) o modelo Gol, da Volkswagen, foi o carro mais comercializado no Brasil em janeiro de 2021 (FENAUTO, 2021). O manual do proprietário do modelo determina o tipo de gasolina que deve ser utilizada e alerta sobre as consequências da má qualidade do combustível. O veículo deve ser alimentado com gasolina tipo C, livre de aditivos metálicos e consoante com a legislação de porcentagem de etanol anidro vigente no país (VOLKSWAGEN, 2020). Ademais, o comportamento de rodagem, a potência e a vida útil do motor são influenciados pela qualidade da gasolina. O uso de aditivos no combustível pode danificar o motor e o catalisador (VOLKSWAGEN, 2020). De tal forma, há prejuízos mecânicos e, conseqüentemente, econômicos para o consumidor que abastece seu carro com gasolina adulterada. Vale enfatizar que os danos provocados pelo uso de gasolina tipo C adulterada também atingem outros modelos de automóveis com motores de combustão interna do ciclo Otto.

É importante ressaltar que há diversas formas do comerciante prejudicar o consumidor, mas que a motivação é sempre por caráter econômico, ou seja, a tentativa por meios ilegais de aumentar a mar-

gem do lucro. Um exemplo seria o método de bomba baixa (quando há diferença na quantidade de combustível apresentado na bomba do posto e no medidor de combustível do carro, ocasionada pela utilização de um chip adulterado no *pulse* da bomba). Outro exemplo é a mistura do combustível com água e pelo uso de outros solventes apolares, como óleo diesel, querosene e petroquímicos refinados, tolueno, xileno e hexano. A resolução regulamentar do MAPA, destacada anteriormente, refere-se principalmente ao teor de etanol anidro presente na gasolina tipo C (TAKESHITA, 2008) e, em vista disso, há a existência de dois possíveis tipos de adulteração. O primeiro tipo é a adulteração em relação ao limite inferior desse teor, ou seja, valores menores que 26% em volume de etanol na gasolina. Esta forma de adulteração é menos comum e suscita apenas problemas menores aos automóveis e seus motores.

Já o segundo tipo de adulteração é o mais comum e está relacionado a adição de teores maiores de etanol (valores superiores à 28% em volume). Esta adulteração acarreta consequências que preocupam o consumidor brasileiro. Isso porque gera danos a motores que não apresentam a tecnologia “*flex*”, ou seja, aqueles motores de modelos mais antigos cuja injeção eletrônica não se ajusta automaticamente à mistura de combustível utilizado. O uso de combustível inadequado tem o potencial de ocasionar detonação, destacada anteriormente. Este fenômeno pode levar a problemas desastrosos dos componentes do motor, a exemplo do rompimento da cabeça do pistão que pode ocasionar a danificação completa do motor (FIAT, 2012). Ademais, gera impactos negativos na economia local, lesando o consumidor e gerando concorrência desleal no mercado (BEZERRA et al., 2018).

Para mitigar as possíveis adulterações, a ANP realiza a fiscalização por intermédio de vetores de inteligência, diante de denúncias recebidas pelo Centro de Relações com o Consumidor (CRC) e dos resultados da supervisão da qualidade pelo PMQC, de forma a inspecionar todos os agentes da cadeia de abastecimento de combustíveis, como produtores, distribuidoras, transportadoras e postos revendedores. A qualidade dos combustíveis deve seguir um conjunto de regras, e essas definições são determinadas por um conjunto de características físico-químicas estabelecidas nas Normas Brasileiras (NBR) e Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT). A fiscalização é feita periodicamente, e a ANP publica semestralmente O Boletim Fiscalização do Abastecimento em Notícias apresentando os balanços periódicos da fiscalização do abastecimento nacional de combustíveis. A fiscalização contempla todas as regiões do país e o processo é desenvolvido mediante os Núcleos Regionais de Fiscalização do Abastecimento (NRF), que estão localizados em sete unidades da federação nos seguintes estados: Amazonas, Bahia, Distrito Federal, Minas Ge-

rais, Rio de Janeiro, Rio Grande do Sul e São Paulo. Para efetuar a fiscalização, a ANP firma parcerias formais com instituições e órgãos de fiscalização do mercado de combustíveis, o que permite a elaboração de agendas para ações conjuntas e forças-tarefa. No ano de 2020, por exemplo, foram fiscalizados cerca de 57,5 mil componentes da cadeia de combustíveis em 196 municípios brasileiros, o que se refere a 3,52% de municípios contemplados. (TOSATO et al., 2020; ANP, 2021; MENEZES et al., 2021).

Diante de toda a problemática envolvendo os combustíveis não renováveis, faz-se necessário avaliar a qualidade das gasolinas comercializadas no Brasil, principalmente em municípios onde não há uma fiscalização constante. Com isso, o objetivo do presente manuscrito é determinar e analisar o teor de etanol presente na gasolina tipo C de diferentes postos na cidade de Lavras (MG) no triênio 2018-2020. Além disso, tem-se ainda como objetivo comparar anualmente o teor de álcool a partir das amostras dos postos analisados, fazendo a relação com a qualidade da gasolina de postos credenciados ou não.

Os postos credenciados são aqueles popularmente conhecidos como “postos com bandeira”, os quais vinculam uma parceria com uma determinada revendedora de combustível (fidelização). O credenciamento ocorre pelo contrato entre a distribuidora e a unidade de revenda: a primeira subsidia a construção e a manutenção da unidade e, exige exclusividade de compra do distribuidor, seja em relação ao combustível quanto aos produtos adicionais a serem vendidos. É realizado um acordo para utilização da identidade visual da marca e são alicerçados os parâmetros administrativos da bandeira a serem adotados e seguidos pelo distribuidor, a exemplo do layout, da exposição dos produtos, das políticas, dos prazos e das métricas. Já em relação aos postos sem credenciamento, estes são conhecidos como “sem bandeira”, ou “bandeira branca”, os quais não adotam parceria com distribuidores. Neste caso, o empresário deve arcar com todos os processos e os custos de operação, construção e manutenção da unidade. Esses postos possuem maior liberdade de compra e revenda dos combustíveis, pois podem escolher a melhor forma de operação e realizar a escolha pessoal do fornecedor e do período de fornecimento (ADAPTIVE, 2019).

Por fim, para obtenção dos resultados foi realizado o teste da proveta tomando como base na norma NBR 13992/2005, que descreve todo o processo metodológico para análise do percentual de etanol na gasolina. O método adotado determina, com relevante precisão, os teores de etanol na gasolina, podendo ser citados trabalhos como o de Ribeiro et al. (2021) e o de Barbosa et al. (2019), os quais utilizaram essa metodologia e demonstraram sua eficiência e importância para averiguação da qualidade dos combustíveis. Ademais, é importante

destacar que o presente estudo pertence a uma linha de pesquisa em desenvolvimento, iniciada no ano de 2018, e que esse dispõe de alguns dados apresentados pelo trabalho de Barbosa et al. (2019). Essa linha de pesquisa tem como objetivo monitorar anualmente a qualidade da gasolina tipo C em diversos postos da cidade de Lavras (MG). Logo, o manuscrito atual faz uma comparação entre todos os anos analisados no intervalo do triênio 2018-2020, como expostos nesta obra.

## **2. MATERIAIS E MÉTODOS**

### **2.1 Levantamento de estabelecimentos comerciantes de gasolina**

Inicialmente, foi realizado o levantamento e o mapeamento dos postos revendedores de combustíveis do município de Lavras - Minas Gerais, Brasil. O município possui uma frota estimada em 67,638 mil veículos automotivos movidos à gasolina, álcool, ou ambos, os quais realizam abastecimento opcional em trinta e dois postos revendedores de combustíveis, credenciados ou de bandeira branca. No estado de Minas Gerais tem-se no total 12.053.218 milhões de veículos, o que confere a Lavras uma porcentagem de 0,56% da frota estadual (IBGE, 2020).

### **2.2 Aquisição das amostras**

O teor de etanol anidro nos combustíveis comercializados no município foi avaliado nos anos de 2018 a 2020 e as amostras foram coletadas sempre no segundo semestre de cada ano avaliado. O critério adotado para a coleta foi alicerçado na locomoção dos pesquisadores, na facilidade de acesso da população, na gestão de coleta e de armazenamento dos combustíveis, na representatividade populacional das amostras ao mercado, e, para o ano de 2020, no atendimento dos protocolos sanitários restritivos impostos pela pandemia da COVID-19. Desse modo, foram selecionados 15 postos revendedores para constituir a amostragem, os quais possuíam os produtos contemplados pela pesquisa em dois ou mais anos consecutivos para realização de comparações cronológicas.

Em virtude da conveniência de exposição anônima dos dados aferidos e com a intenção de facilitar o manuseio dos dados obtidos nas análises, todos os estabelecimentos tiveram seus nomes codificados numericamente de 1 a 15, de forma a preservar a imagem das empresas e realizar a divulgação dos resultados. A Tabela 1 contém toda a codificação utilizada junto à caracterização de presença (ou au-

sência) de fidelização com distribuidoras.

Tabela 1 – Codificação adotada e a indicação de bandeira dos postos

Codificação	Fidelização
1	Ausente
2	Presente
3	Ausente
4	Presente
5	Presente
6	Presente
7	Presente
8	Presente
9	Presente
10	Presente
11	Presente
12	Ausente
13	Presente
14	Ausente
15	Ausente

As amostras coletadas foram direcionadas ao Laboratório de Operações e Sistemas Térmicos (LOST) da Universidade Federal de Lavras, onde foram efetivadas as medições do teor de etanol anidro presente em cada amostra.

### 2.3 Análise do teor de etanol anidro nas gasolinas tipo C

Como citado anteriormente, as análises foram fundamentadas pela norma NBR 13992/2005, a qual padroniza a metodologia do teste de proveta para determinação da porcentagem de álcool etílico anidro existente na gasolina comercial (tipo C).

Para realização do teste, primeiramente, preparou-se uma solução de cloreto de sódio (NaCl) 10% m/vol. Para isso, em uma balança analítica mede-se 50g do sal em um béquer de 50 mL com a assistência da espátula. Em seguida, a solução é diluída com a ajuda de um bastão de vidro e água deionizada. Por fim, a solução foi transferida com a ajuda de um funil para um balão volumétrico de 500 ml, completando-se o volume remanescente com água deionizada. Esse

mecanismo foi realizado sistematicamente até que dispusesse de um volume da solução suficiente para as análises.

Para o procedimento de quantificação da taxa volumétrica do álcool etílico anidro presente na gasolina, o qual foi realizado em triplicata, nas duas primeiras baterias de análises foi adicionado em uma proveta de 100 ml com tampa, 50 mL da amostra de gasolina e em seguida a solução de NaCl até completar 100 ml, atentando-se em analisar a parte inferior do menisco. A proveta, então, foi fechada com a tampa e girada inversamente subsequentemente por dez vezes com o propósito de ocorrer uma melhor solubilização do álcool e separação das fases, tomando-se o cuidado para não desestabilizar o sistema, a fim de evitar a formação de uma emulsão. Por fim, a proveta foi posicionada em uma superfície plana e lisa onde foi deixada em repouso por 10 minutos, para que ocorresse a separação completa das duas fases. Salienta-se as condições de temperatura e de pressão implementadas na metodologia (25°C e 0,996 atm, respectivamente).

Previamente ao procedimento, a limpeza da proveta foi realizada de modo a obter uma superfície limpa, seca e sem nenhum resíduo. Para isso, nos anos de 2018 e 2019 a proveta foi embebida em uma solução contendo água corrente e detergente neutro, escovada, enxaguada em água corrente e foi feita a secagem com papel toalha.

Para o ano de 2020 foi implementada uma técnica de aprimoramento das análises; como o estudo é realizado em réplicas, foi aplicado um processo de ambientação das vidrarias, o qual consiste na lavagem e secagem da proveta, e a ambientação dessa vidraria com uma quantidade significativa da amostra a ser analisada. O intuito deste procedimento é reduzir prováveis imprecisões na leitura e assim, evitando possíveis incorreções relacionadas à contaminação. As análises para retirada dos resultados foram realizadas também em triplicata.

Decorridos o tempo especificado da amostra em repouso, nota-se a homogeneização da mistura gasolina tipo C e solução de NaOH, o que promove um aumento no volume da solução aquosa. Essa diferença ocorre devido ao fato da dissolução do álcool da gasolina na solução aquosa de NaCl. Por último, faz-se a leitura do volume final da solução salina. Para isso, posicionou-se os olhos na mesma altura da parte inferior do menisco formado entre a gasolina e a fase aquosa, como pode ser observado pela Figura 1.

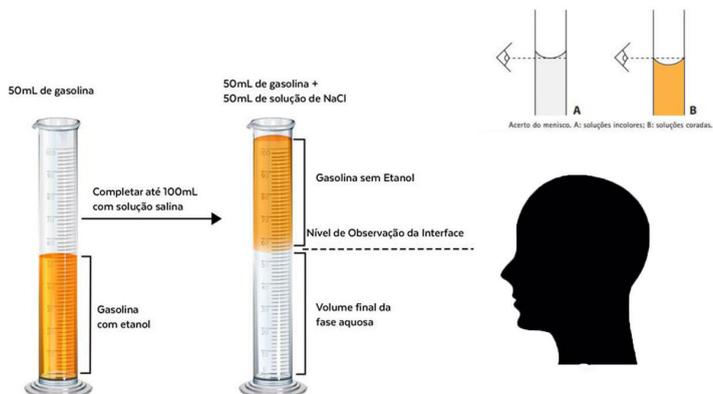


Figura 1 – Análise do volume de gasolina e fase aquosa na proveta

Esta leitura deve ser realizada com o intuito de evitar um erro comum denominado erro de paralaxe, que é caracterizado pela observação equivocada e falha do valor de uma escala analógica em um instrumento, ocasionado pela adoção de um ângulo de visão incorreto, causando um desvio óptico.

A fase aquosa é aquela presente no fundo da proveta, identificada visivelmente por sua aparência esbranquiçada ou transparente. Nela, encontra-se uma solução contendo álcool e cloreto de sódio. A leitura do menisco na interface mencionada anteriormente possibilita encontrar a porcentagem de etanol anidro (%EA) por meio da Equação 1:

$$\%_{EA} = [(V - 50) * 2] + 1 \quad (1)$$

Em que,  $V$  representa o volume final adicional da solução aquosa em mL.

## 2.4 Inferência estatística

A partir dos resultados obtidos com as amostras, pode-se descrever o comportamento populacional a partir da inferência estatística. Para isso, é necessário fazer um tratamento estatístico dos resultados obtidos pelas análises. Essa inferência examina todos os resultados, permitindo definir conclusões gerais.

Após as análises feitas em triplicata para cada amostra de gasolina, calculou-se a média de percentuais de etanol e o desvio padrão para cada conjunto de resultados de um mesmo posto. Para esse cálculo, foram utilizadas as equações 2 e 3 disponíveis abaixo:

$$\bar{x} = \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{n} \quad (2)$$

$$s = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}{n - 1}} \quad (3)$$

Em que:  $\bar{x}$  a média aritmética da porcentagem de etanol;  $x_i$  porcentagem de etanol anidro na gasolina calculada na Equação 1;  $n$  o número de análises por posto e  $s$  o desvio padrão amostral.

A média obtida da porcentagem de etanol ( $\bar{x}$ ) e o desvio padrão amostral ( $s$ ) foram utilizados na plotagem dos gráficos apresentadas na seção Resultados e Discussão. O primeiro parâmetro é representado nas barras, enquanto o segundo é denotado nos quartis.

A hipótese estatística é uma afirmativa feita com base em dados amostrais, sobre algum parâmetro de interesse na população. A validade ou não de tal afirmativa é comprovada pelo Teste de Hipóteses que compara uma hipótese nula com uma hipótese alternativa. A hipótese nula ( $H_0$ ) considera a inexistência de diferença entre as estatísticas de interesse. Por outro lado, a hipótese alternativa ( $H_1$ ) considera que as estatísticas de interesse diferem entre os grupos analisados. (MONTGOMERY e RUNGER, 2016).

Portanto, utilizou-se o Teste de Hipóteses Unilateral a fim de determinar o percentual de estabelecimentos que contiveram combustíveis que excederam a faixa intervalar do valor de referência. Esse teste foi feito considerando as hipóteses mostradas pela Equação 4:

$$H_0: \mu \leq \mu_0 \text{ e } H_1: \mu > \mu_0 \quad (4)$$

Em que:  $\mu_0$  é o valor que será testado para  $\mu$ ;  $\mu$  é a média de cada posto e  $H_0$  é a hipótese nula;

Nessa acepção, a hipótese alternativa ( $H_1$ ) só será aceita quando  $H_0$  for rejeitada. Logo, com o intuito de designar se o posto de combustível se encontra dentro do teor especificado de etanol anidro na gasolina, determinou-se como previsto pela ANP,  $\mu_0$  como  $27\% \pm 1$ . À vista disso, caso a primeira hipótese seja admitida, o teste devolverá o resultado apontando que o posto analisado se anuncia dentro do teor permitido. Caso contrário, o teste restitui que o posto se encontra fora dos parâmetros.

Como a variância populacional não é conhecida, deve-se estimá-la diante da variância amostral ( $s^2$ ). Assim, a média amostral ( $\bar{x}$ ) seguirá a distribuição *t-Student*, com nível de confiança igual a 95% e  $n-1$  graus de liberdade. A Equação 5 representa o cálculo do parâmetro observado ( $t_{obs}$ ) segundo a distribuição por *t-Student*.

$$t_{obs} = \frac{|\bar{x} - \mu_0|}{\frac{s}{\sqrt{n}}} \quad (5)$$

Em que  $\bar{x}$  é o valor médio do teor de álcool em cada triplicata, obtido pela Equação 2, e o  $\mu_0$  é o teor especificado pela legislação ( $27\% \pm 1\%$ ).

O resultado de  $t_{obs}$  deve ser comparado com a distribuição *t* apresentada na Tabela 2 ( $t_{tab}$ ) dos autores Montgomery & Runger (2016). O valor estatístico para o parâmetro  $t_{tab}$  é obtido pela marcação horizontal e vertical da Tabela 2. Tendo em vista que o teste foi realizado em triplicata, os graus de liberdade ( $n-1=2$ ), e com nível de significância de 5% (0,05), tem-se que o valor *t-Student* tabelado é igual a 2,920 ( $t_{tab}=2,920$ ).

Tabela 2 – Tabela de distribuição *t-Student*

Graus de liberdade	$\alpha$ - Unilateral		
	0,25	0,10	0,05
1	1,000	3,078	6,314
2	0,816	1,886	2,920
3	0,765	1,638	2,353

Para o presente caso, se  $|t_{obs}| \leq |t_{tab}|$  deve-se então aceitar a hipótese nula ( $H_0$ ). Com isso, é possível afirmar que o estabelecimento

em análise está dentro dos critérios estabelecidos pela ANP. Se os critérios abordados extrapolaram este intervalo, estes são conceituados dentro da região de rejeição, ou seja, não estão de acordo com a legislação vigente.

Por fim, depois da inferência do Teste de Hipóteses Unilateral para cada posto, foram realizados os cálculos dos postos que não estão dentro da especificação, utilizando a Equação 6. Este valor ditará a regularidade com que os combustíveis revendidos na cidade Lavras são adulterados.

$$\% = \frac{\text{postos com teor abaixo de 26\%} + \text{postos com teor acima de 28\%}}{\text{número total de postos analisados}} \quad (6)$$

Por meio dos resultados do teste de hipóteses, foi realizada uma comparação entre os postos. Sendo estes: postos com fidelização com uma determinada distribuidora e postos sem fidelização, que comercializam combustíveis de distribuidoras diferentes. Desta forma, foi possível verificar a frequência com que a possível adulteração ocorre nesses dois grupos de estabelecimentos.

Para o armazenamento dos dados e a realização dos cálculos e da inferência estatística, foi utilizado o *software Microsoft Excel*®. Para a plotagem dos gráficos apresentados nos resultados foi utilizado o *software Grapher 11*.

### 3 RESULTADOS E DISCUSSÃO

#### 3.1 Porcentagem em volume de álcool etílico no tipo C de gasolina

Primeiramente, é importante destacar a formatação visual adotada nos gráficos de barras, a exemplo da Figura 2 e da Figura 3. Esses possuem linhas que demarcam os valores de teores definidos na legislação, as linhas pontilhadas consideram a faixa de tolerância no teor de etanol, ou seja, denotam o limite inferior de 26% e o limite superior de 28%. Por sua vez, a linha sólida representa o valor específico de 27%. Na Figura 2 são apresentados os resultados das análises de quantificação dos teores de etanol anidro das amostras de gasolina Tipo C comercializadas nos postos da cidade de Lavras nos anos de 2018, 2019 e 2020. A partir dessa figura, é possível fazer um comparativo anual entre os estabelecimentos avaliados. Em 2018, das amostras dos 15 postos analisados, 11 postos comercializavam gasolina com

o teor de etanol anidro fora da faixa de tolerância exigida pela Resolução 75/2015 do MAPA e destes, é importante destacar a presença de um posto com teor de etanol anidro de 33%. Além disto, o desvio padrão obtido para esse posto foi de 0%, o que denota grande confiabilidade à medida.

Em 2019, para amostras dos mesmos 15 postos analisados, em cinco foram constatados venda de gasolina com teor de etanol anidro que não atendia a legislação. Destes cinco estabelecimentos, 80% obtiveram teores acima de 28% e apenas 20% possuíam teor abaixo de 26%, o que evidencia a possível adulteração das gasolinas comercializadas nesses postos. Não obstante, destes cinco postos em não conformidade, um apresentou um teor muito elevado, com 34,3% e desvio padrão igual a 0,42%.

Já para o ano de 2020, verificou-se novamente a redução no número de postos que comercializavam a gasolina fora da especificação e a conseqüente melhoria na qualidade da gasolina. Dos 15 postos analisados, 13 mostraram a venda de gasolina dentro da faixa fiscalizada pela ANP. Esta atenuação é mais perceptível quando comparados os anos de 2018 e 2020, em que houve um aumento de 60% na quantidade de postos dentro das especificações. No entanto, para o ano de 2020 foi novamente verificada a existência de um posto com elevado teor de etanol que, por sua vez, foi o maior valor obtido nos três anos de análise. Neste caso, o teor de etanol anidro era de 34,6% e o desvio padrão de 0,2% foi calculado, o que aporta certa preocupação acerca da qualidade da gasolina desse posto, uma vez que teores exorbitantes acarretam sérios problemas para o funcionamento do carro (falhas na bomba de combustível) e para manutenção da vida útil de componentes – possível corrosão de peças metálicas e emborrachadas, o que, com o tempo, pode ocasionar vazamento de gasolina, acúmulo de resíduos e entupimento dos bicos injetores. Outro ponto de importante discussão é que para cada ano houve um posto diferente com teor de etanol considerado elevado, o que denota certa aleatoriedade para esta característica estatística.

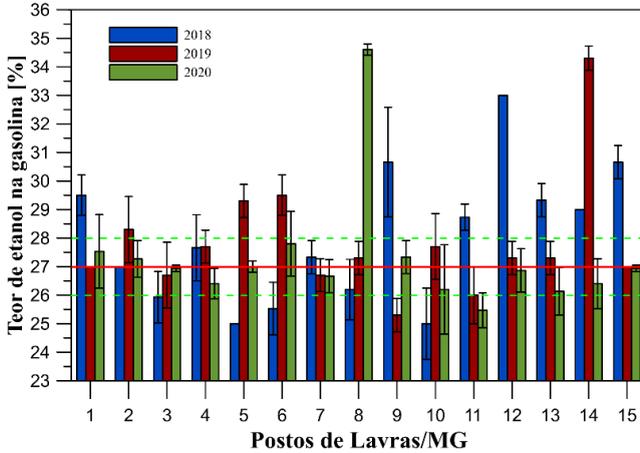


Figura 2 – Resultados de teor de etanol anidro na gasolina para cada posto nos anos de 2018, 2019 e 2020

A Figura 3 apresenta uma comparação entre os valores médios gerais obtidos para o teor de etanol anidro na gasolina e para o desvio padrão nos anos de 2018, 2019 e 2020.

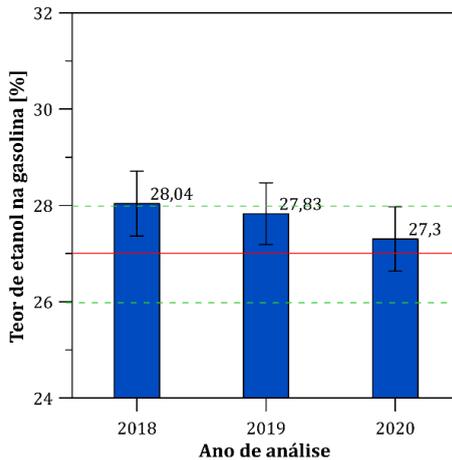


Figura 3 – Resultados médios e desvios do teor de etanol anidro na gasolina nos postos em sua totalidade para os anos de 2018, 2019 e 2020

Pela análise da Figura 3, é possível observar que no ano de 2018 a média do teor de etanol anidro ( $28,04 \pm 0,67\%$ ) ficou acima do limite de 28%, que é limite superior do permitido pelo MAPA. Para o ano de 2019, a média dos teores de etanol ( $27,83 \pm 0,64\%$ ) está entre o valor de 26% e 28%, sendo valores médios aceitáveis pela fiscalização da ANP. Para o ano de 2020, assim como o ano de 2019, a média obtida ( $27,30\% \pm 0,66$ ) também permaneceu dentro dos limites permitidos pela ANP.

É possível constatar que, houve melhoria na qualidade da gasolina ao longo dos anos monitorados, o que notabiliza a regularização do setor comercial de combustíveis da cidade em análise, o que permite concluir atendimento à legislação imposta pela agência reguladora. Dos estabelecimentos credenciados houve uma redução de 33,33% na quantidade de postos que revendem gasolina adulterada. Já para os bandeira branca, a redução foi ainda mais expressiva. Da quantidade de postos que revendem gasolina fora das especificações 100% regularizaram a situação até 2020. Essa informação é comprovada pela observação das Figuras 2 e 3, nas quais tanto os limites quanto a média e os quartis (representativos do desvio padrão amostral) se encontram dentro do limite permitido de teor de etanol anidro na gasolina. Além disso, pode-se afirmar que os desvios padrão se mantiveram em uma margem percentual baixa (de 0,64% a 0,67%), o que confere confiabilidade à análise e à metodologia aplicada.

A Figura 4 representa os resultados de postos dentro e fora da especificação segundo as análises estatísticas feitas pelo teste de hipóteses para os anos de 2018, 2019 e 2020.



Figura 4 – Gráfico tipo pizza contendo os resultados das análises dos testes de hipóteses para o ano de 2018, 2019 e 2020

Diante da Figura 4, pode-se verificar que para o ano de 2018 houve uma maior rejeição dos resultados para o teste hipóteses, apre-

sentando 73,33% dos postos avaliados externos à caracterização e apenas 26,67% possuíam gasolina dentro dos padrões previstos pela legislação. De forma a aferir se este valor externo ao intervalo de compreensão é de fato exorbitante, confere-se que 64,64% possuíam gasolina com teor acima do nível superior de exigência (28%), o que pode desencadear múltiplas complicações nos motores automotivos, a exemplo de problemas de corrosão, falha na bomba de combustível e aumento do consumo, principalmente em automóveis mais antigos os quais não possuem injeção eletrônica.

Para o ano de 2019, tem-se 66,67% dos postos aceitos no teste de hipóteses para um nível de significância de 5%, sendo 33,33% rejeitados. É notável que no ano houve uma maior predominância de postos dentro das especificações, quando comparado com o ano anterior.

Por fim, em relação ao ano de 2020, obteve-se a maior porcentagem de aceitação dos resultados, quando comparado aos anos anteriores, estando 86,67% de postos dentro da especificação e 13,33% fora da especificação.

Para o parâmetro de média anual, pode-se realizar uma comparação com os dados dinâmicos fornecidos pela ANP por intermédio do Boletim do Programa de Monitoramento da Qualidade dos Combustíveis (ANP, 2022). Estes dados são publicados mensalmente e, por praticidade de comparação, serão avaliados os dados brutos anuais da análise de gasolina tipo C por Unidade de Federação (UF). Assim, é possível analisar a região em que a cidade de Lavras está inserida e os ensaios realizados nesta região em cada ano. Desse modo, notou-se que para o ano de 2018 os ensaios do PMQC tiveram 95,65% das gasolinas analisadas dentro da conformidade imposta pela legislação (4,35% das gasolinas estavam fora do intervalo de conformidade). Vale ressaltar que o valor médio de amostras coletadas foi de 28 produtos (intervalo de 23 a 40 amostras de gasolina) e que para esse ano são encontrados somente dados dos meses de setembro a dezembro.

Já para o ano de 2019, o percentual de amostras fora da conformidade diminuiu, alcançando um valor de 1,59%, quando analisadas em média 52 amostras de gasolina para os 12 meses do ano – intervalo amostral de 17 a 100 estabelecimentos comerciais revendedores da gasolina tipo C. E para o ano de 2020, tem-se maior porcentagem de conformidade, valor médio da ordem de 99,04% para nove meses de análise e média de 56 amostras analisadas.

Nessa perspectiva, percebe-se que para todos os anos comparados, os ensaios da PMQC apresentaram maior aceitação da legislação do que as análises realizadas no presente trabalho. No entanto, os dados fornecidos pela ANP podem não refletir diretamente a realidade dos postos revendedores de Lavras, pois trata-se de uma média

amostral regional em que há outras 150 cidades incluídas nesta mesorregião de pesquisa. Além disso, pela divulgação dos resultados ser anônima, não é possível afirmar se algum estabelecimento de Lavras foi selecionado para participar das medições. Em contrapartida, é interessante destacar que em ambos os ensaios foi possível visualizar ao longo dos anos melhorias significativas na qualidade do combustível e no respeito à legislação vigente, o que espelha de maneira quantitativa a regularização do setor de revenda de combustíveis na região e, de certa forma, no município em questão.

A obtenção desses resultados é importante para avaliar a qualidade da gasolina, abarcada pela razão ambiental e econômica, bem como de engenharia. A primeira é de grande importância, pois é o motivo principal da adição do etanol anidro na gasolina. A composição atual da gasolina tipo C proporciona uma redução significativa na formação do monóxido de carbono. A segunda justificativa é fundamentada pelo bom funcionamento dos novos motores, já que se sabe que é necessário que haja um determinado índice de octanagem associado à gasolina, o qual é aferido nas refinarias para o *blend* de gasolina após mistura das diversas correntes. Portanto, a coleta e a análise do teor de etanol presente na gasolina tipo C são indispensáveis, uma vez que refletem a realidade de outros países que também utilizam o etanol como componente na gasolina, a exemplo de Argentina, Chile, Índia e Taiwan. Ademais, este componente é responsável por um aumento complementar no RON (*Research Octane Number*), parâmetro de octanagem adotado pela ANP, que possui grande importância para a análise científica da qualidade da gasolina. Conforme já tratado anteriormente, a octanagem, por sua vez, faz referência a capacidade de resistência a detonação de um determinado combustível em motores de ciclo de Otto, sendo que combustíveis com um baixo índice de octanagem se mostram mais inflamáveis em relação àqueles que possuem um índice superior (PETROBRAS, 2020).

Continuando a discussão, uma maior octanagem na gasolina resulta em uma melhor eficiência no ciclo e em seu aproveitamento no motor, por outro lado vale ressaltar que ainda existem muitos automóveis que não são caracterizados como “*flex*”, ou seja, que não possuem motores movidos tanto a etanol hidratado quanto com gasolina tipo C. Dessa forma, mesmo os combustíveis que possuem um nível menor que 26% de álcool anidro em sua composição podem ser utilizados, já que o processo corrosivo do motor seria menor num automóvel nestas condições (PETROBRAS, 2020). No entanto, teores de etanol abaixo da faixa regulamentada (valores inferiores a 26%) não corroboram com as políticas governamentais, sendo que essas intentam viabilizar o uso de combustíveis renováveis, diversificando a matriz energética nacional e procurando minimizar os impactos ambientais causados pelas

fontes convencionais não renováveis, dependentes de combustíveis fósseis.

A Figura 5 apresenta gráficos de pizza, separando quanto a existência de credenciamento, para cada ano avaliado. Para o ano de 2018, com relação aos estabelecimentos bandeirados, apenas 40% obtiveram gasolina seguindo os padrões legislatórios para o teor de etanol anidro. Dentre os 60% restantes, 50% dispõem de porcentagens do álcool acima do intervalo normalizado, o que pode originar numerosas danificações aos motores movidos somente à gasolina, tais como a falha na partida do automóvel, desgaste químico do carburador, oxidação gradual de peças metálicas e do isolamento dos fios elétricos, entre outros problemas (GUERRA, 2018). Em relação aos postos de bandeira branca, nota-se que 100% não compõem o intervalo especificado. Nesse sentido, julga-se que no ano de 2018 os postos bandeirados cumpriram mais com a legislação vigente do que postos não credenciados, apesar de alguns estabelecimentos apresentarem teores de etanol anidro incompatíveis com o proposto pela ANP.

Para o ano de 2019, dos postos com bandeira, 40% se encontram fora dos parâmetros impostos pela ANP. Dentre estes, 25% comercializaram gasolina com teor de etanol anidro abaixo do limite inferior, o que não acarreta danos significativos aos motores de automóveis movidos apenas a gasolina tipo C. No entanto, esse tipo de adulteração transparece o desrespeito à legislação vigente e reflete danos econômicos ao dono do posto de combustível. Para os postos não credenciados, 80% possuem gasolina com teor de etanol anidro na faixa permitida pela agência reguladora. Diante disso, pode-se afirmar que para o ano de 2019 os postos não credenciados seguiram mais a regulamentação vigente.



Figura 5 – Gráfico estilo pizza representativo do percentual de postos credenciados e não-credenciados que estão fora ou dentro da especificação da ANP para o ano de 2018, 2019 e 2020

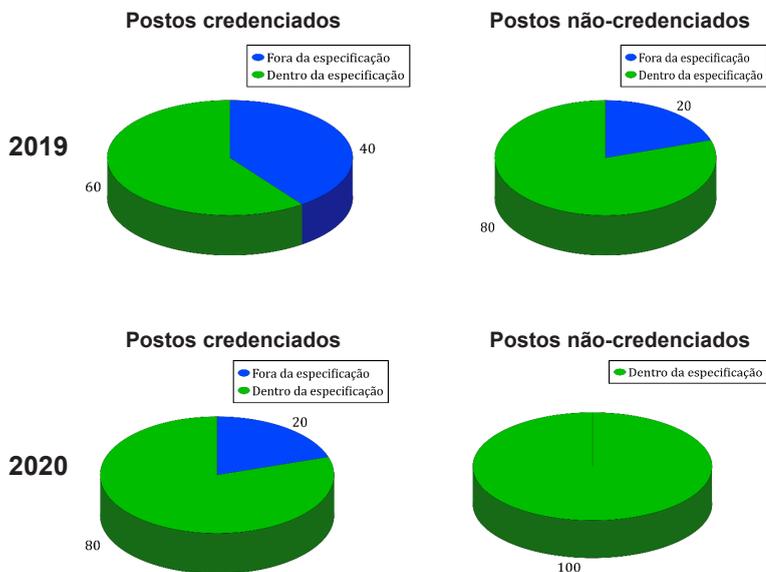


Figura 5 – Gráfico estilo pizza representativo do percentual de postos credenciados e não-credenciados que estão fora ou dentro da especificação da ANP para o ano de 2018, 2019 e 2020 (contin.)

Para o ano de 2020, destaca-se que 80% dos postos credenciados possuíam gasolina cujo teor de etanol anidro estava dentro do permitido. Enquanto os postos não credenciados estavam em sua totalidade dentro da especificação.

Pode-se então concluir, em uma análise geral ao longo dos anos, que há uma diminuição notória na porcentagem de postos que comercializam gasolina do tipo C fora da legislação, tanto aqueles que possuem fidelidade quanto aos não credenciados.

Amparado et al. (2016) realizaram a determinação do teor de etanol na gasolina nos postos de combustíveis do município de Passos (MG) e constataram que os postos com bandeira apresentaram menor ocorrência de amostras fora de especificação do que os postos sem bandeira. Ademais, os postos sem bandeira, mesmo estando dentro do teor exigido pela legislação, apresentaram coloração mais intensa a partir de uma análise a olho nu realizada pelos autores, levantando a hipótese da adição de corantes e a necessidade de análises adicionais para confirmação da hipótese, como o uso de Espectroscopia UV/visível (UV-vis).

Segundo Itcheno (2018) e Nasr e Santos (2007), os consumidores associam um preço mais alto e uma marca conhecida a um produto de boa ou melhor qualidade, e isso também ocorre no caso dos postos credenciados. É esperado pelos clientes que a gasolina revendida nos postos fidelizados respeite os padrões reguladores, o que, para estes clientes, está diretamente relacionado à qualidade do combustível em questão. Já em relação aos postos não credenciados, os consumidores possuem uma certa desconfiança acerca dos parâmetros de qualidade. Isso ocorre, muitas vezes, por denúncias locais de adulteração nesses postos, o que denota um mau conceito a esses estabelecimentos. Levando isso em conta, os consumidores se encontram dispostos a pagar um preço relativamente mais elevado por um combustível de melhor qualidade.

Dessa forma, de acordo com as análises realizadas, foi possível observar que em 2018 e 2019 teve-se uma predominância maior de postos com bandeira comercializando gasolina tipo C com possível adulteração, mesmo que estes sejam postos em que grande parte dos consumidores esperam uma maior qualidade do combustível, devida fidelidade a uma distribuidora. Além disso, cronologicamente, pode-se observar que a melhora na qualidade dos combustíveis dos postos com bandeira foi mais lenta e não atingiu a totalidade em 2020. Isso mostra que nem sempre a qualidade pode ser relacionada com a existência de credenciamento dos postos.

### **3.2 Avaliação do método adotado**

Já é sabido que a metodologia de estudo adotada foi o teste da proveta, embasado na norma NBR 13992/2005, a qual descreve todas as etapas do processo para determinação do teor de etanol na gasolina tipo C por meio de um método rápido, simples e prático. A identificação do etanol na gasolina por este método é alicerçada pelo estudo da polaridade, da interação entre as moléculas presentes nas amostras e nas soluções. Como exposto por Dazzani (2003), este teste permite abordar conceitos químicos importantes, tais como a separação de fases, solubilidade e densidade, investigando a caracterização das moléculas envolvidas com o intuito de esclarecer os acontecimentos vistos na análise.

Destarte, faz-se, preliminarmente, uma análise química dos compostos envolvidos, enfatizando principalmente conceitos, tais como as forças intermoleculares, a geometria molecular e a polaridade das ligações e das moléculas (ROCHA, 2001). A separação de fases ocorre, pois, a solução homogênea de água e cloreto de sódio é bastante polar, em contrapartida a gasolina pura é um composto orgânico apolar. O etanol, por sua vez, é um composto caracterizado por conter

ambas as polaridades, a parte apolar de sua estrutura molecular é a menos expressiva, identificada pela cadeia de hidrocarbonetos ( $\text{CH}_3\text{-CH}_2\text{-}$ ). A parcela mais significativa é a hidroxila (OH), grupo funcional dos álcoois, é responsável pelo caráter polar da molécula e pela interação intensa com a solução de cloretos de sódio, através de ligações de hidrogênio que favorecem a separação entre a gasolina e o etanol. Outro fator de importante destaque é que a partir da formação de uma emulsão, a dissociação dos íons do sal em  $\text{Na}^+$  e em  $\text{Cl}^-$  torna a separação mais promissora. Ao fim, pode-se observar que na parte inferior da proveta estão concentradas as soluções mais densas – o álcool juntamente com a solução aquosa de  $\text{NaCl}$  e no topo, a gasolina. Assim é formado um sistema de duas fases que não voltam a interagir, diante de suas polaridades distintas. (AMPARADO; REIS; BORGES, 2017).

### 3.3 Importância do estudo

O presente trabalho possui grande importância para a comunidade como um todo, visto que este acarta forte caráter social e de extensão universitária.

A caracterização deste viés é abarcada pela discussão coletiva acerca da qualidade dos combustíveis comercializados no cotidiano, de possíveis adulterações e o uso de práticas ilegais que induzem à concorrência desonesta entre os postos revendedores. Um segundo aspecto que deve ser colocado é que o trabalho permitirá a divulgação de resultados para o corpo social lavrense, que poderá se tornar mais informado e exigente quanto a seus direitos de consumidor.

A seleção da abordagem de coleta, da metodologia de análise e da avaliação dos dados visa avaliar materiais de maneira mais visual, prática e de fácil tratamento. No entanto, outros métodos para a avaliação da presença de aditivos ou outras substâncias inadequadas à gasolina estão sendo desenvolvidos pelo Núcleo de Estudos em Petróleo e Energia da Universidade Federal de Lavras (NEPetro). É importante destacar também que o núcleo visa estudar parâmetros de especificações da ANP para o etanol hidratado e óleo diesel S500 e S10. Dessa forma, ressalta-se a importância deste estudo para o meio social e universitário, uma vez que a coleta das amostras, a avaliação do método e a investigação e o tratamento dos dados são expressivos para a esfera científica e acadêmica, e a discussão dos resultados e sua devida publicação possuem acentuada importância para a camada social.

#### 4. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Em razão do que foi exposto, foi possível concluir que houve uma melhoria na qualidade da gasolina ao longo dos anos de 2018, 2019 e 2020. Pelo presente trabalho, observou-se que mais de metade dos postos avaliados no ano de 2018 apresentavam o teor de etanol anidro na gasolina fora dos padrões estabelecidos pela legislação. No entanto, percebe-se que nos anos de 2019 e 2020 uma faixa minoritária de 33,33% e 13,33% dos postos revendedores de combustíveis mantiveram suas gasolinas com teor de álcool fora do intervalo determinado pela ANP. Entre os postos credenciados, o avanço também é evidente, dado que o percentual inicial de postos dentro da faixa em 2018 era de 40%, que progrediu para um percentual de 80% em 2020. Essa transição foi ainda mais brusca quando observados os postos sem credenciamento, os quais se deslocaram de um percentual de 100% fora das especificações para um percentual positivo de 100% dentro das especificações.

#### REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ADAPTIVE, Com ou sem bandeira - qual a melhor opção para seu posto de combustível? 23 dez. 2019. Disponível em: <<https://adaptive.com.br/com-ou-sem-bandeira-qual-a-melhor-opcao-para-seu-posto-de-combustivel/>>. Acesso em: 15 jun. 2021

ALISSON, E. (2018, dezembro). Proálcool: uma das maiores realizações do Brasil baseadas em ciência e tecnologia. Agência FAPESP. Recuperado a partir de <<https://agencia.fapesp.br/proalcool-uma-das-maiores-realizacoes-do-brasil-baseadas-em-ciencia-e-tecnologia/24432/>>. Acesso em 16 set.2021.

AMPARADO, B. L. R.; REIS, M. J.; BORGES, D. G. Determinação do teor de etanol na gasolina dos postos de combustíveis do município de Passos (MG). Ciência ET Praxis, v. 9, n. 18, p. 25–28, 29 nov. 2017.

ANP - AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEL. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/petroleo-derivados/155-combustiveis/1855-gasolina>>. Acesso em: 28 mar. 2021.

ANP - AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEL. Disponível em: < <http://www.anp.gov.br/imprensa/kits-de-imprensa/como-funciona-fiscalizacao-abastecimento-anp>>. Acesso em: 08 de junho de 2021.

ANP - AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIO-COMBUSTÍVEL. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/boletins-anp/boletim-fiscalizacao-do-abastecimento-em-noticias>>. Acesso em: 05 de janeiro de 2022.

BARBOSA M. L.; CAVALCANTE L. A.; FERNANDES J. A.; SILVA M. H. D. FONSECA B. C. R. & PETRI JR. I. (2019) Análise de gasolina dos postos de combustíveis de Lavras/MG. In Anais, 8 Congresso Brasileiro de Carbono (pp. 209). (Vol. 1), São João Del Rei, Minas Gerais: ABCarb.

BELINCANTA, J. ; ALCHORNE, J. A.; SILVA, M. Teixeira. The Brazilian experience with ethanol fuel: Aspects of production, use, quality, and distribution logistics. Brazilian Journal of Chemical Engineering, v. 33, n. 4, p. 1091–1102, 2016.

BEZERRA, A. C. de M.; SILVA, D. de O.; de MATOS, G. H. M.; dos SANTOS JR., J. P.; BORGES, C. N.; SILVEIRA JR., L.; PACHECO, M. T. T. Quantification of anhydrous ethanol and detection of adulterants in commercial Brazilian gasoline by Raman spectroscopy. Instrumentation Science & Technology, v. 47, n. 1, p. 90–106, 21 mai. 2018.

DAZZANI, M.; CORREIA, P. R. M.; OLIVEIRA, P. V.; MARCONDES, M. E. R. Explorando a Química na Determinação do Teor de Álcool na Gasolina. Revista Química Nova na Escola, n. 17, p. 42-35. São Paulo, 2003.

FENAUTO, Os 10 carros usados e seminovos mais vendidos em janeiro no Brasil, São Paulo, 05 fev. 2021. Disponível em: [https://www.fenauto.org.br/index.php?view=single&post\\_id=880](https://www.fenauto.org.br/index.php?view=single&post_id=880) . Acesso em: 25 mar. 2021.

FIAT. Dicionário Técnico Automotivo montado. Brasil: FIAT, 2012, 89p.

GUERRA, P. H. L. Quais as consequências para o seu motor se o percentual de álcool na gasolina aumentasse para 40%? Educação Automotiva, 14 mar. 2018. Disponível em: <<https://educacaoautomotiva.com/2018/03/14/governo-percentual-alcool-gasolina-40-consequencias-motor/>>. Acesso em: 30 abr. 2021

IBGE - INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA (Lavras | Frota de veículos). Disponível em: <<https://cidades.ibge.gov.br/brasil/mg/lavras/pesquisa/22/28120>>. Acesso em: 21 set. 2021.

ILTCHENCO, T. A qualidade dos serviços dos postos de abastecimento de combustíveis de Chapecó-SC. 2018. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Administração) - Universidade Federal da Fronteira Sul, [S. l.], 2018. Disponível em: <https://rd.uffs.edu.br/bitstream/prefix/2827/1/ILTCHENCO.pdf>. Acesso em: 15 abr. 2021.

JUNG, H. H.; LEONE, T. G.; SHELBY, M. H.; ANDERSON, J. E.; COLLINGS, T. Fuel Economy and CO<sub>2</sub> Emissions of Ethanol-Gasoline Blends in a Turbocharged DI Engine. SAE International Journal of Engines, v. 6, n. 1, p. 422–434, 2013.

KOHLHEPP, G. Análise da situação da produção de etanol e biodiesel no Brasil. Estudos Avançados, v. 24, n. 68, p. 223–253, 2010.

LUTZ, O. M. D.; BONN, G. K.; RODE, B. M.; HUCK, C. W. Reproducible quantification of ethanol in gasoline via a customized mobile near-infrared spectrometer. Anal. Chim. Acta 2014, 826, 61-68.

MENEZES, J. F. S.; dos SANTOS, R. G.; de SANTANA, T. S. S.; SILVA, A. M. S. P.; BARBOSA, J. G. S. Avaliação e monitoramento do teor de etanol em gasolina comum nos postos de gasolina do município de Amargosa-BA, via teste da proveta e marcador de combustível do tipo [EU(B-DICETONA)3.(H<sub>2</sub>O)<sub>2</sub>]. Vol. 7, No. 4 (2021).

MOHAMMED, M. K.; BALLA, H. H.; AL-DULAIMI, Z. M. H.; KAREEM, Z. S.; AL-ZUHAIRY, M. S. Effect of ethanol-gasoline blends on SI engine performance and emissions. Case Studies in Thermal Engineering, v. 25, p. 100891, 1 jun. 2021.

MONTGOMERY, D. C.; RUNGER, G. C. Estatística Aplicada e Probabilidade para Engenheiros. 6. Rio de Janeiro: LTC, 2016.

NASR, M. A.; SANTOS, Z. M. C. A influência da marca nos postos de abastecimento de combustíveis. Cadernos UniFOA, [S. l.], 5 dez. 2007. Disponível em: <http://revistas.unifoa.edu.br/index.php/cadernos/article/view/892/794>. Acesso em: 15 abr. 2021.

PETROBRAS – PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. (2021). Cadeia de Comercialização e a Composição dos preços. Recuperado a partir de <https://petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/composicao-de-precos-de-venda-ao-consumidor/gasolina/>

PETROBRAS, Manual Técnico GASOLINA Informações Técnicas. Disponível em: <<http://sites.petrobras.com.br/minisite/assistenciatecnica/public/downloads/manual-de-gasolina.pdf>>. Acesso em: 16 de abril de 2021.

PINTO, V. S.; GAMBARRA-NETO, F. F.; FLORES, I. S.; MONTEIRO, M. R.; LIÃO, L. M. 1H NMR and Chemometric Methods to Estimate the Octane Number in Brazilian C Gasolines. Journal of the Brazilian Chemical Society, v. 31, n. 8, p. 1690–1699, ago. 2020.

Portaria MAPA Nº 75 DE 05/03/2015. Disponível em: <<https://www.legisweb.com.br/legislacao/?id=281775>>. Acesso em: 28 de abril de 2021.

RIBEIRO E.; LUIZ, M. E. R.; MOURÃO, L. R. de O.; PETRI, I. J.; PEREIRA, C. A. (2021) Análise de qualidade dos combustíveis dos postos da cidade de Lavras/MG – ano de 2021. In Anais, 4 Congresso Nacional de Engenharia de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. (pp. 1-12), congresso online.

ROCHA, W. R. Interações intermoleculares. Revista Química Nova na Escola, n. 4, p. 31-36. Cadernos Temáticos. São Paulo, 2001.

ROSILLO-CALLE, F.; CORTEZ, L. A. B. Towards ProAlcool II—a review of the Brazilian bioethanol programme. Biomass and Bioenergy, v. 14, n. 2, p. 115–124, 23 mar. 1998.

SYNGENTA DIGITAL, Geração de biocombustível a partir de fontes renováveis, 18 mai. 2020. Disponível em: <<https://blog.syngentadigital.ag/culturas-energeticas-geracao-de-biocombustivel-partir-de-fontes-renovaveis/>>. Acesso em: 25 set. 2021.

TAKESHITA, E. V.; REZENDE, R. V. P.; de SOUZA, S.M.A. Guelli U.; de SOUZA, A. A. Ulson. Influence of solvent addition on the physico-chemical properties of Brazilian gasoline. Fuel, 2008, vol. 87, p. 2168 – 2177.

TOSATO, F.; BARROS, E. V.; CUNHA, D. A.; SANTOS, F. D.; CORRÊA, T.; NUNES, A.; JASTROW, I.; SILVEROL, M. A.; PINHEIRO, L. U.; SEABRA, A. C.; FIGUEIRAS, P. R.; NETO, A. C.; WANG, L.; FERREIRA, E. C.; ROMÃO, W. Análise de amostras de combustíveis por fotometria, NIR portátil e RMN de 1h - uma comparação com os resultados encontrados por técnicas normatizadas. Quím. Nova [online]. 2020, vol.43, n.2, pp.155-167.

VOLKSWAGEM. GOL: Manual de instruções. Brasil: Volkswagen, 2020, 300p.

WANG, C.; JANSSEN, A.; PRAKASH, A.; CRACKNELL, R.; XU, H. Splash blended ethanol in a spark ignition engine – Effect of RON, octane sensitivity and charge cooling. Fuel, v. 196, p. 21–31, 15 mai. 2017

## ENERGY RECOVERY TECHNOLOGIES FROM MUNICIPAL SOLID WASTE: ENHANCING SOLID WASTE BRAZILIAN POLICY

Tânia Galavote<sup>1</sup>  
Aladim Fernando Cerqueira<sup>1</sup>  
Rahony Bregensk Alves<sup>1</sup>  
José Carlos Martins Ramalho<sup>1</sup>  
Luciana Harue Yamane<sup>1</sup>  
Renato Ribeiro Siman<sup>1</sup>

*<sup>1</sup>Universidade Federal do Espírito Santo*

DOI: 10.47168/rbe.v28i1.652

### ABSTRACT

Public incentives play an important role in expanding the possibilities of using renewable energies, such as that generated from MSW (municipal solid waste) biomass, not only creating opportunities, but also several challenges. Thus, from the literature review, this paper aims to describe the feasibility (technical, economic, and environmental), potentialities, obstacles and readiness level of the technologies of energy generation from municipal solid waste. These technologies include the use of landfill gas, biogas generated by anaerobic digestion and direct burning of solid waste (incineration). Between the three technologies, landfill gas has greater economic viability, anaerobic digestion is classified as the most environmentally viable energy recovery technology, while incineration has the highest energy recovery potential. Regarding the readiness level of the technologies, incineration and anaerobic digestion are extensively used in Europe, United States and East Asia, while landfill gas is used extensively in the United States, Latin America and India. Moreover, the applicability of a technology should always have a set of factors into consideration (economic, environmental and technical), to be applied to local characteristics, in conjunction to other technologies.

Keywords: Municipal solid waste; Landfill gas; Anaerobic digestion; Mass-burn incineration.

### RESUMO

As políticas públicas de incentivo desempenham um papel importante na expansão das possibilidades de uso de energias renováveis, como a proveniente de biomassa dos resíduos sólidos urbanos, gerando não

somente oportunidades, mas também diversos desafios a serem vencidos. Assim, este trabalho procurou descrever a partir de revisão da literatura a viabilidade (técnica, econômica e ambiental), obstáculos e potencialidades, bem como o nível de maturidade das tecnologias de geração de energia proveniente dos resíduos sólidos urbanos. Essas tecnologias abrangem a utilização do biogás gerado em aterros sanitários e o gerado a partir do tratamento da fração orgânica em biodigestores anaeróbios, bem como da queima direta dos resíduos. Entre as três tecnologias, a energia gerada a partir do biogás de aterro possui maior viabilidade econômica, a biodigestão anaeróbia possui o menor impacto ambiental, enquanto o maior potencial de recuperação de energia é originário de usinas de incineração. Com relação ao nível de maturidade, a incineração e a digestão anaeróbia são amplamente utilizadas na Europa, Estados Unidos e Leste Asiático, enquanto o biogás de aterro é amplamente utilizado nos Estados Unidos, América Latina e Índia. Além disso, a aplicabilidade de uma determinada tecnologia deve sempre levar em consideração um conjunto de fatores (econômicos, ambientais e potencial energético) aplicados à características locais e podem ser aplicadas conjuntamente com outras tecnologias.

Palavras-chave: Resíduos sólidos urbanos; Biogás de aterro; Digestão anaeróbia; Incineração.

## 1. INTRODUCTION

A diversified and renewable energy mix is a strategy for developing the economic, technological, social and political sectors for any country (ERDIWANSYAH et al., 2019). And this type of energy can be transformed from natural sources such as water, solar, biomass, wind and geothermal (ADAMS et al., 2018). So, to diversify their energy mix and potentially expand it, governments must play an important role, by applying incentive policies, reducing dependence on fossil fuels (YANG et al., 2020). This decreases their vulnerability to price fluctuations typical of non-renewable energy sources, while reducing their greenhouse gas (GHG) emissions, thus favoring economic development and clean technologies recommended worldwide (CARLEY; LAWRENCE, 2014).

The USA and the European Union (EU) were the first to implement renewable energy incentive policies in the mid-1970s (CARLEY et al., 2017). Much later, in Brazil, the energy recovery of biomass, mainly from municipal solid waste (MSW), was triggered by Federal Law no. 12,305/2010, the National Policy on Solid Waste (PNRS – Política Nacional de Resíduos Sólidos) and, more recently, governed by Interministerial Ordinance no. 274/2019. These legal documents see energy use as one of the options for appropriate final

waste disposal, provided that its technical and economic viability is guaranteed, and the waste hierarchy is observed – non-generation, reduction, reuse, recycling and treatment of waste (BRAZIL, 2010, 2019). Additionally, the ANEEL Resolution No. 482/2012 (ANEEL, 2012), that was revised by ANEEL Resolution No. 687/2015 (ANEEL, 2015), established a compensation system for energy (renewable or cogeneration) produced by micro and mini generation (SILVA et al., 2017; STILPEN et al., 2018). Recently, Brazilian Zero-Dump Program (Programa Nacional Lixão Zero), launched in April 2019 by the Brazilian Ministry of Environment, defined power generation from waste as a guideline for solid waste management in the country (MMA, 2019). Technologies to achieve this include the use of landfill gas (LFG), biogas generated by anaerobic digestion (AD) and direct burning thru incineration (incineration).

Despite of more sustainable alternatives, in developing countries landfilling is still the favored final waste disposal method for being inexpensive (VILLANUEVA-ESTRADA et al., 2019). Landfill gas is composed of methane, carbon dioxide and other trace components (AGHDAM et al., 2019). Methane from LFG is a high value resource, as it is equivalent to natural gas after being purified (HORSCHIG et al., 2018, 2019). So, several studies estimated the energy recovery potential from the methane from LFG (AHMED et al., 2015; FEI et al., 2019; PURMESSUR; SURROOP, 2019; SANTOS et al., 2019). In Turkey, Yilmaz and Abdulvahitoğlu (2019) estimated a potential energy production from LFG between 1492 GWh and 5948 GWh, that would supply about 93 million inhabitants, in 2043. Conversely in Brazil, Silva et al. (2017) estimated the production 8.7 GWh (for 2016-2036) in the single landfill that serves the CIMASAS Consortium, in São Paulo state, serving an estimated population of 300,000 inhabitants in 2036.

However, in developed countries the circular economy is already the waste management trend, unlike in the developing countries, which are still transitioning to landfills (MARGALLO et al., 2019). Circular economy aims to increase the waste reuse and recycling, and to exploit the existent resources as much as possible before landfilling, therefore decreasing the need for landfills (COBO et al., 2018; RAGAZZI et al., 2017). Countries such as Germany, Slovenia, Canada and Korea already recycle plenty of the generated waste (TISI, 2019). The author adds that Austria, Belgium, Denmark, Estonia, Japan, Holland, Luxembourg, France and Norway are increasingly investing in energy generation alternatives from waste, such as incineration and AD.

AD is a promising technology to treat the organic fraction of MSW, or biowaste. The anaerobic process produces different added-value compounds, such as biogas, a biofuel, and biofertilizer (SHARMA et al., 2019), besides treating waste with lower costs and fewer environmental impacts (ACHINAS et al., 2017; CAPSON-TOJO et al., 2016).

In the EU, the targets and policies implemented to expand renewable energy generation more than tripled the installed biogas production capacity from 2012 to 2015 (SCARLAT et al., 2018), reaching more than 17,000 plants in 2017. To evaluate this technological path, several studies calculated the biogas production potential from biowaste (CAPSON-TOJO et al., 2016; EPE, 2014b; GOMES et al., 2012; MATHERI et al., 2017; MOJAPELO et al., 2014). In addition to the theoretical analysis of the methane conversion potential of organic compounds, the technical, economic and conjuncture aspects that explain that potential should be emphasized in Brazil (MARIANI, 2018).

Another promising energy-recovery technology is direct MSW burning, also named mass-burn incineration, for large waste amounts (KUMAR; SAMADDER, 2017). Incineration can reduce the waste volume by 80% without pretreatment (OLIVEIRA, 2018), in addition to producing 0.5 MWh.t<sup>-1</sup> of MSW (SINDICIC, 2011; CARDOSO, 2019). Countries such as Denmark, Sweden, Estonia and Finland reduced final MSW disposal by more than 90% due to incineration (MAKARICHI et al., 2018). Observing this potential, with 1/5 of the world's population, China has released 11 normative acts to encourage technology, between 2000-2014. In this period, a growth of approximately 1 GW per year was observed, over five years, with 339 operating power plants. In 2017, the largest power generation capacity for was installed, at 7.3 GW (IEA, 2019). And in 2014, the UK incinerated 35% of all MSW, generating 3.94 TWh, 1.1% of its total power generation (MAKARICHI et al., 2018; TISI, 2019). Alas, in Brazil, the technology has not yet been implemented yet, although there is great potential. For example, Jauregui et al. (2017) indicate that São Paulo state, Brazil's largest MSW generator, would need 13 incineration plants to reduce MSW to ashes and slag, generating energy with a daily capacity of 968 MW.

By observing with the challenges and opportunities for MSW energy recovery, this paper aims to describe viability, obstacles and potentialities of generating energy from LFG combustion, treating biowaste in anaerobic biodigesters, as well as incineration. For this, a literature comprehensive review has been conducted to identify environmental, technical and economic aspects of these technologies, as well as potentialities and obstacles faced. Moreover, Technology Readiness Level (TRL) was used to assess the readiness of technologies for full-scale commercial implementation (NGO et al., 2021). The concept was first used by National Aeronautics and Space Administration (NASA) and classify the level of application of the technology in research and development, pilot and demonstration, early commercial deployment and commercially established (LYTRAS et al., 2021).

## 2. POWER GENERATION FROM BIOGAS

Biogas is considered a GHG, as it contains carbon dioxide and methane, which has a global warming potential 21-25 times higher than CO<sub>2</sub> (YILMAZ; ABDULVAHITOĞLU, 2019; AHMED et al., 2015). However, if collected, biogas can easily replace fossil fuels for heating, electricity generation, transportation or as raw material in the chemical industry (HORSCHIG et al., 2018, 2019). This results in significant economic and social benefits, such as revenue generation through carbon markets and job/income creation (PURMESSUR; SURROOP, 2019), and reduces energy costs for its users, promoting growth due to investments (NASCIMENTO et al., 2019). As an environmental benefit, air pollution is reduced by not being released to the atmosphere, and the replacement of fossil fuels to produce electricity, reduces emissions of pollutants like sulfur dioxide and nitrogen oxides (EPA, 2017; PURMESSUR; SURROOP, 2019).

In Brazil, organic matter represents 51.4% of the gravimetric composition of the collected MSW, totaling 28.5 million t.year<sup>-1</sup> (BRAZIL, 2012). In addition to the significant volume, biowaste is responsible for the greatest environmental impacts on dumps or landfills due to leaching and GHG emissions (CAPSON-TOJO et al., 2016; EPE, 2014a). Thus, while biowaste disposal is a problem around the world, it is also a resource with high potential energy, which has moved nations for its use (LIN et al., 2018; SCARLAT et al., 2015; US DEPARTMENT OF ENERGY, 2019). To produce energy, the water content of the biowaste makes the incineration process less efficient, by requiring much energy to evaporate it and polluting air (CAPSON-TOJO et al., 2016).

International regulations have required the development of new biowaste treatment technologies. In 2007, the EU committed to reduce GHG emissions by 2020 compared to 1990, with a mandatory target of producing 20% of energy with renewable sources. As a result, the installed biogas production capacity nearly doubled from 2005 to 2015, from 2,665 MW to 8,339 MW. Power generation from biogas almost quadrupled from 2005 to 2012, from 12.5 TWh to 46.4 TWh, and is expected to reach 63.9 TWh in 2020 (SCARLAT et al., 2015). In Brazil, in 2019, 39 thermoelectric plants were registered as biogas power plants (ANEEL, 2019a), with a total installed power of approximately 186 GW. Of those, 14 treat animal waste, three treat agricultural waste and 22 use LFG. As a result of the distributed energy production compensation system of the Resolutions 482/2012 and 687/2015, the number of plants registered in this system rose from two (in 2014) to 159 (in 2019), Figure 1.

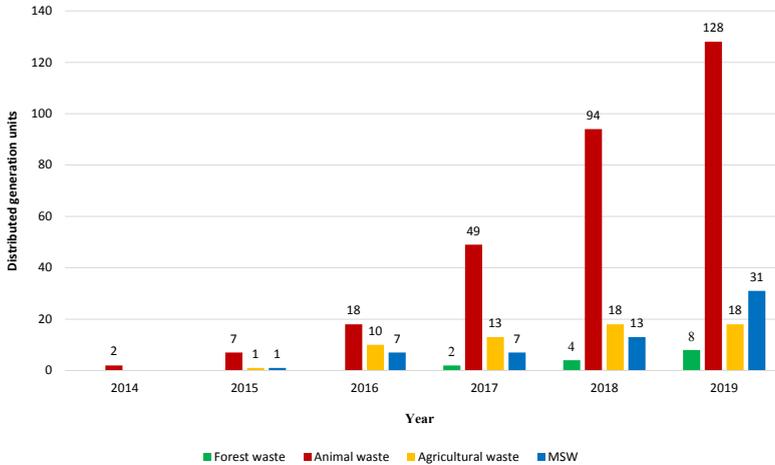


Figure 1 - Number of units generating electricity from biogas registered by ANEEL in the distributed generation model in 2019

Actually, the number of AD plants in Brazil is higher than those reported by ANEEL, as some of them use biogas for purposes other than power generation. Mariani (2018) registered 159 biodigesters in 2015, usually small and medium sized in rural properties. Aiming to potentiate the use of biofuels in Brazil, in 2017 the Ministry of Mines and Energy established *RenovaBio*, a program that induces mandates to increase biofuel content in fossil fuels sold by distributors, by not proposing additional taxes (CARDOSO; COSTA, 2020; STILPEN et al., 2018). In respect to Brazilian States, Rio Grande do Sul pioneered by establishing the methane State Law no. 14,864/2016, incenting the methane generation and use, in addition to the State Decree no. 48,530/2011, which aims to find alliances in institutions to carry out power generation from biogas (DALPAZ, 2019).

Conversely, developing actions for biogas use depends on other sectors, such as the market supplying adequate technology, and the legal sector clarifying the regulatory frameworks on sanitation and commercialization of biogas or energy. The inclusion of biogas into gas distribution and commercialization networks for vehicular fuel are examples of solutions that increase opportunities and reduce costs for its production and marketing (MARIANI, 2018; CARDOSO; COSTA, 2020), as seen on Table 1 (MARIANI, 2018).

Table 1 - Comparison of the favorable conditions for the use of Biogas between Brazil and Europe

Usage types	Brazil	Europe
Biogas (storage)	Low-tech storage, such as geo-membrane reservoirs.	High tech level, such as reservoirs with double geomembrane layer.
Biogas (H <sub>2</sub> S filtering)	Uncommon, or low-tech.	High grade biogas filtration.
Electric energy	Internal consumption, injection into the distribution network or sale in the free market.	Governmental subsidies for biogas electricity generation and sales.
Thermal energy	Use for industrial processes, with low-technology burners.	Use in heating of households, bi-digesters and industrial processes.
Methane usage (regulation)	Under development. For use and injection in gas distribution networks.	Advanced. For use and injection into the natural gas network.
Methane (transport)	Particular cases with cylinder use; lacks dense network of pipelines.	Good gas transport and distribution infrastructure, facilitating injection into the network.
Methane (supply network)	Few projects of network injection or direct supply of vehicles.	Already consolidated, large-scale vehicle supplying systems.

Biogas recovery occurs through two distinct ways, either through landfills or AD. For both cases, a treatment/purification process precedes electricity production. This “upgrading” process is done to remove excess moisture, particles and other impurities that bring problems to the system (EPA, 2017), which are exposed in Table 2 (KUNZ et al., 2019).

Table 2 - Problems caused by contaminants in the biogas

Contaminant	Problems
Water	Water corrosion of compressors, fuel tanks and engines by the formation of acids with H <sub>2</sub> S, NH <sub>3</sub> and CO <sub>2</sub> ; water accumulation in the ducts; condensation or freeze by pressure
Particulate matter	Clogging by accumulation in compressors, fuel tanks and engines
Oxygen (O <sub>2</sub> )	Danger of explosive mixtures by high O <sub>2</sub> concentration in biogas
Ammonia (NH <sub>3</sub> )	Corrosion by dissolution in water
Hydrogen sulfide (H <sub>2</sub> S)	Corrosion of compressors, fuel tanks and engines; toxic concentrations in biogas (>5 ppm); SO <sub>x</sub> formation by combustion
Carbon dioxide (CO <sub>2</sub> )	Decrease in biogas heating value
Siloxanes	Formation of SiO <sub>2</sub> and microcrystalline quartz by combustion; deposition in spark plugs, valves and cylinders
Halogens	Corrosion in combustion engines

To correctly size the treatment/purification system, it is necessary to determine the volume, physicochemical characteristics and, mainly, the aimed gas purity level (KUNZ et al., 2019). For example, water removal, occurs by physical methods, like condensation or chemical drying, and generally removes particulate material together with water. The most used physical methods are cyclone separators, pipes containing traps with fine mesh screen; while the most popular chemical methods are cylindrical reactors containing adsorbents such as triethylene glycol, hygroscopic salts, zeolites, silica gel or oxide aluminum (NOVAK et al., 2016). Chemical drying is more predominant than physical processes but requires frequent replacement of adsorbent materials to maintain the moisture removal efficient (KUNZ et al., 2019).

Likewise, hydrogen sulfide ( $H_2S$ ) can be also removed by physical, chemical, in addition to biological processes. Membranes can physically separate methane from other biogas contaminants by diffusion, at a high pressure, and have an efficiency between 96-98% (RYCKE-BOSCH et al., 2011). In chemical processes such as absorption, the contaminants are removed during biogas washing, using water, for contaminants with greater solubility, or organic solvents, obtaining a methane concentration between 93-98% (BEIL; BEYRICH, 2013). Biological processes use bacteria capable of oxidizing  $H_2S$  into sulfate and/or elemental sulfur in the presence of  $O_2$  or nitrate as an electron acceptor (KUNZ et al., 2019). Another technique under development is cryogenics. It consists of compressing biogas at high pressure, under specific temperature conditions, resulting in the separation of methane, with an efficiency >97%, and  $CO_2$  removal by condensation. However, despite the efficiency, the technology is still not widespread and feasible due to high energy consumption and investment costs (BUDZIYEARWSKI, 2016).

The most common energy converters are internal combustion engines (ICE), gas turbines, and fuel cells (PURMESSUR; SURROOP, 2019; YILMAZ; ABDULVAHITOĞLU, 2019). About 70% of the projects use ICE, suitable for projects with power lower than 3 MW (EPA, 2017), for economic and operational issues (AGUILAR-VIRGEN et al., 2014). As for gas turbines, they are used in projects usually with more than 5 MW, despite lower efficiency than other technologies. Microturbines, with specific capacity between 30 and 250 kW, are generally used for projects smaller than 1 MW (EPA, 2017). Table 3 shows a comparison between the three technologies discussed above (PURMESSUR; SURROOP, 2019). As for fuel cells, they operate in high temperature and are more adequate for direct use of biogas, as they are more resistant to contaminants, remaining efficient (ALVES et al., 2013).

Table 3 - Features and costs associated with energy recovery technologies

Feature	Internal combustion engines	Gas turbines	Fuel cells
Electrical efficiency	33%	28%	50%
Fuel consumption (kJ.kWh <sup>-1</sup> )	10,972	12,872	7,174
Investment (million US\$)	1.2 (1 MW)	1.26 (0.84 MW)	5.25 (1.5 MW)
Operating cost (US\$.kW <sup>-1</sup> .year <sup>-1</sup> )	115.20	99.84	84.00

Regarding biogas generation technologies, several authors compared economic, energy and environmental aspects of landfills and biodigesters. Santos et al. (2019) concluded that landfills are more economical to produce energy, with a unit cost of 3,010.4 US\$.kW<sup>-1</sup>, while AD costs 4,200.5 US\$.kW<sup>-1</sup>. Regarding the energy potential, Dalmo et al. (2019) compared various technologies, including AD and landfills for the entire São Paulo state. According to the authors, the energy potentials of AD and landfill are 1.80 GWh.year<sup>-1</sup> and <1.17 GWh.year<sup>-1</sup>, respectively. This difference is possibly explained by the operation process of biodigesters to control parameters, such as humidity, temperature and pH, and mainly composition, characteristics that influence biogas generation (MBOOWA et al., 2017; NASCIMENTO et al., 2019). However, AD is much more environmentally viable, since landfills contribute to global warming, require large areas, in addition to the possibility of groundwater and soil contamination (SANTOS et al., 2019).

## 2.1 Energy production from landfill gas

Although energy production from LFG is incipient and emerging in most developing countries, it has gained more notoriety recently. (FEI et al., 2019). This is the case in Latin America, where countries try to replace their unlicensed landfills and dumps by licensed landfills as a primary MSW final disposal method (MARGALLO et al., 2019). According to Guerrero et al. (2013) landfills have a significantly higher environmental impact than other technologies, such as AD, recycling and incineration. However they have lower environmental and social impacts than unlicensed landfills and dumps, and their low cost and well-known technology makes them still considered the best disposal method in these countries. Santos et al. (2019) add that landfills do not require skilled labor, sometimes use unproductive land, and can

generate electricity or heat with a low cost. Figure 2 shows the percentages of waste treatment and final disposal in the Latin America countries (ABRELPE, 2019; MARGALLO et al., 2019).

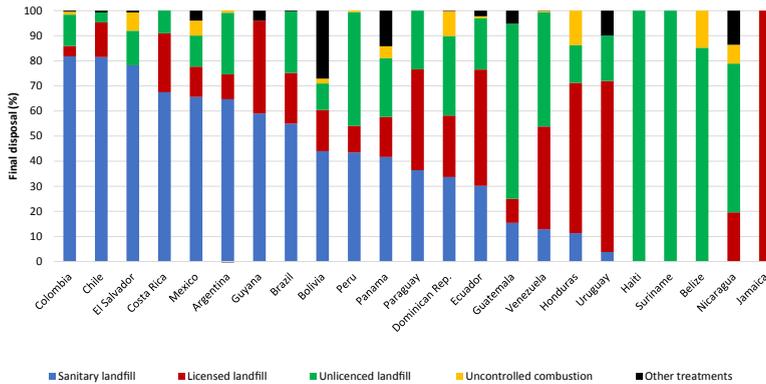


Figure 2 – Final waste disposal and destination percentages in Latin America and the Caribbean

Of all Latin America countries, Colombia deserves to be highlighted for currently sending more than 80% of its waste to landfills, through various policies to encourage new energy generation projects from LFG. Some examples are: reductions of up to 50% of the total investment cost, by reducing income taxes, among others; prohibition of inappropriate waste disposal methods, such as water bodies, dumps, uncontrolled burning and temporary ditches. In that country there are incentives to mitigate taxes on products and services related to landfill energy recovery technologies. These measures are intended to increase the number of LFG power plants, that currently represent 3.1% of the MSW generated in the country (ALZATE-ARIAS et al., 2018).

LFG recovery technologies include those related to LFG collection (ZHENG et al., 2019), landfill moisture control and energy conversion systems, like ICE, turbines, among others. Regarding collection technologies, three well types are used: vertical wells, horizontal wells or a combination of both (ZHENG et al., 2019). However, regardless of the collection technology, part of the LFG in the landfill cell is lost by fugitive surface emissions (ZHENG et al., 2019). This gas usually escapes through the weakest areas of the landfill cover, like slopes, cell intersections and cracks, the leachate collection system or even pipe leaks (MØNSTER et al., 2015). In this case, the efficiency of the collection system can be influenced by operational factors, such as coverage

type and collection system operation, as well as environmental factors such as barometric pressure, ambient temperature, wind speed and moisture content in the cover layers (BOURN et al., 2019).

Bourn et al. (2019) found LFG collection efficiencies between 20-90% in different landfills, suggesting the influence of controlling the operational and environmental factors. In landfills with geomembrane cover, Wang et al. (2013) found efficiencies of 90%. Silva et al. (2017) claim an efficiency of 65% for active LFG recovery systems; 85% for cells with a final clay cover, plus active LFG recovery; and 90% for cells with final geomembrane coverage, plus active LFG recovery. In the active recovery system, induced vacuum energy is used to control gas flow (TCHOBANOGLIOUS; KEITH, 2002). These systems are projected to match the methane extraction rate with the generation rate (BOURN et al., 2019). Besides collection efficiency and waste composition, local rainfall is a factor that interferes with landfill moisture and the conversion of organic matter to methane in the landfill, therefore in energy production. Thus, wetter landfills, with an annual rainfall >1,000 mm, have higher generation rates (THE WORLD BANK, 2004). World Bank (2004) suggests values (Table 4) for the methane generation rate (k). This parameter is inputted in estimation models, such as the Landfill Gas Generation Model (LandGEM) by the US Environmental Protection Agency (US EPA – ALEXANDER et al., 2005).

Table 4 - Suggested values for k, based on annual rainfall and waste

Annual rainfall (mm)	k range (year <sup>-1</sup> )		
	Relatively inert	Moderately inert	High Decomposition
<250	0.01	0.02	0.03
250-500	0.01	0.03	0.05
500-1,000	0.02	0.05	0.08
>1,000	0.02	0.06	0.09

Figure 3 shows the influence of moisture and waste composition in the methane production curves for wet landfills. The k values range between 0.05 and 0.06 year<sup>-1</sup>, and 0.02 and 0.03 year<sup>-1</sup> for dry landfills (ALEXANDER et al., 2005). LandGEM was used for this simulation as well as for other studies by Barros et al. (2014), Purmessur and Surroop (2019), Santos et al. (2019), Silva Dos Santos et al. (2018), Silva et al. (2017), and Yilmaz and Abdulvahitoğlu (2019). It is

also noteworthy that the input data on waste amount, methane generation potential ( $L_0$ ) and the methane percentage in the LFG were the same for the four annual rainfall scenarios. The methane generation peak is higher for the wettest conditions ( $k = 0.06 \text{ year}^{-1}$  – PURMESSUR; SURROOP, 2019; SANTOS et al., 2019; SILVA DOS SANTOS et al., 2018; SILVA et al., 2017) and the production drop is lower, over the years, for the driest conditions ( $k = 0.02 \text{ year}^{-1}$  – AMINI et al., 2013; SUN et al., 2019; YILMAZ; ABDULVAHITOĞLU, 2019).

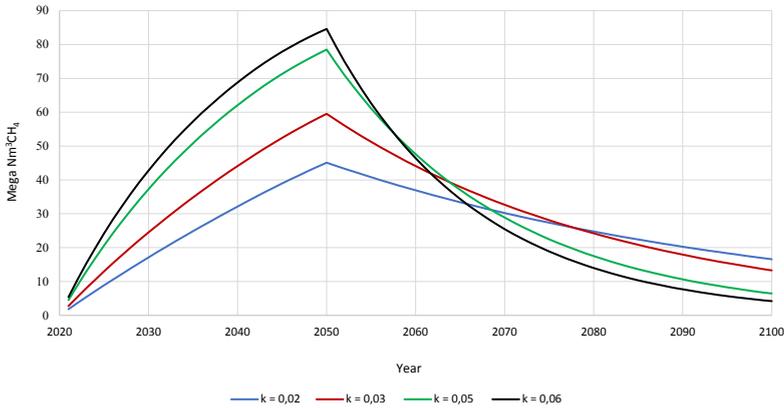


Figure 3 - Influence of methane generation rate ( $k$ ) on methane production estimation

Reichert (2014) discerns a relation between waste quantity and energy production. According to the author, a metric ton of waste should generate between 0.1 and 0.2 MWh of electricity. However, most LFG power plants currently operating in Brazil do not reach that standard, like the *Bandeirantes* and *Recreio* power plants, in São Paulo and Rio Grande do Sul states, respectively, producing just  $0.07 \text{ MWh.t}^{-1}$  (NASCIMENTO et al., 2019). This middles the Mauritian *Mare Chicose* landfill, with a climate similar to Brazil's, where  $0.14 \text{ MWh.t}^{-1}$  were reached (PURMESSUR; SURROOP, 2019), while a drier Italian landfill reached just  $0.06 \text{ MWh.t}^{-1}$  (SISANI et al., 2016).

Finally, economic viability is a decisive factor to be considered in LFG projects. EPA (2017), points the estimation of the LFG recovery potential as one of the primary steps for developing energy LFG projects. Thus, authors like Barros et al. (2014) indicate that LFG collection and use is economically viable without public policy incentives if the Brazilian cities have more than 200,000 inhabitants. Additionally, Yil-

maz and Abdulvahitoğlu (2019) claim that energy production from LFG is financially viable when the plant's installed capacity is greater than 1 MW. For Santos et al. (2019), Zhou et al. (2019) and Ogunjuyigbe, Ayodele and Alao (2017) the landfill has the least unit operation and investment costs. These last authors separately assessed several North Nigerian cities and concluded that payback time of the LFG generation system would vary between 4.9-7.8 years, depending on the city. Some important factors in the landfill construction phase are the land price, as well as the proximity of the infrastructure to the served area, which has a strong influence on transport costs and energy consumption (ABEDINIANGERABI; KAMALIRAD, 2016). In the operation phase, the leachate treatment costs can be reduced with some measures, such as leachate evaporation, using heat from LFG combustion or cogeneration (WEI et al., 2017). Another alternative would be to treat the leachate in conventional units, along with the sanitary sewage or through a low-cost technology as the phytoremediation (KALOUSEK et al., 2020). So, Table 5 shows the cost comparison between energy generation technologies from MSW, in the initial and operational phase (KUMAR; SAMADDER, 2017).

Table 5 - Comparison between energy recovery technologies

Technology	Investment costs (US\$.t <sup>-1</sup> .year <sup>-1</sup> )	Operation costs (US\$.t <sup>-1</sup> .year <sup>-1</sup> )
Incineration	400-700	40-70
Pyrolysis	400-700	50-80
Gasification	250-850	45-85
Anaerobic digestion	50-350	5-35
LFG recovery	10-30	1-3

## 2.2 Biogas from anaerobic digestion

Anaerobic digestion has been indicated as the best option to treat biowaste, compared to landfill, gasification, or incineration, based on Life Cycle Assessment, or LCA (HENRÍQUEZ, 2016; SANTOS et al., 2019; XU et al., 2015). Using AD biogas as an energy source mitigates between 100 and 160 kg CO<sub>2</sub>eq.t<sup>-1</sup> of inputted food waste (GRANT et al., 2017). Moreover, this biowaste treatment produces biogas and high-quality biofertilizers, which cost less than mineral fertilizers and promote the better use of nitrogen by plants. Furthermore, biofertilizers balance other essential nutrients in the crop, such as phosphorus and potassium (SHARMA et al., 2019). Generally, 10 kg of biowaste (wet weight) produce 1 m<sup>3</sup> of biogas, generating approximately 6 kWh, or

21.6 MJ as electricity (VÖGELI et al., 2014). At the same ratio, but considering a 35% power conversion efficiency, the estimated AD electricity generation potential in Brazil is 6.9 TWh, which could meet 1.5% of the national power consumption (EPE, 2014a). Most AD plants in Brazil meet the demand for animal waste treatment, mostly from pig farming waste; these effluents have suitable characteristics for treatment (total solids content between 0.5-2.5%) in anaerobic lagoon systems, widely used in Brazil (AIRES, 2012). This kind of biodigester is considered low cost, easy to build and operate, as they do not have stirring or heating systems (KUNZ et al., 2019). In contrast, there are more robust technologies, suitable for waste with higher complexity and total solids content, as presented in Table 6 (CAPSON-TOJO et al., 2016; KUNZ et al., 2019).

Table 6 - Description of AD technologies applied to biowaste

System	Pros	Cons	Feed	VOL / TS content
Anaerobic lagoon	Single-stage process; simplified operation; reduced cost.	High hydraulic retention time (HRT or $\tau$ ); difficulties in heating and agitation; troublesome sludge disposal and biogas collection.	Low % TS	TS: < 3% VOL: 0.3-0.5 kgVS.m <sup>-3</sup>
UASB	Low HRT; multi-stage process in a single tank; allows sludge disposal and biogas collection.	Possibility of sludge drag and biogas loss; high investment cost; requires TS adjustment % in the feed.	Flexibility to operate with high VOL rates	TS: < 2% VOL: 0.5-8 kgVS.m <sup>-3</sup>
CSTR	Operational flexibility in maintaining HRT and SRT; multi-stage process in a single tank; heat and mass transfer promoted by stirring (mechanical or hydraulic); allows sludge disposal and biogas collection.	Complex operation; high investment and operating cost; HRT between 15-20 days; stirring system increases solids content; increased energy consumption.	Flexibility to operate with high VOL rates	TS: > 10% VOL: 1-4 kgVS.m <sup>-3</sup>
Solid-state anaerobic digester	Biogas with high methane concentration; can operate in sequential batches; feeding with high TS%.	High HRT; high investment and operating cost; lower biogas productivity than in the wet system (15-40).	Flexibility to operate with high VOL rates and TS%	TS: 20-40%

Legend: UASB – Upflow Anaerobic Sludge Blanket; CSTR – Continuous Stirred Tank Reactor; VOL – Volumetric Organic Load; TS – Total solids; SRT – Sludge retention time

Anaerobic digestion is a complex metabolic process that requires redox potential conditions ( $\leq 200$  mV) and depends on microorganism association in four phases: hydrolysis, acidogenesis,

acetogenesis and methanogenesis (KUNZ et al., 2019). Different microorganism groups act in each phase, in syntrophy, requiring specific environmental conditions. In the hydrolysis phase, the enzymes excreted by hydrolytic bacteria decompose carbohydrates, proteins and lipids into monomers, in a few hours or days. Lignocellulose and lignin are subject to incomplete decomposition and may limit the process. Thus, the type of substrate determines AD speed and, depending on its composition and the biodigester, pretreatments may be necessary to enable it (KUNZ et al., 2019). Acidogenesis is a critical phase for the whole process – in which anaerobic and facultative bacteria produce volatile fatty acids (VFA), lactate, ethanol, H<sub>2</sub> and CO<sub>2</sub> – due to restrictions that may limit the process later. In the acetogenic phase, the compounds formed during acidogenesis are oxidized to produce acetate and hydrogen, which are consumed in the next phase. In the last (strictly anaerobic) phase, methanogenesis, dynamic relationships occur between Methanogenic archaea and Homoacetogenic bacteria that directly act in CH<sub>4</sub> and CO<sub>2</sub> production (CAPSON-TOJO et al., 2016).

Biowaste composition varies according to region, source (restaurants, residences, large suppliers, source-separation of the organic fraction of MSW) or mixing, but generally has high AD potential (CAPSON-TOJO et al., 2016; FIGGATIVA et al., 2016). Scientific literature reports values of methane production potential ranging from 260-648 mL<sub>CH<sub>4</sub></sub>.gVS<sup>-1</sup> for food waste, higher than the potential observed for dairy residues, sewage sludge, wheat straw (CAPSON-TOJO et al., 2016) and microalgae biomass (DEBOWSKI et al., 2017). The analysis and monitoring of the bacteria and archaea population are key to explain the performance of AD systems (MARTINS, 2018). The microbiota involved in methanogenesis is mostly sensitive to changes in temperature, pH, redox and inhibitors, thus this step is considered the most limiting of the AD process (ACHINAS et al., 2017).

About acidification, pH restrictions occur due to the occurrence of instabilities in the AD process, resulting in low methane production and increased CO<sub>2</sub> content in biogas (FIGGATIVA et al., 2016). A pH below 6.6 indicates inhibition of methanoarchaea growth (KUNZ et al., 2019). These restrictions are caused especially when digesting monosubstrates, either for overloading (due to the NH<sub>3</sub> excess) or methanoarchaea inhibition, caused by a low C/N ratio (CAPSON-TOJO et al., 2016). The quality of the treated material may also explain acidification in reactors, because of the acidic nature of food waste (pH=5.1±0.7). This is associated with high carbohydrate and protein contents, that quickly producing VFA and NH<sub>4</sub><sup>+</sup> in quantity, thus acidifying the reactors and inhibiting acetogenesis and methanogenesis (FIGGATIVA et al., 2016). However, corrective treatments during AD or aerobic pretreatment are indicated, such as: the addition of water or

mixing substrates with lower dry matter content, adjusting the organic loading rate of the digester to avoid the pH decrease; water dilution or stripping extraction to avoid instabilities under conditions of high ammoniacal nitrogen content (FISGATIVA et al., 2016).

Due to the microorganism sensitivity and the sequence and complexity of the digestion phases, the degradability of biowaste inserted in the process is important to ensure speed and efficiency in the decomposition and conversion into biogas. This involves segregation and pretreatment technologies for some kinds of raw materials. The conditions of the medium affect the AD, requiring that multiple parameters be considered and controlled, which are presented in Table 7 (KUNZ et al., 2019; CAPSON-TOJO et al., 2016; MARTINS, 2018).

Table 7 - Waste composition and environmental requirements for the development of microorganisms involved in anaerobic digestion

Parameters	Hydrolyse/ Acidogenesis	Acetogenesis	Methanogenesis	Influence
Partial hydrogen pressure	–	$10^{-4} - 10^{-6}$	–	Inhibition of acetolactic bacteria; production of short chain acids for methane formation.
Temperature	25 – 35	–	32 – 42	Growth and metabolism of microorganisms; kinetics of syntrophic metabolism; endothermic reactions; exothermic reactions; solubility of organic compounds; speed of biochemical reactions; pathogens elimination; dissociation of ammonia may cause inhibitory effect.
pH	5.2 – 6.3	–	6.7 – 7.5	Very sensitive methanogenic archaea; low values indicate excess volatile fatty acids.
C/N Ratio	10 – 45	–	20 – 30	Values well below 25 lead to imbalance in the production and consumption of volatile fatty acids, overloading methanogenic archaea.
Dry matter concentration (%)	<40	–	<30	High concentrations can be inhibitory and cause low methane production.

Table 7 - Waste composition and environmental requirements for the development of microorganisms involved in anaerobic digestion (cont.)

Parameters	Hydrolyse/ Acidogenesis	Acetogenesis	Methanogenesis	Influence
Total Ammoniacal N	-	-	< 200 mg.L <sup>-1</sup>	From the decomposition of amino acids, proteins and urea, high levels inhibit the activity of methanogenic archaea.
Trace elements	-	-	Essencial: Ni, Co, Mo, Se	Structure of the bacterial community and biogas-ter performance.

Environmental control has greatly evolved for its critical impact on the productivity of the AD phases. Controlling biomass temperature is fundamental to ensure uniformity in biogas production, especially in colder regions or with large thermal amplitude, because without substrate heating the external temperature promotes a significant drop in biogas production (AIRES, 2012). Monitoring the pH to detect excessive VFA production is highly recommended, in order to perform corrective measures after sudden variations (KUNZ et al., 2019).

To avoid limiting microbial growth because of high VFA generation and pH decrease, several studies with significant results in batch or continuous/semi-continuous systems propose: reduction of the added organic load rate or the VS ratio of substrate/inoculum, which should require increased reactor size, buffer addition, pH adjustment, addition of trace elements, mixing granular sludge; digestate recirculation or the decoupling of the solid retention time in relation to the hydraulic retention time, achieved for example by separating of liquid and solid fractions of the digestate and feedbacking first (CAPSON-TOJO et al., 2016). On the other hand, the chemical complexity of biowaste makes it a source of several valuable compounds such as chemicals (enzymes, organic acids, glycerol), materials (bioplastics, biopolymers, nanoparticles, fibers) or fuels (methane, hydrogen, biodiesel, ethanol). In this sense, the AD processes can be applied to hydrogen production and VFA, in dark and acidogenic fermentation processes, respectively, for the production of fuels and other chemicals (CAPSON-TOJO et al., 2016), requiring additional research.

In the US, advances in science and technology are enabling the economic viability of AD facilities: development of membrane bioreactors; transformation of AD chemistry to produce short-chain intermediate organic acids that can be used to create higher value fuels and commodity chemicals such as acetone and naphtha; co-digestion strategies; biodigester design; organism genetics to improve the biological biogas conversion and thermocatalytic processes to convert

biogas and LFG into fuels and finer co-products. Dalmo et al. (2019) refer that industrial-scale anaerobic reactors are currently recommended to maximize methane production in processes called Biological Mechanical Treatment (MBT), processing materials by dry fermentation (15-25% TS).

The gravimetry and kinetic AD parameters were analyzed for Santo André, São Paulo state, a city with 718,773 inhabitants, which landfilled about 750 t.day<sup>-1</sup> (CETESB, 2019). This resulted in 44.3% of biowaste in the MSW (DALMO et al., 2019); an average of 0.257±0.081 t<sub>VS</sub>.t<sub>MSW</sub><sup>-1</sup> and 0.345±0.099 t<sub>TS</sub>.t<sub>MSW</sub><sup>-1</sup>, representing a VS/TS ratio of 74%, and a mean Biochemical Methane Potential of 278±146 Nm<sup>3</sup>CH<sub>4</sub>.t<sup>-1</sup> of reduced VS (LIMA, 2016). The methane production, considered from the availability of waste, can be calculated as shown in Equation 1 (DALMO et al., 2019). From this data, the energy production potential of the Santo André municipality via AD was then estimated.

$$P_{CH_4} = OM \times TS \times VS \times MBP \quad (1)$$

Where:

$P_{CH_4}$  = methane production (m<sup>3</sup>.t<sup>-1</sup>);

$OM$ : amount of organic matter in MSW (t);

$TS$ : total solids content in MSW (%);

$VS$ : volatile solids content (%);

$MBP$ : methane biological potential (mL<sub>CH<sub>4</sub></sub>.g<sub>VS</sub><sup>-1</sup> = m<sup>3</sup>CH<sub>4</sub>.t<sub>VS</sub><sup>-1</sup>)

Applying the mean values above, Santo André generates 332 t.day<sup>-1</sup> of biowaste, with 84.8 t of VS, translated into a generation potential of 23,581 m<sup>3</sup>CH<sub>4</sub> via AD. An efficiency value of 39.6% (DALMO et al., 2019) for the electricity generator from biogas, a LHV of 9.97 kWh.Nm<sup>3</sup> for the methane (GERMANY, 2010), and a potential of 93 MWh.d<sup>-1</sup>, i.e., 0.28 MWh.t<sup>-1</sup> were considered. This production is sufficient to supply over 14,803 homes, with a mean consumption of 191.3 kWh.month<sup>-1</sup> (EPE, 2017). Table 8 presents information on various MSW and/or food AD plants in various locations of the world (WILKEN et al., 2019).

Table 8 - Biowaste power plants deployed in several countries

Country	Waste type	Treated waste (t.year <sup>-1</sup> )	Biogas production (Nm <sup>3</sup> .h <sup>-1</sup> )	Productivity (Nm <sup>3</sup> .t <sup>-1</sup> )	Energy (MW)	Investment (million €)
Brazil	Market and sewage sludge	109,500	1,100	92	2.8	20
Portugal	Biowaste	25,000	-	-	0.5	7.5
England	Markets, slaughterhouses and other	108,701	-	-	4.988	20.8
Canada	Source-separated, garden waste and other	40,000	490	107	-	58 CAD**
Germany	Food, business and household waste	12,000	-	-	1.48	-
Germany	Food, potatoes	150,000	-	50-80*	4.2	-
Sweden	Food and other biowaste	25,000	600	212		9.7

\* Calculated values, with the exception of 50-80 (reported); \*\* Canadian dollars

### 3. ENERGY RECOVERY FROM MASS-BURN INCINERATION

For decades, the EU countries, the US, South Korea, Japan, China, India, among others, have adopted the waste hierarchy to incentive to reduce MSW generation, through their normative acts. This consists of changes in public MSW management policies, prioritizing recycling, composting and energy recovery from thermal conversion technologies (AZAM et al, 2019; CARDOSO, 2019). The main thermal conversion technology used is mass-burn incineration (TOZLU et al., 2016), which consists of a thermochemical process where the MSW is burned (or oxidized) in an oven, producing heat (OGUNJUYIGBE et al., 2017). Then, this heat is used to generate steam in a boiler that drives an electricity-generating steam turbine (JOSEPH; PRASAD, 2020).

In Europe, regulatory frameworks have boosted incineration, as well as recycling and composting, in recent years, as can be seen in Figure 4 (EUROSTAT, 2020). For example, Council Directive 1999/31/EC on landfills encouraged biowaste diversions from landfills, while Directive 2008/98/EC established the waste management hierarchy, considering landfill as the last disposal option (WANG et al., 2020b). Nottingham (England, UK) reduced landfilling noticeably: from 54.7% in 2001/02 to 7.3% in 2016/2017 (WANG et al., 2020a). The same trend was observed in USA, Japan (WANG et al., 2020a) and Canada (WAGNER; ARNOLD, 2008).

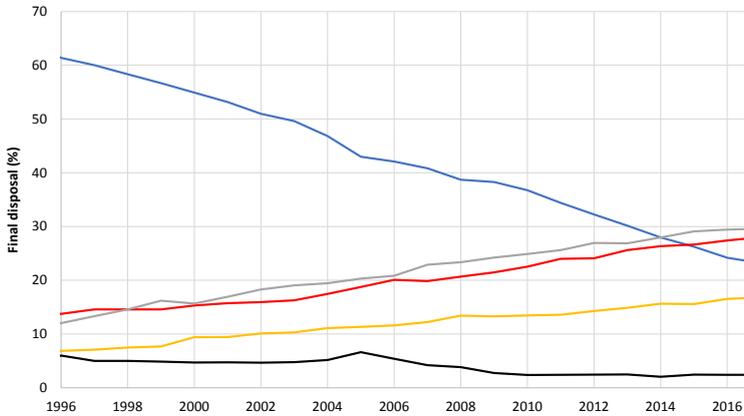


Figure 4 - Evolution of the MSW destination forms in the EU through time

In Sweden, the imposition of landfill charges, restrictions on landfilling combustible waste and biowaste, and the implementation of normative acts to regulate atmospheric emissions, have enabled to characterize thermochemical processes, such as gasification, pyrolysis and especially incineration, as a cleaner energy source (CARDOSO, 2019; KUMAR; SAMADDER, 2017). Thus, incineration, recycling and composting have become the main MSW final disposal in Sweden, a trend that can be also observed in Denmark, Germany, Finland and Switzerland, as demonstrated in Figure 5 (EUROSTAT, 2020).

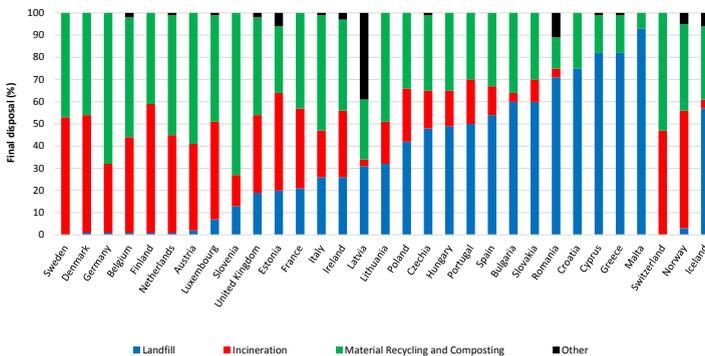


Figure 5 - MSW final destination overview in the European Union, Switzerland, Norway and Iceland

In Brazil, new guidelines aim the implementation of this technology. Interministerial Ordinance No. 274/2019 (BRAZIL, 2019a), enacted in April 2019, regulates the implementation of Energy Recovery Units. This regulation includes any MSW treatment unit with heat recovery from combustion, to reduce MSW volume and dangerousness. By the end of 2019, Federal law No. 10,117/2019 was also presented to the Brazilian society to encourage projects to expand the energy recovery capacity from MSW, under the Investment Partnerships Program, via public-private partnerships (BRAZIL, 2019b).

Adopting incineration technology brings several benefits. For all implanted cases, MSW volume reduced almost 90% (MUKHERJEE et al., 2020; SHI et al., 2018), small construction areas are needed and landfill areas were reduced, preserving soil for nobler purposes (SILVA et al., 2020). Therefore, countries with land limitations, like Japan, opt for incineration (KUMAR; SAMADDER, 2017). This technology is silent, odorless and can operate within city boundaries, reducing transport costs (TOZLU et al., 2016). In addition, replacing fossil fuels to generate heat and power, reduces CO<sub>2</sub> emissions, therefore prevents global warming global (CARDOSO, 2019; MAKARICHI et al., 2018; THEMELIS et al., 2013; TISI, 2019).

Moreover, waste composition, especially moisture, is a critical aspect for the adoption of incineration by developing countries (AZAM et al., 2020; OGUNJUYIGBE et al., 2017), as they have higher organic content: 46% in sub-Saharan Africa (AYODELE et al., 2019), 68-81% in Bangladesh (ALAM; QIAO, 2020), 50-65% in Peru (ZIEGLER-RODRIGUEZ et al., 2019), 56% in Pakistan (AZAM et al., 2019) and an average of 52% in Brazil (BRAZIL, 2012; NASCIMENTO et al., 2019). Conversely, developed countries like the US have a lower moisture content: between 15-30% (CHICKERING et al., 2018), 37% in Romania (GHINEA et al., 2016) and 36% in England (WANG et al., 2020a). This occurs mainly due to interfering factors, such as socioeconomic profile and waste management techniques such as collection frequency, MSW diversions due to recycling and biowaste treatment, etc. (KUMAR; SAMADDER, 2017). Taking into account these MSW composition differences, incineration technologies could encourage recycling, since waste sorting improves the burning process and heat treatment efficiencies, thus generating more power (KUMAR; SAMADDER, 2017; MALINAUSKAITE et al., 2017). So, for a good performance of these plants, the effective energy recovery should be accounted, with respect to the variation in MSW composition MSW (DONG et al., 2019; MALINAUSKAITE et al., 2017; SILVA et al., 2020).

In addition, there are other reasons for the slow adoption of incineration in developing countries, such as the lack of technical knowledge, availability of low-cost land for waste disposal, and high invest-

ment and operation costs (KUMAR; SAMADDER, 2017), mainly due to exhaust gas control and treatment systems (FEAM, 2012; SILVA et al., 2020). However, even in developed countries, with advanced technology, those high costs and the lack of specific guidelines slow the construction of new incineration facilities, as well (MAKARICHI et al., 2018). The MSW energy potential is an essential factor to design an incineration plant, because of the heating value of the materials that compose it. Themelis and Kaufman (2004) indicate the lower heating value (LHV) for each MSW component, as presented in Table 9, already accounting for the water content in biowaste.

Table 9 - Lower heating value of materials found in MSW

Material	Plastic	Rubber	Leather	Textiles	Wood	Food	Paper
LHV (kcal.kg <sup>-1</sup> )	6,300	6,780	3,630	3,480	2,520	1,310	4,030
LHV (kJ.kg <sup>-1</sup> )*	26,366	28,374	15,192	14,564	10,546	5,482	16,866

\*Conversion rate from kcal.kg<sup>-1</sup> para kJ.kg<sup>-1</sup> = 4.185

Thus, to calculate the LHV<sub>i</sub> of each MSW fraction (Equation 2), the LHV value of the respective material in the gravimetric composition is used, as indicated by Silva et al. (2019), Jauregui et al. (2017) and Sindicic (2011).

$$LHV_i = LHV \times F_i \times k_1 \quad (2)$$

Where:

$LHV_i$  = lower heating value of each MSW fraction, in kJ.kg<sup>-1</sup>;

$LHV$  = lower heating value of each component material, in kcal.kg<sup>-1</sup>;

$k_1$  = 4,185, constant to convert kcal into kJ;

$F_i$  = fraction of each type of waste removed from the gravimetric fraction.

Therefore, by adding the LHV<sub>i</sub> of each MSW fraction, the total MSW LHV is obtained. For example, to calculate the total LHV of the Brazilian waste, the gravimetric composition indicated by the PNRS is used (BRAZIL, 2012), obtaining a total LHV of 8.6 MJ.kg<sup>-1</sup>. This value is higher than 7.66 MJ.kg<sup>-1</sup>, obtained by Alzate-Arias et al. (2018) for Co-

lombia, however, it is within 6.5 9.0 MJ.kg<sup>-1</sup>, estimated by Tisi (2019) and Sindicic (2011) for Brazil. In Europe and the USA, this value ranges between 10 and 11.17 MJ.kg<sup>-1</sup>. It is worth mentioning that, in order to define the technical feasibility of incineration, studies indicate that the incineration is unfeasible if LHV<5 MJ.kg<sup>-1</sup>; if 5<LHV<6.5 MJ.kg<sup>-1</sup>, the waste must be pretreated to raise the heating value; for an LHV>6.5 MJ.kg<sup>-1</sup> incineration is technically feasible (EPE, 2008; JAUREGUI et al., 2017; SINDICIC, 2011).

Therefore, to estimate the electrical potential, in addition to the total LHV and the energy efficiency of the incineration plant (22% – LEME et al., 2014), the daily waste production is considered (DONG et al., 2019). To calculate the electrical generation, the electrical potential is used (SILVA et al., 2019; FEAM, 2012). Depending on the MSW composition, the generation capacity is between 0.3-0.7 MWh.t<sup>-1</sup> of waste (KINGHOFFER; CASTALDI, 2013; DALMO et al., 2019b). Some authors evaluated scenarios with different technologies and concluded that incineration is the most effective technology in terms of power generation (ALZATE-ARIAS et al., 2018; JOSEPH; PRASAD, 2020). Of several studies that estimated the power generation from incineration, Dalmo et al. (2019b) concluded that the incineration plants in São Paulo state could generate 5.7 TWh.year<sup>-1</sup>. And Santos et al. (2019) found out that the energy generated from the LFG could supply an average consumption of 38,000 inhabitants in Brazil; instead, if incineration was considered, the produced electricity could supply 107,688 inhabitants. Silva et al. (2020) demonstrates that MSW generation is directly linked with the capacity of generating electricity from incineration; thus, it is possible to estimate the generation potential of a given location simply by associating its population (see Table 10, based on SILVA et al., 2020).

Table 10 - Estimated energy and power production for Brazilian cities

Population (inhabitants)	Waste generation (t.day <sup>-1</sup> )	Power (kW)	Energy (MWh.year <sup>-1</sup> )
2,000	1.4	26.8	187.5
5,000	3.4	66.9	468.8
10,000	6.9	133.8	937.6
20,000	13.7	267.6	1,875.2
50,000	35.1	684.1	4,794.4
100,000	70.2	1,368.3	9,588.9
500,000	331.5	6,461.3	45,280.9
1,000,000	725.2	14,138.9	99,085.4
3,000,000	2,386.3	46,521.6	326,083.1

#### 4. COMPARISON BETWEEN ENERGY RECOVERY TECHNOLOGIES

Regarding environmental aspects, several authors used LCA to compare energy recovery technologies, such as LFG, AD and incineration. Sharma et al. (2019) mentioned that in AD the GHG reduction is  $4,78 \times 10^2$  kg CO<sub>2</sub>eq per tonne of MSW, while in landfills this reduction is  $4,68 \times 10^2$  kg CO<sub>2</sub>eq. In Brazil, Leme et al. (2014) concluded that incineration has less environmental impact than landfills, with or without energy recovery from LFG, when properly controlled. Additionally, incineration has 40% less global warming potential than landfills. Another study by Fernández-González et al. (2017) also mentions that in Spain AD and incineration are 50% and 40% less harmful than landfills, respectively. Emission control takes place after the power generation stage; the gases emitted in combustion must undergo treatment and environmental controls (OLIVEIRA, 2018). To treat them, a washer with injection of sodium bicarbonate and activated carbon is used to remove acid gases, organic and inorganic micropollutants; sleeve filters for particulate removal; a final system for selective removal catalytic of NO<sub>x</sub>, and their release is made according to specific legislation standards on atmospheric emissions (MALINAUSKAITE et al., 2017). According to Santos et al. (2019), landfills are considered the worst alternative, since they contribute to global warming and the depletion of the ozone layer through the emission of polluting gases. Moreover, they require large land areas and allow greater contamination of the local environment, such as groundwater and soil. Fernández-González et al. (2017) classified incineration as the second-best alternative in environmental terms, since AD is considered the most environmentally viable technology, as it does not contribute to global warming or ozone depletion, does not generate bad odors, and can be performed on a smaller scale, using a smaller area (HENRÍQUEZ, 2016).

Regarding economic viability, Fernández-González et al. (2017) affirm that if the costs of energy recovery processes are analyzed separately, incineration costs 57.70 US\$.t<sup>-1</sup> of MSW, almost doubling the gasification cost of 30.00 US\$.t<sup>-1</sup>. However, the revenues of electricity sales would be higher in incineration. Joseph and Prasad (2020) concluded the same: incineration would yield 32.24 US\$.t<sup>-1</sup>, 27.72 US\$.t<sup>-1</sup> for gasification and 12.02 US\$.t<sup>-1</sup> for biomethanization. On the other hand, Santos et al. (2019) claim that the landfill has the lowest costs, when compared to incineration and AD. This is because AD has higher costs for the need to separate and crush the waste, while incineration has high installation and operation costs, due to the environmental controls to prevent the emission of dioxins, solid particles and metal-rich residues (FEAM, 2012).

Another important aspect is the readiness for commercial implementation of technologies. Currently, there are around 1,179 incineration plants worldwide, most of them in the EU, US, and East Asia. However, countries of Latin America e Africa, as well as Australia, are in the initial deployment phase of this technology (MAKARICHI et al., 2018), similar to AD, widely used in European Union, US and East Asia (RAFIEE et al., 2021). For example, Europe already had 459 biomethane production plants in 2015, producing about 1.23 billion m<sup>3</sup>. However, this technology is also on early commercial deployment in countries of Latin America and Africa, as well as in Australia (RAFIEE et al., 2021). On the other hand, LFG is still widely used in US, Latin America, India. Although also used extensively in Europe, landfills were discouraged in recent years for European directives (MUKHERJEE et al., 2020). So, Table 11 presents a comparison between incineration, landfill and AD (FEAM, 2012; SANTOS et al., 2019; MAKARICHI et al., 2018; RAFIEE et al., 2021).

Table 11 - Comparison between waste destination technologies

Parameter	Landfill	Incineration	Anaerobic digestion
Investment (106 US\$.t <sup>-1</sup> )*	10.37	54.32	12.05
Unit cost (US\$.kW <sup>-1</sup> )*	3,010.37	5,562.06	4,200.49
Energy (GWh.year <sup>-1</sup> )*	24.11	68.44	20.10
Potencial (kW)*	3,440	9,766	2,867
Technology readiness level	CE: US, LA, EU, EA	CE: EU, US, EA ECD: LA; Africa, Australia	CE: EU, US, EA ECD: LA, Africa
Land use	High	Low	Low
Odors	High	Low	Low
Environmental impact	High	Mid/High	Low
Technical difficulty	Low	High	Mid

\*Study conducted by SANTOS et al. (2019) for the city of São José dos Campos, located in the state of São Paulo-BR, with population exceeds the 500,000 inhabitants. CE: Commercially Established; ECD: Early Commercial Deployment; EU: European Union; US: United States of America; EA: East Asia; LA: Latin America.

It should be also mentioned that the choice of the technology must consider economic, environmental or energy potential aspects. For example, developing countries still have landfills as the main form of MSW disposal due to the low-cost (MARGALLO et al., 2019). Although not the best option, LFG for electricity is an alternative to generate revenue and mitigate GHG emissions in these countries. However, some countries, mainly in Europe and China applied public policies to consolidate landfills as the last disposal option and to promote AD and incineration, instead. These policies involve the establishment of goals

and landfill taxes, as well as an introduction of subsidies, tax incentives, and tax relief (BAENA-MORENO et al., 2020; WANG et al., 2020b; ZHAO et al., 2016).

## 5. CONCLUSIONS

The most used MSW energy recovery technologies are energy recovery from LFG, AD and mass burn incineration. LFG can be an alternative for developing countries that are still transitioning from unlicensed landfills and dumps to sanitary landfills, due to its low cost, compared to other technologies. Thus, the investment and operating costs in landfills are estimated to be 10-30 US\$.t<sup>-1</sup>.year<sup>-1</sup> and 1-3 US\$.t<sup>-1</sup>.year<sup>-1</sup>, respectively. This represents only 20% of AD costs and about 3% of incineration costs. However, AD can become an economically viable alternative if the effluents are used as fertilizers and not only from the return of the electricity generation. Likewise, incineration becomes viable if the gravimetric composition of the waste is known and an energy analysis of the operational process is performed to identify the technological components harmed by corrosion and abrasion, due to pollutant gas emissions.

However, regarding production potential, the landfill is the worst alternative, producing only between 0.1 and 0.2 MWh.t<sup>-1</sup>. Conversely, AD produces around 0.3 MWh.t<sup>-1</sup> and incineration between 0.3-0.7 MWh.t<sup>-1</sup>, depending on MSW composition. Thus, incineration would be the most efficient way to supply the power electricity consumption in a city. According to one study reported here, the landfill would serve only 6.3% of a city's needs, while incineration would serve about 48.9%. However, it should be noted that, although incineration is technically and economically viable, some operational aspects should be considered, such as the biowaste content of the MSW, applying technologies suitable for waste with high moisture content.

About environmental aspects, properly controlled incineration, with emission control equipment, has less impact than landfills (with or without power generation). This is because landfills are great GHG sources (mainly because of the fugitive methane emissions), occupy large areas, emit odors, pollute the soil and water, among other negative social and environmental aspects. Conversely, AD is classified in diverse LCA studies as the most environmentally viable energy recovery technology, which can only apply to biowaste.

To conclude, depending on the location and waste composition, the different technologies could complement each other instead of competing: for example, the organic fraction that would lower the LHV of the waste that is incinerated can be treated separately through AD,

only sending for incineration the refuse from intermediate treatments. This way, greater environmental benefits would be achieved, while incineration would potentially generate more power, therefore economically compensating for the higher costs of these technologies.

## REFERENCES

ABEDINIANGERABI, B., KAMALIRAD, S. (2016). Landfill siting using MCDM in Tehran metropolitan. *Journal of Urban and Environmental Engineering*, 10(1), 11–24. <https://doi.org/10.4090/juee.2016.v10n1.011024>

ABRELPE, Brazilian Association of Public Cleaning and Special Waste Company. (2019). *Panorama of Solid Waste in Brazil 2018/2019* (Portuguese). Abrelpe. Retrieved on February 21, 2020, from <http://abrelpe.org.br/download-pyearrama-2018-2019/>.

ACHINAS, S., ACHINAS, V., EUVERINK, G. J. W. (2017). A Technological Overview of Biogas Production from Biowaste. *Engineering*, 3(3), 299–307. <https://doi.org/10.1016/J.ENG.2017.03.002>

ADAMS, S., KLOBODU, E. K. M., APIO, A. (2018). Renewable and non-renewable energy, regime type and economic growth. *Renewable Energy*, 125, 755–767. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.02.135>

AGHDAM, E. F., SCHEUTZ, C., KJELDSSEN, P. (2019). Impact of meteorological parameters on extracted landfill gas composition and flow. *Waste Management*, 87, 905–914. <https://doi.org/10.1016/j.wasman.2018.01.045>

AGUILAR-VIRGEN, Q., TABOADA-GONZÁLEZ, P., OJEDA-BENÍTEZ, S., CRUZ-SOTELO, S. (2014). Power generation with biogas from municipal solid waste: Prediction of gas generation with in situ parameters. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 30, 412–419. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.10.014>

AHMED, S. I., JOHARI, A., HASHIM, H., MAT, R., LIM, S., NGADI, N., ALI, A. (2015). Optimal Landfill Gas Utilization for Renewable Energy Production. 34(1), 289–296. <https://doi.org/10.1002/ep>

AIRES, A. M. (2012). Development of a system for the pre-processing of chicken bed from cutting to anaerobic biodigestion and composing “in-vessel” (Portuguese). Doctoral thesis, Paulista State University, Faculty of Agricultural and Veterinary Sciences, Jaboticabal, SP, Brazil. Retrieved on February 21, 2020, from <https://repositorio.unesp.br/handle/11449/101328>.

ALAM, O., QIAO, X. (2020). An in-depth review on municipal solid waste management, treatment and disposal in Bangladesh. *Sustainable Cities and Society*, 52, 101775. <https://doi.org/10.1016/j.scs.2019.101775>

ALEXANDER, A., BURKLIN, C., SINGLETON, A. (2005). *Landfill Gas Emissions Model (LandGEM) Version 3.02 User's Guide (Issue May)*. U.S. Environmental Protection Agency - EPA. Retrieved on February 21, 2020, from <https://www3.epa.gov/ttnecatc1/dir1/landgem-v302-guide.pdf>.

ALVES, H. J., BLEY JUNIOR, C., NIKLEVICZ, R. R., FRIGO, E. P., FRIGO, M. S., COIMBRA-ARAÚJO, C. H. (2013). Overview of hydrogen production technologies from biogas and the applications in fuel cells. *International Journal of Hydrogen Energy*, 38(13), 5215–5225. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2013.02.057>

ALZATE-ARIAS, S., JARAMILLO-DUQUE, Á., VILLADA, F., RESTREPO-CUESTAS, B. (2018). Assessment of government incentives for energy from waste in Colombia. *Sustainability (Switzerland)*, 10(4), 1–16. <https://doi.org/10.3390/su10041294>

AMINI, H. R., REINHART, D. R., NISKANEN, A. (2013). Comparison of first-order-decay modeled and actual field measured municipal solid waste landfill methane data. *Waste Management*, 33(12), 2720–2728. <https://doi.org/10.1016/j.wasman.2013.07.025>

ANEEL, National Electricity Agency. (2012). Normative Resolution No. 482, of April 17, 2012. Establishes the general conditions for the access of microgeneration and distributed mini-generation to the electricity distribution systems, the electric energy compensation system, and makes other provisions (Portuguese). Retrieved on February 21, 2020, from <http://www2.ANEEL.gov.br/arquivos/PDF/Resolu%C3%A7%C3%A3o%20Normativa%20482,%20de%202012%20-%20bip-junho-2012.pdf>.

ANEEL. National Electricity Agency. (2019a). Consult the registration of ANEEL projects with the respective CEG. Retrieved on February 21, 2020, from [http://www2.ANEEL.gov.br/scg/Consulta\\_Empreendimento.asp](http://www2.ANEEL.gov.br/scg/Consulta_Empreendimento.asp)

ANEEL. National Electricity Agency. (2019b). Distributed generation. Retrieved on February 21, 2020, from <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiZjM4NjM0OWYtN2IwZS00YjVlTlIiMjN2E5MzBkN2ZlMzVkliwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOjR9>.

ANEEL, National Electricity Agency. (2015). Normative Resolution No. 687, of November 24, 2015: Amends Normative Resolution No. 482, of April 17, 2012, and Modules 1 and 3 of the Distribution Procedures - PRODIST. Retrieved on February 21, 2020, from <https://www2.ANEEL.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>.

AYODELE, T. R., ALAO, M. A., OGUNJUYIGBE, A. S. O., MUNDA, J. L. (2019). Electricity generation prospective of hydrogen derived from biogas using food waste in south-western Nigeria. *Biomass and Bioenergy*, 127(July 2018), 105291. <https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2019.105291>

AZAM, M., JAHROMY, S. S., RAZA, W., JORDAN, C., HARASEK, M., WINTER, F. (2019). Comparison of the combustion characteristics and kinetic study of coal, municipal solid waste, and refuse-derived fuel: Model-fitting methods. *Energy Science and Engineering*, 7(6), 2646–2657. <https://doi.org/10.1002/ese3.450>

AZAM, M., JAHROMY, S. S., RAZA, W., RAZA, N., LEE, S. S., KIM, K. H., WINTER, F. (2020). Status, characterization, and potential utilization of municipal solid waste as renewable energy source: Lahore case study in Pakistan. *Environment International*, 134 (October 2019), 105291. <https://doi.org/10.1016/j.envint.2019.105291>

BAENA-MORENO, F. M.; MALICO, I.; RODRÍGUEZ-GALÁN, M.; SERRANA, A.; FERMOSE, F.; NAVARRETE, B. (2020). The importance of governmental incentives for small biomethane plants in South Spain. *Energy*, 206, 118-158, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118158>

BARROS, R. M, TIAGO FILHO, G. L., DA SILVA, T. R. (2014). The electric energy potential of landfill biogas in Brazil. *Energy Policy*, 65, 150–164. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.10.028>

BEIL, M.; BEYRICH, W. Biogas upgrading to biomethane. In: WELLINGER, A., MURPHY, J., BAXTER, D. (Ed.) *The biogas handbook: science, production and applications*. Cambridge: Woodhead Publishing, 2013. p. 342–377.

BOURN, M., ROBINSON, R., INNOCENTI, F., SCHEUTZ, C. (2019). Regulating landfills using measured methane emissions: An English perspective. *Waste Management*, 87, 860–869. <https://doi.org/10.1016/j.wasman.2018.06.032>

BRAZIL. Law No. 12,305, of August 2, 2010: Institutes the National Policy for Solid Waste; amends Law No. 9,605, of February 12, 1998; and makes other arrangements (Portuguese). Retrieved on February 21, 2020, from [http://www.planHigh.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2007-2010/2010/lei/112305.htm](http://www.planHigh.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2010/lei/112305.htm).

BRAZIL, National Solid Waste Plan, (2012) (Portuguese). Retrieved on February 21, 2020, from [https://www.mma.gov.br/estruturas/253/\\_publicacao/253\\_publicacao02022012041757.pdf](https://www.mma.gov.br/estruturas/253/_publicacao/253_publicacao02022012041757.pdf).

BRAZIL, Interministerial Ordinance No. 274, of April 30, 2019: Disciplines the energy recovery of urban solid waste referred to in § 1 of art. 9 of Law No. 12,305, 2010 and in art. 37 of Decree No. 7,404, 2010, 5 (2019) (Portuguese). Retrieved on February 21, 2020, from <http://www.in.gov.br/web/dou/-/portaria-interministerial-n%C2%AD-274-de-30-de-abril-de-2019-86235505>.

BUDZIYEARWSKI, W. M. (2016). A review of potential innovations for production, conditioning and utilization of biogas with multiple-criteria assessment. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 54, 1148–1171. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.10.054>

CAPSON-TOJO, G., ROUEZ, M., CREST, M., STEYER, J. P., DELGENÈS, J. P., ESCUDIÉ, R. (2016). Food waste valorization via anaerobic processes: a review. *Reviews in Environmental Science and Biotechnology*, 15(3), 499–547. <https://doi.org/10.1007/s11157-016-9405-y>

CARDOSO, M. T. (2019). Energy from Waste Regulation: Suggestions to Brazil based on the Sweden Study Case (Portuguese). Doctorate Thesis, University of São Paulo, Environmental Energy Institute. Retrieved on February 21, 2020, from <https://doi.org/10.1037/0033-2909.126.1.78>

CARDOSO, M., COSTA, H.K. DE M., (2020). *RenovaBio, uma análise sobre o programa e sua influência no desenvolvimento do mercado do biometano*. *Revista Brasileira de Energia* 26, 47–58. <https://doi.org/10.47168/rbe.v26i3.573>

CARLEY, S.; LAWRENCE, S (2014). *Energy-Based Economic Development* (1a ed.). London: Springer.

CARLEY, S., BALDWIN, E., MACLEAN, L. M., BRASS, J. N. (2017). Global Expansion of Renewable Energy Generation: An Analysis of Policy Instruments. *Environmental and Resource Economics*, 68(2), 397–440. <https://doi.org/10.1007/s10640-016-0025-3>.

CETESB, Environmental Company of the State of São Paulo (2019). State inventory of solid waste (2018)(Portuguese). Retrieved on February 21, 2020, from <https://cetesb.sp.gov.br/residuossolidos/residuos-solidos/residuos-urbyears-saude-construcao-civil/publicacoes-e-relatorios/>

CHICKERING, G. W., KRAUSE, M. J., AND TOWNSEND, T. G. (2018). Determination of as-discarded methane potential in residential and commercial municipal solid waste. *Waste Management*, 76, 82–89. <https://doi.org/10.1016/j.wasman.2018.03.017>

COBO, S., DOMINGUEZ-RAMOS, A., IRABIEN, A. (2018). From linear to circular integrated waste management systems: a review of methodological approaches. *Resources, Conservation and Recycling*, 135, 279–295. <https://doi.org/10.1016/j.resconrec.2017.08.003>

DALMO, F. C., SIMÃO, N. M., LIMA, H. Q., MEDINA JIMENEZ, A. C., NEBRA, S., MARTINS, G., PALACIOS-BERECHE, R., SANT'ANA, P. H. M. (2019). Energy recovery overview of municipal solid waste in São Paulo State, Brazil. *Journal of Cleaner Production*, 212, 461–474. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.12.016>

DALPAZ, R. (2019). Energy assessment of biogas with different percentages of methane in the production of thermal and electrical energy (Portuguese). Masters dissertation, University of Vale do Taquari, UNIVATES, Lageado, RS, Brazil. Retrieved on February 21, 2020, from <https://www.univates.br/bdu/bitstream/10737/2517/1/2019RicardoDalpaaz.pdf>

DĘBOWSKI, M., ZIELIŃSKI, M., KISIELEWSKA, M., KRZEMIE-NIEWSKI, M. (2017). Anaerobic Co-digestion of the Energy Crop *Sida hermaphrodita* and Microalgae Biomass for Enhanced Biogas Production. *International Journal of Environmental Research*, 11(3), 243–250. <https://doi.org/10.1007/s41742-017-0024-4>

DONG, J., TANG, Y., NZIHO, A., CHI, Y. (2019). Key factors influencing the environmental performance of pyrolysis, gasification and incineration Waste-to-Energy technologies. *Energy Conversion and Management*, 196(May), 497–512. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2019.06.016>

EPA, Environmental Protection Agency (2017). LFG Energy Project Development Handbook. United States Environmental Protection Agency. Retrieved on February 21, 2020, from [https://www.epa.gov/sites/production/files/2016-11/documents/pdh\\_full.pdf](https://www.epa.gov/sites/production/files/2016-11/documents/pdh_full.pdf)

EPE. Energy Research Company (2014a). Energy Inventory of Urban Solid Waste (Portuguese). Ministry of Mines and Energy, Federal Government. Retrieved on February 21, 2020, from <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-251/topico-311/DEA%2018%20-%20%20Invent%C3%A1rio%20Energ%C3%A9tico%20de%20Res%C3%ADduos%20S%C3%B3lidos%20Urbyears%5B1%5D.pdf>

EPE. Energy Research Company (2017). Statistical Yearbook of Electric Energy, 2017, base year 2016: installed capacity by region and UF in Brazil in 2016 (MW) (Portuguese). Ministry of Mines and Energy, Federal Government. Retrieved on February 21, 2020, from <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-160/topico-168/Anuario2017vf.pdf>

EPE, Energy Research Company (2008). Preliminary Evaluation of the Energy Use of Urban Solid Waste in Campo Grande, MS (Portuguese). Ministry of Mines and Energy, Federal Government. Retrieved on February 21, 2020, from <https://cetesb.sp.gov.br/biogas/2008/10/14/aproveitamento-energetico-dos-residuos-solidos-urbyears-de-campo-grande-ms/>

EPE, Energy Research Company (2014b). Study on the Economics of Using Urban Solid Waste in Landfills for Biomethane Production (Portuguese). Ministry of Mines and Energy, Federal Government. Retrieved on February 21, 2020, from <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-309/NT%20Biometano%20de%20Aterro%20vf%200192018.pdf>.

ERDIWANSYAH, E., MAMAT, R., SANI, M. S. M., SUDHAKAR, K. (2019). Renewable energy in Southeast Asia: Policies and recommendations. *Science of the Total Environment*, 670, 1095–1102. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2019.03.273>

EUROSTAT, Statistics Explained (2020). Municipal Waste Statistics. Retrieved on February 21, 2020, from [https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Municipal\\_waste\\_statistics](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Municipal_waste_statistics)

FEAM, State Environment Foundation (2012). Energy use of solid urban waste: guidance for municipal governments of Minas Gerais (Portuguese). Minas Gerais. Retrieved on February 21, 2020, from <http://www.feam.br/component/content/article/995>

FEI, F., WEN, Z., DE CLERCQ, D. (2019). Spatio-temporal estimation of landfill gas energy potential: A case study in China. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 103(June 2018), 217–226. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.12.036>

FERNÁNDEZ-GONZÁLEZ, J. M., GRINDLAY, A. L., SERRYEAR-BERNARDO, F., RODRÍGUEZ-ROJAS, M. I., ZAMORYEAR, M. (2017). Economic and environmental review of Waste-to-Energy systems for municipal solid waste management in medium and small municipalities. *Waste Management*, 67, 360–374. <https://doi.org/10.1016/j.wasman.2017.05.003>

FISGATIVA, H., TREMIER, A., DABERT, P. (2016). Characterizing the variability of food waste quality: A need for efficient valorisation through anaerobic digestion. *Waste Management*, 50, 264–274. <https://doi.org/10.1016/j.wasman.2016.01.041>

GERMANY. (2010). Practical Guide to Biogas: Generation and Use (Portuguese). Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR), with the support of the German Ministry of Nutrition, Agriculture and Consumer Protection, following a decision by the German Federal Parliament. Retriever in: < [http://web-resol.org/cartilhas/giz\\_-\\_guia\\_pratico\\_do\\_biogas\\_final.pdf](http://web-resol.org/cartilhas/giz_-_guia_pratico_do_biogas_final.pdf)>.

GHINEA, C., DRĂGOI, E. N., COMĂNIȚĂ, E. D., GAVRILESCU, M., CÂMPEAN, T., CURTEANU, S., GAVRILESCU, M. (2016). Forecasting municipal solid waste generation using prognostic tools and regression analysis. *Journal of Environmental Management*, 182, 80–93. <https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2016.07.026>

GOMES, F. C. S. P., AQUINO, S. F., COLTURATO, L. F. D. B. (2012). Biometanização seca de resíduos sólidos: Estado da arte e análise crítica das principais tecnologias. *Engenharia Sanitaria e Ambiental*, 17(3), 295–304. <https://doi.org/10.1590/S1413-41522012000300006>

GRANT, D. B., TRAUTRIMS, A., WONG, C. Y. (2017). *Sustainable Logistics and Supply Chain Management: principles and practices for sustainable operations and management* (Second edition). London: Kogan Page.

GUERRERO, L. A., MAAS, G., HOGLAND, W. (2013). Solid waste management challenges for cities in developing countries. *Waste Management*, 33(1), 220–232. <https://doi.org/10.1016/j.wasman.2012.09.008>

HENRÍQUEZ, A. I. M. (2016). Life cycle analysis (LCA) of integrated treatment systems and final disposal of solid urban waste for medium-sized cities. Federal University of Itajubá (Portuguese) (Masters dissertation). Federal University of Itajubá, Itajubá, MG, Brazil. Retrieved on February 21, 2020, from <https://repositorio.unifei.edu.br/xmlui/handle/123456789/1005>

HORSCHIG, T., ADAMS, P. W. R., GAWEL, E., THRÄN, D. (2018). How to decarbonize the natural gas sector: A dynamic simulation approach for the market development estimation of renewable gas in Germany. *Applied Energy*, 213(October 2017), 555–572. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.11.016>

HORSCHIG, T., WELFLE, A., BILLIG, E., THRÄN, D. (2019). From Paris agreement to business cases for upgraded biogas: Analysis of potential market uptake for biomethane plants in Germany using biogenic carbon capture and utilization technologies. *Biomass and Bioenergy*, 120(January 2018), 313–323. <https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2018.11.022>

IEA, International Energy Agency (2019). Will energy from waste become the key form of bioenergy in Asia? Retrieved on February 21, 2020, from <https://www.iea.org/articles/will-energy-from-waste-become-the-key-form-of-bioenergy-in-asia>

JAUREGUI, B. C., OLIVEIRA, D. E. P., MIRANDA, A. C., SILVA FILHO, S. C., SANTANA, J. C. C. (2017). Analysis of the technical, economic and environmental feasibility of energy production from the incineration of urban waste in the city of São Paulo (Portuguese). XXXVII National Meeting on Production engineering: 10 a 13 de October de 2017, 1–17. Retrieved on February 21, 2020, from [http://www.abepro.org.br/biblioteca/TN\\_STP\\_246\\_424\\_34486.pdf](http://www.abepro.org.br/biblioteca/TN_STP_246_424_34486.pdf)

JOSEPH, L. P., PRASAD, R. (2020). Assessing the sustainable municipal solid waste (MSW) to electricity generation potentials in selected Pacific Small Island Developing States (PSIDS). *Journal of Cleaner Production*, 248, 119222. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.119222>

KALOUSEK, P., SCHREIBER, P., VYHNÁNEK, T., TROJAN, V., ADAMCOVÁ, D., VAVERKOVÁ, M. D. (2020). Effect of Landfill Leachate on the Growth Parameters in Two Selected Varieties of Fiber Hemp. *International Journal of Environmental Research*, 14(2), 155–163. <https://doi.org/10.1007/s41742-020-00249-2>

KUMAR, A., SAMADDER, S. R. (2017). A review on technological options of waste to energy for effective management of municipal solid waste. *Waste Management*, 69, 407–422. <https://doi.org/10.1016/j.wasman.2017.08.046>

KUNZ, A., STEINMETZ, R. L. R., AMARAL, A. C. A. (2019). Fundamentals of anaerobic digestion, biogas purification, use and treatment of the digestate (Portuguese). Brasília: Embrapa. Retrieved on February 21, 2020, from <https://www.embrapa.br/busca-de-publicacoes/-/publicacao/1108617/fundamentos-da-digestao-anaerobia-purificacao-do-biogas-uso-e-tratamento-do-digestato>

LEME, M. M. V., ROCHA, M. H., LORA, E. E. S., VENTURINI, O. J., LOPES, B. M., FERREIRA, C. H. (2014). Techno-economic analysis and environmental impact assessment of energy recovery from Municipal Solid Waste (MSW) in Brazil. *Resources, Conservation and Recycling*, 87, 8–20. <https://doi.org/10.1016/j.resconrec.2014.03.003>

- LIMA, H. Q. (2016). Determination of kinetic parameters of the anaerobic digestion process of organic waste from Santo André - SP by testing the biochemical potential of methane (Portuguese). Masters dissertation, ABC Federal University, Santo André, SP, Brazil. Retrieved on February 21, 2020, from [http://bdtd.ibict.br/vufind/Record/UFBC\\_a890fcfb7d0aafa7aa5495ff299b87e](http://bdtd.ibict.br/vufind/Record/UFBC_a890fcfb7d0aafa7aa5495ff299b87e)
- LIN, L., XU, F., GE, X., LI, Y. (2018). Improving the sustainability of organic waste management practices in the food-energy-water nexus: A comparative review of anaerobic digestion and composting. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 89, 151–167. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.03.025>
- LYTRAS, G., LYTRAS, C., MATHIOUDAKIS, D., PAPADOPOULOU, K., & LYBERATOS, G. (2021). Food Waste Valorization Based on Anaerobic Digestion. *Waste and Biomass Valorization*, 12(4), 1677–1697. <https://doi.org/10.1007/s12649-020-01108-z>
- MAKARICHI, L., JUTIDAMRONGPHAN, W., TECHATO, K. A. (2018). The evolution of waste-to-energy incineration: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 91(April), 812–821. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.04.088>
- MALINAUSKAITE, J., JOUHARA, H., CZAJCZYŃSKA, D., STANCHEV, P., KATSOU, E., ROSTKOWSKI, P., THORNE, R. J., COLÓN, J., PONSÁ, S., AL-MANSOUR, F., ANGUILYEAR, L., KRZYŻYŃSKA, R., LÓPEZ, I. C., A. VLASOPOULOS, SPENCER, N. (2017). Municipal solid waste management and waste-to-energy in the context of a circular economy and energy recycling in Europe. *Energy*, 141, 2013–2044. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.11.128>
- MARGALLO, M., ZIEGLER-RODRIGUEZ, K., VÁZQUEZ-ROWE, I., ALDACO, R., IRABIEN, Á., KAHHAT, R. (2019). Enhancing waste management strategies in Latin America under a holistic environmental assessment perspective: A review for policy support. *Science of the Total Environment*, 689, 1255–1275. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2019.06.393>
- MARIANI, L. (2018). Biogas: diagnosis and proposals for actions to encourage its use in Brazil (Portuguese). Doctoral thesis, Campinas State University, Campinas, SP, Brazil. Retrieved on February 21, 2020, from [http://repositorio.unicamp.br/bitstream/REPOSIP/333144/1/Mariani\\_Leidiane\\_D.pdf](http://repositorio.unicamp.br/bitstream/REPOSIP/333144/1/Mariani_Leidiane_D.pdf)
- MARTINS, A. S. (2018). Anaerobic digestion of food waste: effect of organic load and the addition of trace elements on methane production and microbial diversity (Portuguese). Doctoral thesis, Federal University of Minas Gerais, Belo Horizonte, MG, Brazil. Retrieved on February 21, 2020, from <http://www.smarh.eng.ufmg.br/defesas/1158D.PDF>

MATHERI, A. N., NDIWENI, S. N., BELAID, M., MUZENDA, E., HUBERT, R. (2017). Optimizing biogas production from anaerobic co-digestion of chicken manure and organic fraction of municipal solid waste. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 80(February), 756–764. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.068>

MBOOWA, D., QUERESHI, S., BHATTACHARJEE, C., TONNY, K., DUTTA, S. (2017). Qualitative determination of energy potential and methane generation from municipal solid waste (MSW) in Dhanbad (India). *Energy*, 123, 386–391. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.02.009>

MMA, Ministry of the Environment. Solid waste (Portuguese). Retrieved on February 21, 2020, from <https://www.mma.gov.br/agenda-ambiental-urbana/res%C3%ADduos-s%C3%B3lidos.html>

MOJAPELO, N., MUZENDA, E., KIGOZI, R., ABOYADE, A. O. (2014). Bio-methane Potential of the Organic Fraction of Municipal Solid Waste. The 6th International Conference on Green Technology, Renewable Energy and Environmental Engineering (ICGTREEE '2014), 1–6. Retrieved on February 21, 2020, from [https://www.researchgate.net/publication/271823334\\_Bio-methane\\_Potential\\_of\\_the\\_Organic\\_Fraction\\_of\\_Municipal\\_Solid\\_Waste](https://www.researchgate.net/publication/271823334_Bio-methane_Potential_of_the_Organic_Fraction_of_Municipal_Solid_Waste)

MØNSTER, J., SAMUELSSON, J., KJELDEN, P., SCHEUTZ, C. (2015). Quantification of methane emissions from 15 Danish landfills using the mobile tracer dispersion method. *Waste Management*, 35, 177–186. <https://doi.org/10.1016/j.wasman.2014.09.006>

MUKHERJEE, C., DENNEY, J., MBONIMPA, E. G., SLAGLEY, J., BHOWMIK, R. (2020). A review on municipal solid waste-to-energy trends in the USA. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 119, 109512. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109512>

NASCIMENTO, M. C. B., FREIRE, E. P., DANTAS, F. A. S., GIAN-SANTE, M. B. (2019). State of the art of urban solid waste landfills that use biogas to generate electricity and biomethane in Brazil (Portuguese). *Engenharia Sanitaria e Ambiental*, 24(1), 143–155. <https://doi.org/10.1590/s1413-41522019171125>

NGO, P. L., UDUGAMA, I. A., GERNAEY, K. V., YOUNG, B. R., & BAROUTIAN, S. (2021). Mechanisms, status, and challenges of thermal hydrolysis and advanced thermal hydrolysis processes in sewage sludge treatment. *Chemosphere*, 281(March), 130890. <https://doi.org/10.1016/j.chemosphere.2021.130890>

NOVAK, A. C., SCHENEIDER, A. H., SIMÃO, C. A. F., FRÖHLICH, C. E., SYDNEY, E. B., BOSCH, E., LOFHAGEN, J. C. P., BAZZO, J., WILDAUER, L. D. B. S., MAKISHI, L. M. M., SOUZA, M., & STUMM, M. G. (2016). Oportunidades da cadeia produtiva de biogás para o estado do Paraná. Senai – Departamento Regional do Paraná.

OLIVEIRA, T.F. DE, (2018). Incineração de resíduos com geração de energia elétrica: análise do panorama Brasileiro e Soteropolitano. *Revista Brasileira de Energia*, 24, 27–54.

OGUNJUYIGBE, A. S. O., AYODELE, T. R., ALAO, M. A. (2017). Electricity generation from municipal solid waste in some selected cities of Nigeria: An assessment of feasibility, potential and technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 80(May 2016), 149–162. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.177>

PURMESSUR, B., SURROOP, D. (2019). Power generation using landfill gas generated from new cell at the existing landfill site. *Journal of Environmental Chemical Engineering*, 7(3), 103060. <https://doi.org/10.1016/j.jece.2019.103060>

RAFIEE, A., KHALILPOUR, K. R., PREST, J., & SKRYABIN, I. (2021). Biogas as an energy vector. *Biomass and Bioenergy*, 144(December 2020), 105935. <https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2020.105935>

RAGAZZI, M., FEDRIZZI, S., RADA, E. C., IONESCU, G., CIUDIN, R., CIOCA, L. I. (2017). Experiencing Urban Mining in an Italian Municipality towards a Circular Economy vision. *Energy Procedia*, 119, 192–200. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.07.068>

REICHERT, G. A (2014). Support for decision making through life cycle assessment in integrated urban solid waste management systems: the case of Porto Alegre (Portuguese). Doctoral dissertation, Federal University of Rio Grande do Sul, Porto Alegre, RS, Brazil Retrieved on February 21, 2020, from <https://lume.ufrgs.br/handle/10183/87557>

RYCKEBOSCH, E., DROUILLON, M., VERVAEREN, H. (2011). Techniques for transformation of biogas to biomethane. *Biomass and Bioenergy*, 35(5), 1633–1645. <https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2011.02.033>

SANTOS, R. E., SANTOS, I. F. S., BARROS, R. M., BERNAL, A. P., TIAGO FILHO, G. L., SILVA, F. G. B. (2019). Generating electrical energy through urban solid waste in Brazil: An economic and energy comparative analysis. *Journal of Environmental Management*, 231, 198–206. <https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2018.10.015>

SCARLAT, N., DALLEMAND, J. F., FAHL, F. (2018). Biogas: Developments and perspectives in Europe. *Renewable Energy*, 129, 457–472. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.03.006>

SCARLAT, N., DALLEMAND, J. F., MONFORTI-FERRARIO, F., BANJA, M., MOTOLA, V. (2015). Renewable energy policy framework and bioenergy contribution in the European Union - An overview from National Renewable Energy Action Plans and Progress Reports. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 51, 969–985. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.06.062>

- SHARMA, B., VAISH, B., MONIKA, SINGH, U. K., SINGH, P., SINGH, R. P. (2019). Recycling of Organic Wastes in Agriculture: An Environmental Perspective. *International Journal of Environmental Research*, 13(2), 409–429. <https://doi.org/10.1007/s41742-019-00175-y>
- SHI, D., WANG, P., XU, X., GU, L., LI, L., MA, H., HU, C. (2018). Effect of Source-Classified Collection of Municipal Solid Waste on Heavy Metals and Pozzolanic Properties of Incineration Residues. *International Journal of Environmental Research*, 12(5), 661–670. <https://doi.org/10.1007/s41742-018-0122-y>
- SILVA DOS SANTOS, I. F., VIEIRA, N. D. V., NÓBREGA, L. G. B., BARROS, R. M., TIAGO FILHO, G. L. (2018). Assessment of potential biogas production from multiple organic wastes in Brazil: Impact on energy generation, use, and emissions abatement. *Resources, Conservation and Recycling*, 131(November 2017), 54–63. <https://doi.org/10.1016/j.resconrec.2017.12.012>
- SILVA, L. J. V. B., SANTOS, I. F. S., MENSAH, J. H. R., GONÇALVES, A. T. T., BARROS, R. M. (2020). Incineration of municipal solid waste in Brazil: An analysis of the economically viable energy potential. *Renewable Energy*, 149, 1386–1394. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.10.134>
- SILVA, T. R., BARROS, R. M., TIAGO FILHO, G. L., DOS SANTOS, I. F. S. (2017). Methodology for the determination of optimum power of a Thermal Power Plant (TPP) by biogas from sanitary landfill. *Waste Management*, 65, 75–91. <https://doi.org/10.1016/j.wasman.2017.04.018>
- SINDICIC, D. R. (2011). *Solid waste management in Brazil: Critical view and sustainable proposals (1a edi.)* (Portugues). Rio de Janeiro: Editora São Paulo.
- SISANI, F., CONTINI, S., DI MARIA, F. (2016). Energetic Efficiency of Landfill: An Italian Case Study. *Energy Procedia*, 101, 66–73. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2016.11.009>
- STILPEN, M.R., STILPEN, D.V. DE S., MARIANI, L.F., (2018). Análise do panorama Renovabio no âmbito do setor de biogás e biometano do Brasil. *Revista Brasileira de Energia*. 24, 7–19.
- SUN, W., WANG, X., DECAROLIS, J. F., BARLAZ, M. A. (2019). Evaluation of optimal model parameters for prediction of methane generation from selected U.S. landfills. *Waste Management*, 91, 120–127. <https://doi.org/10.1016/j.wasman.2019.05.004>
- TCHOBANOGLIOUS, G., KEITH, F. (2002). *Handbook of solid waste management (Second Edition)*. New York: McGRAW-HILL.

THE WORLD BANK. (2004). Handbook for the Preparation of Landfill Gas to Energy Projects in Latin America and the Caribbean. Waterloo: World Bank. Retrieved on February 21, 2020, from <http://documents.worldbank.org/curated/en/954761468011430611/Handbook-for-the-preparation-of-landfill-gas-to-energy-projects-in-Latin-America-and-the-Caribbean>

THEMELIS, N. J., BARRIGA, M. E. D., ESTEVEZ, P., VELASCO, M. G. (2013). Guidebook for the application of waste to energy technologies in Latin America and the Caribbean. Earth Engineering Center, Columbia University. Retrieved on February 21, 2020, from <http://gwcouncil.org/wte-guidebook-for-latin-america-and-the-caribbean/>

THEMELIS, NICKOLAS J., KAUFMAN, S. M. (2004). State of garbage in America - Data and methodology assessment. *BioCycle*, 45(4), 22–26. Retrieved on February 21, 2020, from <https://www.biocycle.net/2004/04/21/state-of-garbage-in-america-data-and-methodology-assessment/>

TISI, Y. S. A. B. (2019). Waste-to-Energy as an environmentally appropriate way to dispose of solid urban waste (1º Edição) (Portuguese). Rio de Janeiro: Synergia.

TOZLU, A., ÖZAHİ, E., ABUŞOĞLU, A. (2016). Waste to energy technologies for municipal solid waste management in Gaziantep. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 54, 809–815. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.10.097>

US Department of Energy. (2019). Biomass explained: Waste-to-Energy from Municipal Solid Waste. Retrieved on February 21, 2020, from [ergyexplained/biomass/waste-to-energy.php](http://ergyexplained/biomass/waste-to-energy.php)

VILLANUEVA-ESTRADA, R. E., ROCHA-MILLER, R., ARVIZU-FERNÁNDEZ, J. L., CASTRO GONZÁLEZ, A. (2019). Energy production from biogas in a closed landfill: A case study of Prados de la Montaña, Mexico City. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 31(December 2017), 236–244. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2018.12.005>

VÖGELI, Y., LOHI, C. R., GALLARDO, A., DIENER, S., ZURBRÜGG, C. (2014). Anaerobic Digestion of Biowaste in Developing Countries. In Sandec: Department of Water and Sanitation in Developing Countries. Eawag – Swiss Federal Institute of Aquatic Science and Technology. Retrieved on February 21, 2020, from [https://www.eawag.ch/fileadmin/Domain1/Abteilungen/sandec/publikationen/SWM/Anaerobic\\_Digestion/biowaste.pdf](https://www.eawag.ch/fileadmin/Domain1/Abteilungen/sandec/publikationen/SWM/Anaerobic_Digestion/biowaste.pdf)

- WAGNER, T., ARNOLD, P. (2008). A new model for solid waste management: an analysis of the Nova Scotia MSW strategy. *Journal of Cleaner Production*, 16(4), 410–421. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2006.08.016>
- WANG, D., HE, J., TANG, Y. T., HIGGITT, D., ROBINSON, D. (2020a). Life cycle assessment of municipal solid waste management in Nottingham, England: Past and future perspectives. *Journal of Cleaner Production*, 251, 119636. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.119636>
- WANG, D., TANG, Y. T., LONG, G., HIGGITT, D., HE, J., ROBINSON, D. (2020b). Future improvements on performance of an EU landfill directive driven municipal solid waste management for a city in England. *Waste Management*, 102, 452–463. <https://doi.org/10.1016/j.wasman.2019.11.009>
- WANG, X., NAGPURE, A. S., DECAROLIS, J. F., BARLAZ, M. A. (2013). Using observed data to improve estimated methane collection from select U.S. landfills. *Environmental Science and Technology*, 47(7), 3251–3257. <https://doi.org/10.1021/es304565m>
- WEI, Y., LI, J., SHI, D., LIU, G., ZHAO, Y., SHIMAOKA, T. (2017). Environmental challenges impeding the composting of biodegradable municipal solid waste: A critical review. *Resources, Conservation and Recycling*, 122, 51–65. <https://doi.org/10.1016/j.resconrec.2017.01.024>
- WILKEN, D., RAUH, S., BONTEMPO, G., HOFMANN, F., STRIPPEL, F., KRAMER, A., RICCI-JÜRGENSEN, M., FÜRST, M. (2019). Biowaste to Biogas – The production of energy and fertilizer from organic waste (F. B. e. V. and GBA: (eds.). Fachverband Biogas e. V. Dr. Claudius da Costa Gomez (V.i.S.d.P.), Angerbrunnenstraße. Retrieved on February 21, 2020
- XU, C., SHI, W., HONG, J., ZHANG, F., AND CHEN, W. (2015). Life cycle assessment of food waste-based biogas generation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 49, 169–177. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.04.164>
- YANG, R.L., CANHA, L.N., TIEPOLO, G.M., URBANETZ JÚNIOR, J., (2020). Gerenciamento eficiente da produção de energia elétrica: desafios para redução do corte de geração de energia das fontes renováveis. *Revista Brasileira de Energia*. 26, 45–55. <https://doi.org/10.47168/rbe.v26i1.562>
- YILMAZ, İ. H., AND ABDULVAHITOĞLU, A. (2019). Evaluation of municipal solid waste options in Turkey: Scenarios for energy recovery, carbon mitigation and consequent financial strategies. *Resources, Conservation and Recycling*, 147(November 2018), 95–110. <https://doi.org/10.1016/j.resconrec.2019.02.029>

ZHAO, X. GANG, JIANG, G. WU, LI, A., & WANG, L. (2016). Economic analysis of waste-to-energy industry in China. *Waste Management*, 48, 604–618. <https://doi.org/10.1016/j.wasman.2015.10.014>

ZHENG, Q. T., ROWE, R. K., AND FENG, S. J. (2019). Design of horizontal landfill gas collection wells in non-homogeneous landfills. *Waste Management*, 98, 102–112. <https://doi.org/10.1016/j.wasman.2019.08.017>

ZHOU, S., MATISOFF, D. C., KINGSLEY, G. A., AND BROWN, M. A. (2019). Understanding renewable energy policy adoption and evolution in Europe: The impact of coercion, normative emulation, competition, and learning. *Energy Research and Social Science*, 51(November 2018), 1–11. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2018.12.011>

ZIEGLER-RODRIGUEZ, K., MARGALLO, M., ALDACO, R., VÁZQUEZ-ROWE, I., AND KAHHAT, R. (2019). Transitioning from open dumpsters to landfilling in Peru: Environmental benefits and challenges from a life-cycle perspective. *Journal of Cleaner Production*, 229, 989–1003. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.05.015>

## **ANÁLISE DO CONSUMO E GERAÇÃO DE ELETRICIDADE DOS ESTADOS NORDESTINOS ENTRE 2006 E 2020**

Gustavo Ferreira<sup>1</sup>  
Bruno Melo<sup>1</sup>  
César Lédio<sup>1</sup>  
Eduardo Cabral<sup>1</sup>  
Esdras Miranda<sup>1</sup>  
Francisco Israel<sup>1</sup>  
Francisco Renato<sup>1</sup>  
Jobel Preisler<sup>1</sup>  
José Janiere<sup>1</sup>  
Levi Nogueira<sup>1</sup>  
Luís L'Aiglon<sup>1</sup>  
Mauri Saraiva<sup>1</sup>  
Paulo Carvalho<sup>1</sup>  
Ricardo Castelo<sup>1</sup>

*<sup>1</sup>Universidade Federal do Ceará*

DOI: 10.47168/rbe.v28i1.653

### **RESUMO**

Considerando a necessidade de estudos energéticos a nível estadual em um país caracterizado por grandes diferenças regionais como o Brasil, o presente artigo tem como objetivo a análise do comportamento do consumo e geração de energia elétrica nos estados da região Nordeste, considerando o período de 2006 a 2020, relacionando as mudanças observadas aos principais fatores que motivaram este movimento: variação da situação econômica, fatores políticos e diversificação da matriz energética. O estudo evidencia diferenças significativas entre os contextos nacional e estaduais, e mesmo entre os estados da região.

Palavras-chave: Matriz energética; Consumo de Energia; Região Nordeste; Geração de Energia; Economia.

### **ABSTRACT**

Considering the need for energy studies at the state level in a country characterized by great regional differences such as Brazil, this article aims to analyze the behavior of electricity consumption and generation in the states of the Northeast region, considering the period from 2006 to 2020, relating the changes observed to the main factors that motivated

this movement: variation in the economic situation, political factors and diversification of the energy matrix. The study highlights relevant differences between the national and state contexts, and even between the states in the region.

Keywords: Energy matrix; Energy consumption; Northeast Region; Power generation; Economy.

## 1. INTRODUÇÃO

O território brasileiro ocupa uma área de 8.510.345 km<sup>2</sup> (IBGE, 2021d), sendo considerado um país continental em virtude de sua extensão territorial. Além da diversidade climática e ambiental, o país foi sendo ocupado por diversos povos em sua formação histórica, que se somaram às populações nativas, caracterizando uma diversidade cultural.

A Figura 1 apresenta o consumo e a geração de energia elétrica no Brasil, de 2006 a 2020 (EPE, 2021b). Observa-se tendência de crescimento uniforme do consumo durante o período, com pequenas variações: a maior queda ocorre entre 2008 e 2009, com decréscimo de 10,2%. Há recuperação com crescimentos discretos em 2010 e 2011; em 2020 registra-se uma queda de 1,3% do consumo em função da pandemia do COVID-19. Considerando o período total (2006 a 2020), observa-se crescimento do consumo do país de 22,0%. No tocante à geração de energia elétrica observa-se no período de 2006 a 2020 um crescimento de 48,1%.

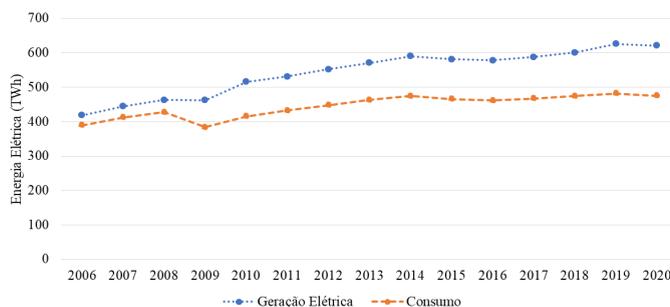


Figura 1 – Consumo e geração de energia elétrica no Brasil (2006 a 2020)

A Figura 2 apresenta a participação setorial no consumo de energia elétrica do Brasil em 2006 e 2020 (EPE, 2021b). Apesar da redução de 47% para 35% no período, o setor industrial detém a maior

participação percentual no consumo de eletricidade, seguido dos setores residencial (crescimento de 22% para 31%) e comercial (crescimento de 14% para 17%).

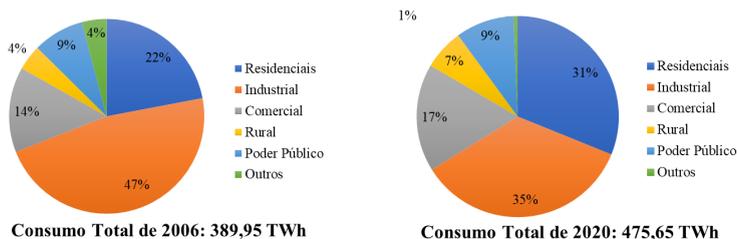


Figura 2 – Consumo setorial de energia elétrica no Brasil

Quanto ao quantitativo absoluto do consumo dos principais setores, observam-se os seguintes números: crescimento de 3,24 TWh em 2006 para 4,16 TWh em 2020 no setor industrial; 1,51 TWh em 2006 para 3,69 TWh em 2020 no setor residencial e 0,96 TWh em 2006 para 2,02 TWh em 2020 no setor comercial. Destaque para o aumento de 144,4% no consumo residencial de 2020 em relação a 2006.

A Figura 3 apresenta o consumo médio mensal residencial e per capita do país entre 2006 e 2020 (EPE, 2021b). No tocante ao consumo médio residencial percebe-se um comportamento não uniforme entre 2006 e 2020, resultando em um aumento de 16,16% no período. Em relação ao consumo per capita, notam-se também variações, resultando em um aumento de 19,35% no período; destaque para a queda em 2020, como reflexo da pandemia do COVID-19.

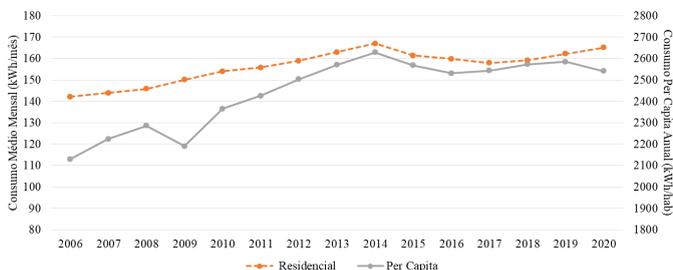


Figura 3 – Consumo médio mensal residencial e per capita anual de energia elétrica no Brasil (2006 a 2020)

Desde a crise energética de 2001 no Brasil, causada principalmente por falta de planejamento e investimentos no setor elétrico do país, têm-se buscado um melhor entendimento do sistema energético nacional. Nesse contexto, Campos e Chaves (2019) propõem um modelo para análise dinâmica da diversidade e segurança do setor elétrico brasileiro baseando-se em recursos energéticos renováveis. Prestes et al. (2018) investigam se existe relação entre investimento em infraestrutura e crescimento econômico no Brasil, enfatizando o setor de energia elétrica no período de 2003 a 2018. Os resultados indicam que existe uma relação significativa entre o consumo de energia elétrica e o crescimento econômico brasileiro. Portanto, o investimento em infraestrutura energética torna-se uma premissa para que o crescimento econômico seja alavancado no Brasil. Em seu estudo, Chaves e Murari (2020) mostram uma perspectiva de geração e demanda até 2029, com base no plano decenal de expansão de energia conforme diretrizes do Ministério de Minas e Energia.

Focando na região Nordeste do Brasil, a região apresentou em 2006 geração de eletricidade de 61.115 GWh; em 2020 a geração passou para 121.557 GWh, um crescimento de 99%, representando 19,6% da geração nacional e caracterizando o Nordeste como a segunda maior região produtora de energia elétrica do país, depois do Sudeste (EPE, 2021a). Nos últimos anos, o Nordeste tem se apresentado notadamente como região produtora de eletricidade a partir de parques eólicos e fotovoltaicos, devido aos elevados níveis do recurso eólico e solar. Segundo dados da Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEOLICA), o Nordeste forneceu à rede elétrica via parques eólicos, em 2020, a geração de 47 TWh, representando 85,6% da geração dos parques eólicos do Brasil. Os quatro estados com maior geração em 2020 são da região: Bahia (16,22 TWh), Rio Grande do Norte (15,59 TWh), Ceará (5,95 TWh) e Piauí (5,91 TWh) (ABEEOLICA, 2020). No setor da geração fotovoltaica centralizada, dados da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR) apontam que dos cinco estados com as maiores potências instaladas no país, quatro estados estão no Nordeste: Bahia, Piauí, Pernambuco e Ceará (ABSOLAR, 2021). Focando no consumo de energia elétrica, a região apresentou um consumo de 81.165 GWh em 2020, representando 17,1% do consumo nacional, caracterizando o Nordeste como exportador de eletricidade.

Considerando a necessidade de estudos energéticos a nível de estados em um país de dimensões continentais como o Brasil, o presente artigo tem como objetivo a análise do comportamento do consumo e geração de energia elétrica nos estados da região Nordeste, considerando o período de 2006 a 2020 e relacionando as mudanças observadas aos principais fatores que motivaram este movimento: vari-

ação da situação econômica, fatores políticos e diversificação da matriz energética. Assim, os estudos de caso surgem a partir da constatação de que o conhecimento do sistema energético de um país deve ser complementado por uma análise que identifique certos problemas que não aparecem ou pouco aparecem numa ótica nacional. Os estudos evidenciam, dessa forma, relações difíceis de serem apreendidas em nível macroeconômico. Não convém para a compreensão do conjunto dos sistemas energéticos focalizar apenas na dimensão nacional, como se esta fosse uma espécie de média de todos os fenômenos verificados em diferentes regiões do território (BORGES NETO e CARVALHO, 2012).

O presente artigo está estruturado da seguinte forma: na seção 2 são avaliados os perfis de consumo e geração de energia elétrica dos estados da região Nordeste, de 2006 a 2020; os perfis são comparados na seção 3 e na seção 4 são apresentadas as principais conclusões.

## **2. AVALIAÇÃO DOS PERFIS DE CONSUMO E GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DOS ESTADOS DA REGIÃO NORDESTE**

Na presente seção são apresentados e comentados indicadores de energia elétrica no período de 2006 a 2020, para cada um dos nove estados nordestinos, seguindo a ordem alfabética; os indicadores são mostrados na seguinte sequência: a) consumo e geração de energia elétrica, b) consumo setorial de energia elétrica, c) número de consumidores e d) consumo médio mensal residencial e per capita anual de energia elétrica. Os dados são do Anuário Estatístico de Energia Elétrica (AEEE), pesquisas da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), entre outros.

### **2.1 Alagoas**

Segundo o AEEE, para o período de 2006 a 2020 no estado de Alagoas identificam-se três momentos distintos da geração de energia elétrica, conforme mostrado na Figura 4. O primeiro momento se caracteriza pela relativa estabilidade na geração entre 2006 e 2012, em que foram gerados em média 19 TWh/ano; entre 2013 e 2018 ocorreu uma redução acentuada, chegando-se à média de 6 TWh/ano em 2018, o que representa uma queda de aproximadamente 70%; e a partir de 2019 é observado um crescimento até 2020, de 133% (EPE, 2021a).

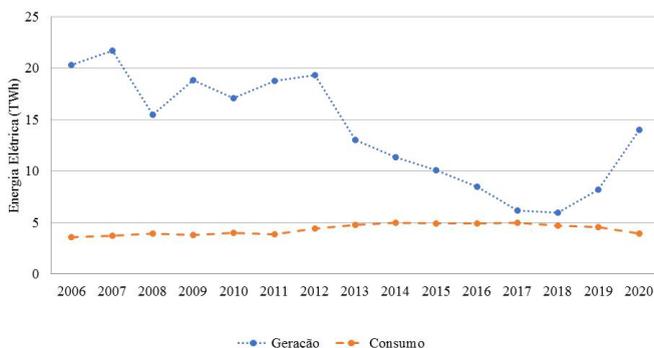


Figura 4 – Consumo e geração de energia elétrica em Alagoas (2006 a 2020)

O estado de Alagoas possui sua matriz de geração representada massivamente pelas centrais hidrelétricas nas divisas com a Bahia e Sergipe. Em termos percentuais, as hidrelétricas na composição total da geração no estado permaneceu superior a 75% entre 2011 e 2020. A Companhia Hidroelétrica do São Francisco (CHESF) tem as hidrelétricas de Paulo Afonso I, II, III e IV, Apolônio Sales e Xingó, totalizando cerca de 7,5 TW (CHESF, 2020). Entretanto, segundo a EPE, 3,72 TW da capacidade total de geração hidrelétrica cabem ao estado em questão (SEDETUR, 2020). Considerando os dados estaduais do Balanço Energético Nacional (BEN) (EPE, 2021b), percebe-se que em 2012 a produção anual das hidrelétricas alcançou 18,6 TWh, caindo para 12,2 TWh no ano seguinte, e continuando a cair nos anos subsequentes, atingindo 5,2 TWh em 2018. O retorno ao crescimento ocorreu em 2019, com 7,4 TWh; em 2020 alcançou 12,9 TWh. Conforme o Balanço Energético de Alagoas (SEDETUR, 2020), ano-base 2019, a redução de chuvas na Bacia do Rio São Francisco afetou a produção da CHESF.

Existem outras fontes de geração na matriz do estado: termelétrica e a cogeração através do uso do bagaço de cana-de-açúcar. Estas fontes tiveram sua participação levemente aumentada durante o quinquênio 2013 a 2018, diminuindo a partir de 2019. Em valores percentuais, até 2012 as fontes termelétricas e de cogeração participaram com uma média de 4% do total produzido. Entre 2013 e 2018, a participação subiu para valores de 8 a 9% (EPE, 2021b). Ainda assim, mesmo com a participação de outras fontes, não foi possível reverter à tendência de queda da geração elétrica. Considerando o período estudado, enquanto em 2006 o estado gerou 20 TWh, em 2020 gerou

14 TWh, o que representa uma redução de 31%.

Considerando a evolução do consumo de energia elétrica, verifica-se o crescimento de 9,61% de 2006 a 2020, com destaque para os efeitos da pandemia da COVID-19 entre 2019 e 2020 (decréscimo de 13,7%). Entre 2010 (consumo de 4 TWh) e 2016 (consumo de 4,96 TWh) há um aumento nos valores em decorrência do crescimento dos consumos residencial, industrial e comercial. A partir de 2017 há uma redução vinculada à diminuição da atividade industrial em Alagoas, cujo impacto imprime atenuação expressiva na curva de consumo do estado, apesar da continuidade do crescimento dos consumos nos setores residencial (de 1394 GWh em 2017 para 1825 GWh em 2019) e comercial (de 755 GWh em 2017 para 789 GWh em 2019).

De acordo com o perfil de consumo de energia elétrica por setores do estado, mostrado na Figura 5, se destacam, majoritariamente, os setores da indústria, residencial e comércio (EPE, 2021a).

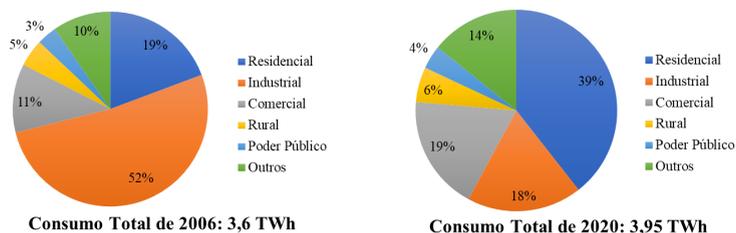


Figura 5 – Consumo setorial de energia elétrica em Alagoas

Na média, no período estudado, praticamente não houve variação significativa no nível de consumo do estado. Entretanto, vale destacar a realocação dos setores de consumo. Em 2006, o consumo de energia elétrica era caracterizado pela importância do setor industrial, majoritariamente de origem química, ocupando 52% do consumo, seguido pelo consumo residencial com 19%. Em 2020, tem-se um aumento de 124% no consumo residencial e a retração de 61% do consumo industrial. Essas movimentações podem ter relação tanto com uma melhoria da qualidade de vida da população, que pode desfrutar de forma mais expansiva dos benefícios do uso da energia elétrica nas residências, mas também de uma queda do desenvolvimento industrial, como resultado do impacto de crises econômicas. O setor comercial acompanhou o crescimento residencial de forma mais discreta (crescimento de 77%), enquanto os outros setores pouco evoluíram.

Percentualmente, o número de consumidores não variou no intervalo analisado: 90% dos consumidores do estado são residenciais, 6% correspondem a consumidores comerciais e 3% se referem a consumidores rurais. Enquanto, em 2006 havia 668.139 consumidores residenciais, e em 2020 o número aumentou para 1.049.793 residências. Já no setor industrial, iniciou-se o período de estudo com 2.721 consumidores e em 2020 registrou-se a diminuição para 2.088 unidades, uma queda de 23%. O setor comercial passou de 45.606 para 66.033 unidades, ao passo que as unidades consumidoras rurais tiveram crescimento de 241%, passando de 9.668 em 2006 para 32.977 unidades em 2020.

A Figura 6 apresenta as curvas de consumo médio mensal residencial e per capita anual do estado entre 2006 e 2020 (EPE, 2021a). Enquanto o consumo residencial aumentou 43%, o consumo per capita caiu 2% entre 2006 e 2020. Neste intervalo, destaca-se a elevação de 2011 a 2017 do consumo per capita em Alagoas, e quedas sucessivas até 2020. Entretanto, enquanto o consumo per capita caiu, o consumo residencial, em movimento ascendente até 2014, oscilou até 2018 e voltou a aumentar em 2019. Devido à pandemia da COVID-19, queda de 14% foi registrada entre 2019 e 2020 nos dois indicadores.

O estado teve uma etapa de rápido crescimento econômico entre 2004 e 2014, com taxa média anual de 3,87%, e uma etapa de retração econômica e recuperação lenta entre 2015 e 2018 (CARVALHO, 2019). A primeira etapa foi marcada pelo direcionamento da uma política econômica federal voltada para o desenvolvimento do mercado interno nas classes de renda mais baixa, que teve grande amplitude principalmente na região Nordeste. Assim, programas de transferência de renda e políticas sociais de crescimento econômico (microcrédito produtivo, Minha Casa, Minha Vida, Luz para Todos, etc.) estimularam o aumento do consumo nas classes de renda mais baixa. Outro ponto ligado a esse desenvolvimento foi o aumento no número de trabalhadores formais em Alagoas, com o consequente aquecimento da economia estadual. De 2015 a 2018 percebe-se a retração do PIB com impactos no consumo de energia elétrica. Entre 2015 e 2016 o PIB de Alagoas retraiu -2,88% e -1,35%, respectivamente; houve uma recuperação em 2017 e 2018, de 3,33% e 1,5%, respectivamente. Tais movimentações econômicas e suas consequências no PIB de Alagoas tiveram reflexo nas curvas de consumo residencial e per capita apresentadas na Figura 6.

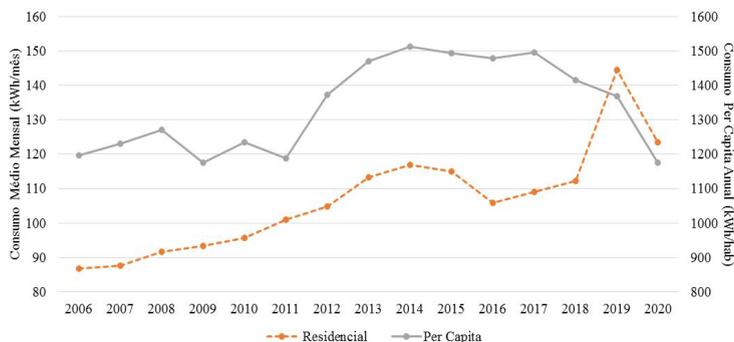


Figura 6 – Consumo médio mensal residencial e per capita anual de energia elétrica em Alagoas (2006 a 2020)

## 2.2 Bahia

Em 2020 a Bahia gerou 13 TWh a mais do que consumiu, logo contribuindo por meio de seu excedente na geração de energia elétrica do Brasil. Também é um grande centro de consumo de eletricidade, conforme Figura 7, que apresenta dados de consumo e de geração de energia elétrica no estado (EPE, 2021a). O crescimento do consumo foi de 35,9% de 2006 a 2020, mesmo com pequenas oscilações; destaque para a redução de 4,2% do consumo em 2020 causada pela pandemia da COVID-19, que afetou significativamente o comércio e a indústria.

Em relação à geração de energia elétrica, houve um aumento de 65,4% entre 2006 e 2020, destacando o período de 2017 a 2020 em que houve um crescimento de 73,5%, o que pode estar relacionado ao fato da REN 482/2012 (resolução normativa) ter sido revisada pela REN 687/2015, a qual entrou em vigor em 2016 e trouxe mais facilidades aos investimentos na geração distribuída (GD) fotovoltaica (FV), que é importante na Bahia. O estado possui os maiores parques FV do país, em Bom Jesus da Lapa e Tabocas do Brejo Velho, pertencentes à Enel Green Power (SEINFRA BAHIA, 2018).

O potencial eólico do estado foi calculado a partir da integração dos mapas de velocidades médias anuais, velocidades dia/noite e velocidades nos períodos seco/úmido, utilizando-se de técnicas de geoprocessamento e cálculos de desempenho e produção de usinas eólicas. O estado é o maior produtor de energia elétrica no Brasil a partir dos ventos, sendo as áreas de maior potencial a Serra do Espinhaço, Sobradinho, Santo Sé, Casa Nova e Serra do Tombador. Conforme o

Boletim Mensal de Geração Eólica de Junho de 2021, a Bahia gerou em média 2683,57 MW e tem uma potência instalada de 5075,35 MW (ONS, 2021). Além dessas fontes vale destacar a geração por hidrelétricas, que somam 4711 MW (Paulo Afonso I, II, III, IV e Apolônio Sales (Moxotó), e Sobradinho e Luiz Gonzaga) (SEINFRA BAHIA, 2013).

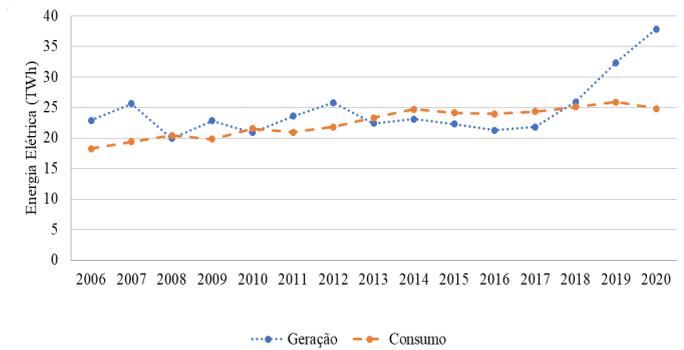


Figura 7 – Consumo e geração de energia elétrica na Bahia (2006 a 2020)

A Figura 8 apresenta a distribuição do consumo de eletricidade na Bahia, em 2006 e 2020, por classes de consumo (EPE, 2021a). Destaque para a redução do consumo do setor industrial, em 15%, e o aumento da participação do setor residencial, de 10%; um dos motivos pode ser o processo de desindustrialização que ocorre em todo o Brasil. Uma das causas do aumento do consumo no setor residencial pode ser o maior número de pessoas com acesso à energia elétrica, através de programas como o “Luz para Todos”, que deu acesso a 612.190 unidades consumidoras no estado (ELETROBRAS, 2021).

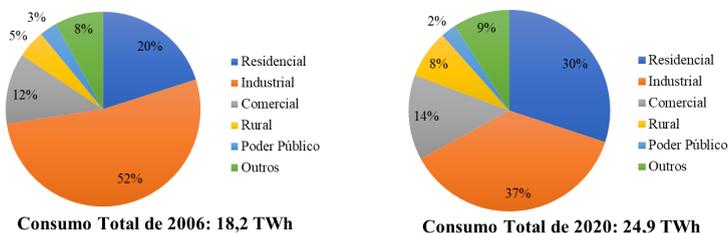


Figura 8 – Consumo setorial de energia elétrica na Bahia

Em 2020 a Bahia tinha um total de 6.225.560 unidades consumidoras, representando um aumento de 53,7% em relação a 2006 (4.051.266 unidades). A Figura 9 ilustra o consumo médio mensal residencial e per capita anual do estado entre 2006 e 2020 (EPE, 2021a). O consumo médio por habitante teve um crescimento de 23,4% entre 2006 e 2020, mesmo havendo algumas oscilações e uma queda em 2020 de 5% em relação a 2019. Já o consumo médio mensal residencial apresentou um crescimento de 29,2% de 2006 a 2020.

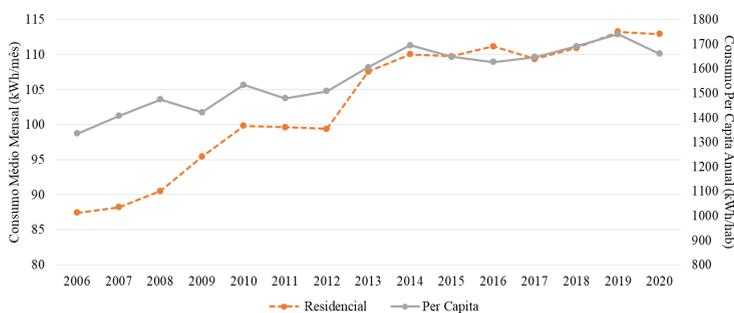


Figura 9 – Consumo médio mensal residencial e per capita anual de energia elétrica na Bahia (2006 a 2020)

### 2.3 Ceará

A Figura 10 apresenta a evolução do consumo e da geração de energia elétrica no Ceará, de 2006 a 2020 (EPE, 2021a). Observa-se tendência de crescimento uniforme do consumo durante o período, mesmo com pequenas variações: a maior queda ocorreu entre 2016 e 2018, com decréscimo de 5,4%. Ocorreu recuperação em 2019, com crescimento de 8,9% em relação a 2018; contudo, em 2020 registrou-se uma queda de 2,7% do consumo em função da pandemia do COVID. Considerando o período total (2006 a 2020), observa-se crescimento do consumo de 71,2%.

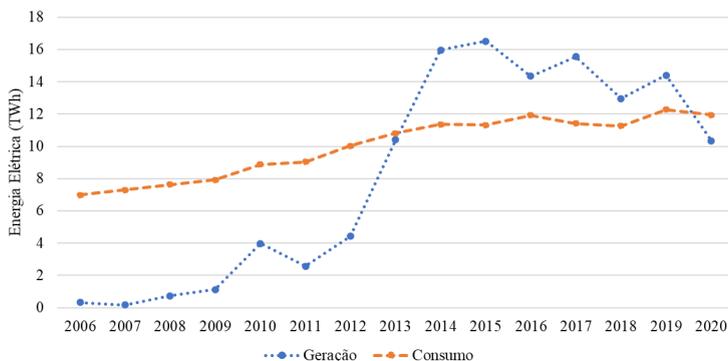


Figura 10 – Consumo e geração de energia elétrica no Ceará (2006 a 2020)

No tocante à geração de energia elétrica, observa-se que a partir de 2013 o estado alcançou a autossuficiência; considerando o período de 2011 a 2015, o crescimento da geração foi de 540,8%. Tal crescimento deve-se ao aumento da produção de parques eólicos (241,4%) e de usinas térmicas (846,3%), sobretudo a carvão vapor, gás natural e óleo combustível (EPE, 2021b). Entre 2015 e 2020 observam-se oscilações na geração, que coincidem com o crescimento/decrescimento da geração térmica no estado. Na contramão, nesse período a geração de parques eólicos passou de 4,47 TWh em 2015 para 6,24 TWh em 2020, um aumento de 39,7%. Outra fonte que apresenta forte crescimento nesse período é a FV, passando de 0,002 TWh em 2015 para 0,62 TWh em 2020, um crescimento de 31.100% (EPE, 2021a). Outro ponto que merece destaque é que em 2020 a geração eólicoelétrica ultrapassou a geração térmica; no entanto, ambas apresentaram em um ano redução na produção de 0,5% e 54,6%, respectivamente. Assim, em 2020, 60,4% da eletricidade foi produzida em usinas eólicas, 33,5% em térmicas, 6% em usinas FV e 0,03% em hidrelétricas (EPE, 2021b). Ressalta-se ainda que no período de 2006 a 2020 a geração de energia elétrica no estado cresceu 2.978,9%, passando de 0,336 TWh (2006) para 10,345 TWh (2020).

A Figura 11 apresenta a participação setorial no consumo de energia elétrica do Ceará em 2006 e 2020 (EPE, 2021a). Observa-se que o setor residencial detém a maior participação no consumo de eletricidade, e teve um crescimento de 116,6% no período. Vale destacar que esse setor apresenta o maior consumo de eletricidade no estado desde 1995, conforme relatado em Costa et al. (2018).

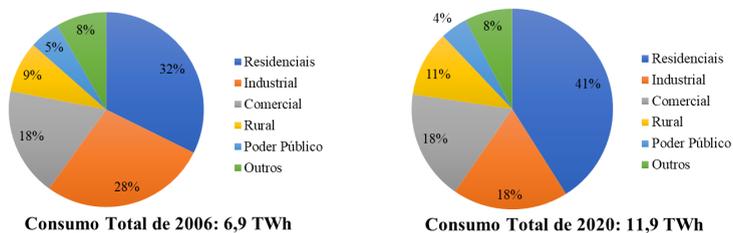


Figura 11 – Consumo setorial de energia elétrica no Ceará

Observa-se uma redução percentual na participação do setor industrial e estabilidade na participação do setor de comércio. Contudo, se observados os valores absolutos, entre 2006 e 2020 o consumo dos setores industrial e comercial cresceram 14,2% e 67,4%, respectivamente. Ao analisar o consumo anual desses setores percebe-se crescimento quase uniforme, tendo o setor comercial um crescimento mais acentuado até 2017. Entre 2017 e 2018 o consumo comercial apresentou queda de 14,5% e o industrial de 2,8%. Entre 2018 e 2019, observa-se aumento de 7,9% no consumo industrial e de 24,7% no comercial. No contexto dos reflexos da pandemia da COVID-19, observa-se queda de 11,9% no consumo de eletricidade do setor industrial e 12,4% do comercial (EPE, 2021a). A maior queda de consumo do setor industrial cearense é verificada entre março e abril de 2020 (queda de 53,6%) (EPE, 2021c). Quanto ao setor comercial, observa-se entre março e maio de 2020 uma maior redução no consumo de eletricidade (20,4%), com tendência de crescimento entre maio e dezembro (EPE, 2021c).

Quanto ao número de consumidores, a maior parcela se encontra no setor residencial; neste setor é observado entre 2006 e 2020 um aumento absoluto de 48,2% no número de consumidores: de 2.020.253 em 2006 para 2.994.418 em 2020. Destaque para o aumento de 161,0% do número de consumidores do setor rural: de 218.162 em 2006 para 569.432 em 2020, e de 512,1% no setor outros (iluminação pública, consumo próprio e serviços públicos), passando de 3.893 em 2006 para 23.831 em 2020. Já o setor comercial teve crescimento de 79,4%, enquanto o industrial redução de 12,7% no número de consumidores (EPE, 2021a).

A Figura 12 apresenta a evolução do consumo médio residencial e per capita do estado entre 2006 e 2020 (EPE, 2021a). No tocante ao consumo médio residencial percebe-se um crescimento quase uniforme entre 2006 e 2020, resultando em um aumento de 46,12%. Destaca-se que 99,8% dos domicílios do Ceará possuem conexão com a

rede, sendo considerado um serviço quase universalizado (IBGE, 2021b).

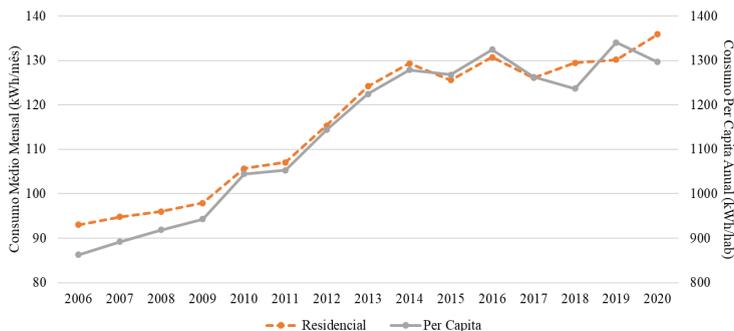


Figura 12 – Consumo médio mensal residencial e per capita anual de energia elétrica no Ceará (2006 a 2020)

Através da análise das curvas observa-se correlação entre as variáveis, principalmente a partir de 2010, a partir de quando as duas curvas apresentam comportamentos quase similares. Entre 2006 e 2010 o PIB do Ceará cresceu a uma taxa média de 5,5% enquanto o consumo per capita cresceu 21,1% (IPECE, 2010). Entre 2011 e 2014 observa-se crescimento no consumo médio residencial e per capita de forma mais acentuada; nesse mesmo período o PIB do estado cresceu entre 3,77% (2011) e 4,18% (2014) (IPECE, 2015). Entre 2015 e 2018, percebe-se alguma diferença no comportamento das curvas, o que pode ser relacionada à crise macroeconômica iniciada em 2014; nesse período o PIB do estado variou entre -3,42% (2015) a 1,45% (2018) (IPECE, 2020b). O crescimento de 7,7% no consumo médio residencial entre 2017 e 2020 pode ser associado ao incentivo do consumo das famílias em função da redução das taxas de juros no país (IPECE, 2020a).

## 2.4 Maranhão

O Maranhão possui uma área total de 331.937,45 km<sup>2</sup> e uma população estimada de 7.114.598 pessoas (IBGE, 2020). Como apresentado na Figura 13, o estado teve um crescimento acelerado da geração de energia elétrica entre os anos de 2012 e 2014, passando em seguida por ligeira redução. Em 2013 o Maranhão se tornou autossufi-

ciente em energia elétrica, mantendo desde então a posição de exportador (EPE, 2021a).

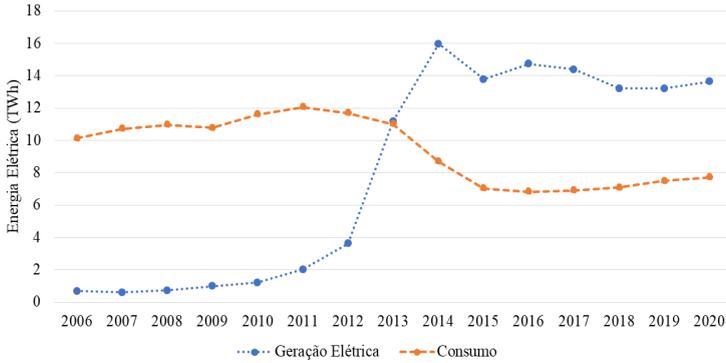


Figura 13 – Consumo e geração de energia elétrica no Maranhão (2006 a 2020)

O crescimento na geração de energia elétrica é explicado pelo Complexo Térmico Parnaíba, com capacidade instalada de 1,4 GW, e a Usina Termelétrica Porto do Itaqui, com capacidade instalada de 360 MW, ambos inaugurados em 2013 (TN PETRÓLEO, 2013) (REVISTA O EMPREITEIRO, 2013). Já a queda acentuada no consumo de energia, que pode ser vista na Figura 14, se atribui prioritariamente à redução do consumo industrial (EPE, 2021a), que é também refletida na queda do número de postos de trabalho na indústria em todo o Brasil nesse período (IBGE, 2021c).

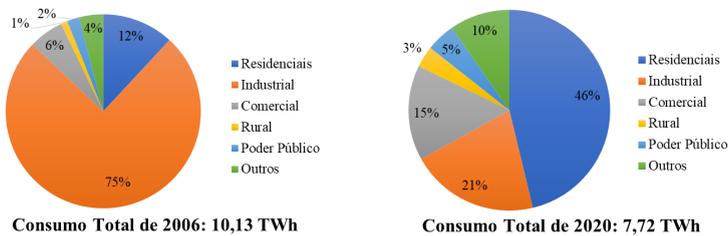


Figura 14 – Consumo setorial de energia elétrica no Maranhão

Entre 2006 e 2012, o consumo industrial de energia elétrica no Maranhão manteve-se entre 7,5 e 8,0 TWh por ano, tendo seu pico em 2011, com 8,111 TWh. A partir de 2013, já como resultado da recessão que teve efeitos em todo o Brasil, esse valor caiu significativamente, passando a 6,190 TWh em 2013, 3,501 TWh em 2014, 1,593 TWh em 2015 e 1,115 TWh em 2016. De 2017 em diante o consumo de energia elétrica desse setor teve uma lenta recuperação, aumentando em um ritmo muito menor do que decaiu nos anos anteriores, até a marca alcançada em 2020.

Vale destacar que o Maranhão apresenta um comportamento único entre os estados analisados na relação entre a atividade econômica e industrial e o consumo de energia do setor. Embora o consumo de energia tenha caído no período de 2013 a 2016, o PIB do estado aumentou no período. Já o número de postos de trabalho na indústria se manteve estável entre 2013 e 2015, sofrendo uma queda entre 2016 e 2018 e voltando a aumentar em 2019. O comportamento tanto do PIB maranhense quanto do número de empregos na indústria não parece estar correlacionado com o consumo de energia do setor industrial durante o período analisado. Assim, estudos mais detalhados sobre a indústria e economia maranhenses são necessários para que se determine a razão desse comportamento (IBGE, 2019b).

Para as demais categorias de consumo o comportamento observado foi estável, ou seja, um crescimento contínuo e de similar intensidade, com o consumo residencial sendo o que mais aumentou nesse período, indo de 1,203 TWh em 2006 para 3,570 TWh em 2020. Mesmo esse aumento não se sobrepôs à intensidade da diminuição do consumo de energia elétrica em atividades industriais, razão pela qual o consumo total diminuiu nesse período, indo na contramão do cenário nacional e de todos os estados analisados no presente artigo.

Esse cenário se refletiu também no número de consumidores, que passou de 9.507 em 2006 para 7.169 em 2020. O número de consumidores rurais, residenciais e do poder público seguiu uma trajetória de aumento similar ao consumo de energia dos respectivos setores. Já o número de consumidores do setor comercial aumentou apenas até 2017, passando por uma diminuição entre 2018 e 2020. A crise econômica, agravada pela pandemia de COVID-19, causou uma redução de 376 consumidores industriais entre 2019 e 2020. De modo semelhante, o número de consumidores comerciais caiu de 142.788 para 135.107 no mesmo período. No entanto, é importante notar que no caso dos consumidores comerciais esse número está em queda desde 2018.

Na Figura 15 pode-se ver que o consumo per capita teve redução no período mesmo com o crescimento do consumo residencial (EPE, 2021a).

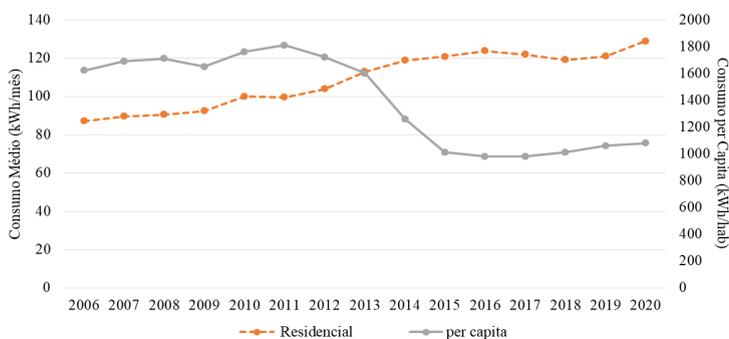


Figura 15 – Consumo médio mensal residencial e per capita anual de energia elétrica no Maranhão (2006 a 2020)

## 2.5 Paraíba

A Figura 16 apresenta a evolução da geração e do consumo de energia elétrica entre 2006 e 2020 na Paraíba (EPE, 2021a). A geração de eletricidade do estado cresceu de 166 GWh em 2006 para 1501 GWh em 2020, com destaque para o período entre 2011 e 2014, com aumento de 883,04% devido ao aumento das fontes geradoras termoelétricas e a óleo combustível (EPE, 2021a). A partir de 2015 a geração teve queda, com a menor produção através de termoelétricas. A Paraíba possui uma capacidade instalada em parques eólicos de 157,20 MW, além de 14 parques em construção com uma capacidade total de 457,38 MW (GOVERNO DA PARAÍBA, 2020).

Em relação à geração FV, a Paraíba aparece na 17ª posição no ranking do Brasil em GD, com 109,1 MW de potência instalada (ABSOLAR, 2021). Em relação à geração centralizada, a Paraíba salta para o 7º lugar em potência instalada, com 135,4 MW de usinas em operação, 135 MW de usinas em construção e 940,4 MW de usinas com construção não iniciadas, porém com contratos fechados, totalizando 1.210,8 MW (ABSOLAR, 2021). A geração eólicoelétrica continua aumentando a cada ano (EPE, 2021b); adicionalmente, a geração FV despontou entre 2017 e 2018 no estado (EPE, 2021c). Em relação ao consumo, observa-se um aumento de 70,7% entre 2006 e 2020; tal crescimento pode ser relacionado ao aumento do PIB, que em 2006 era de R\$ 19,953 bilhões, saltando para R\$ 64,374 bilhões em 2018 (IBGE, 2021d).

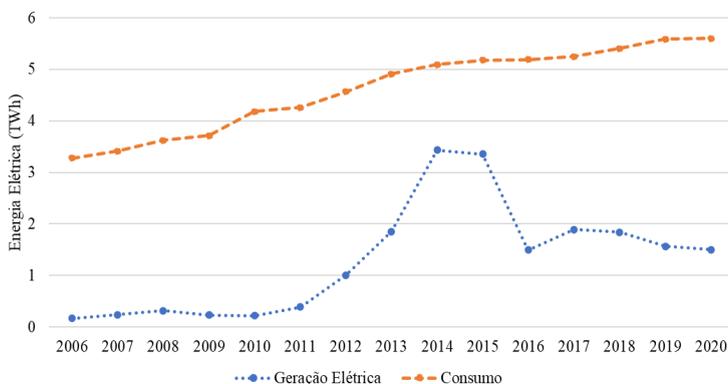


Figura 16 - Consumo e geração de energia elétrica da Paraíba (2006 a 2020)

A Figura 17 apresenta a participação percentual dos setores de consumo de energia elétrica da Paraíba entre 2006 e 2020 (EPE, 2021a). Em 2006 o consumo total era 3,2 TWh, passando para 5,6 TWh em 2020, um aumento de 75%. Houve um crescimento da participação do setor residencial, de 29% para 46% (IBGE, 2021d).

O setor industrial teve uma redução de sua participação, de 35% para 21%, porém se forem observados os valores absolutos, de 2006 a 2020 houve um aumento de 21,44%.

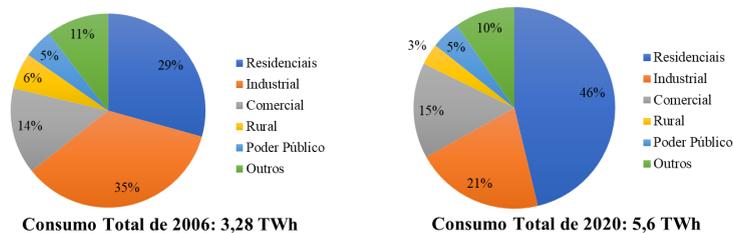


Figura 17 - Consumo setorial de energia elétrica da Paraíba

Quanto ao número de consumidores de energia elétrica da Paraíba entre 2006 e 2020, no setor residencial subiu de 901.678 unidades para 1.418.189 unidades, aumento de 157,28%. Destaque também para os setores comercial e rural, que tiveram aumento significativo

no número de consumidores nesse período. No setor comercial houve um aumento de 74.200 unidades para 111.212 unidades, enquanto no setor rural houve um aumento de 76.934 unidades para 152.914 unidades.

Analisando as curvas de consumo médio mensal residencial e per capita anual apresentadas na Figura 18, identifica-se quase a mesma tendência entre 2006 a 2020 (EPE, 2021a); o consumo per capita cresceu 54,78% até 2019, porém houve uma queda de 0,57% em 2020 em relação ao ano anterior devido aos impactos da COVID-19. Em relação ao consumo residencial, houve um crescimento de 44,65% entre 2006 e 2020.

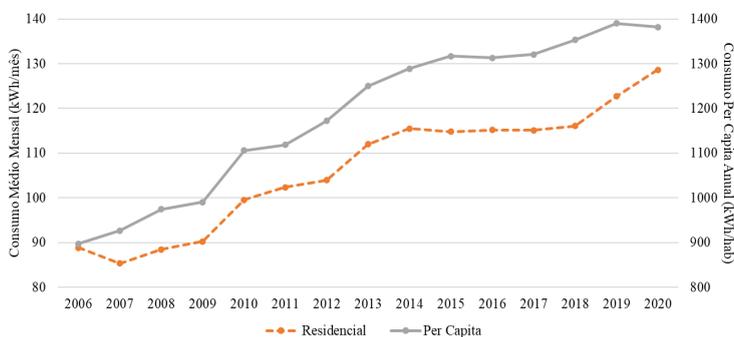


Figura 18 – Consumo médio mensal residencial e per capita anual de energia elétrica na Paraíba (2006 a 2020)

## 2.6 Pernambuco

A Figura 19 apresenta a evolução do consumo e geração de energia elétrica de Pernambuco de 2006 a 2020 (EPE, 2021a). De acordo com o Sistema de Informações de Geração da ANEEL (ANEEL, 2021), até o dia 02 de agosto de 2021, Pernambuco possui 131 empreendimentos ligados ao sistema nacional, totalizando uma potência outorgada de 4.550 MW, representando 2,6% da capacidade instalada do país e 11% em relação à região Nordeste. Ao serem classificados por fonte, 45,7% da capacidade instalada é oriunda de termelétricas, seguida pela geração hidráulica com 33%, ficando as fontes solar e eólica responsáveis por 21,3% da capacidade.

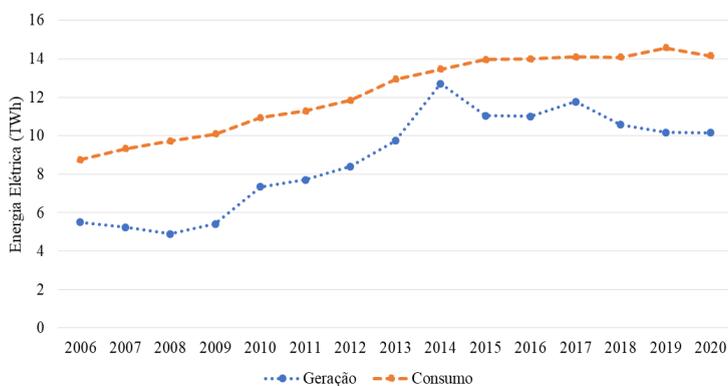


Figura 19 – Consumo e geração de energia elétrica de Pernambuco (2006 a 2020)

Destaca-se uma queda da geração de 2006 a 2008, com retomada do crescimento a partir do ano seguinte, atingindo o pico de geração em 2014. Em 2015 houve uma queda na geração, de 13%, proveniente de uma crise hídrica e econômica (CORREIA, 2015), com tendência de recuperação até 2017; na sequência ocorreram quedas até 2020, decorrentes da crise econômica, agravada com a pandemia do COVID-19. No período entre 2006 e 2020, a geração do estado expandiu de 5,51 TWh para 10,15 TWh, representando um crescimento de 184%.

O planejamento energético de Pernambuco prioriza a geração de eletricidade a partir de fontes renováveis, visando à mudança de matriz energética, em busca de melhor qualidade de vida e preservação e uso responsável dos recursos naturais (SILVA; SOUZA, 2016). Visando incentivar investimentos de geração por fontes renováveis, foi editada a Lei Ambiental nº 17.041/2020, que isenta da obrigatoriedade de constituição de reserva legal para os empreendimentos de geração FV e eólica (DIÁRIO DE PERNAMBUCO, 2021).

O estado apresentou um crescimento de 62% do consumo de energia elétrica de 2006 a 2019, período no qual o PIB do estado também cresceu (IBGE, 2021d); destaca-se uma queda de 3% em 2020, proveniente dos impactos da pandemia da COVID-19. O consumo é superior à capacidade de geração do estado em todo o período, caracterizando o estado como importador de energia elétrica.

A Figura 20 apresenta a participação de cada setor no consumo de energia elétrica do estado em 2006 e 2020 (EPE, 2021a). Observa-se que o consumo residencial tem se mantido com a maior

participação no consumo, sendo seguido pelo setor industrial e comercial. A representatividade de cada setor em relação ao consumo total pouco se alterou, com destaque ao setor residencial que apresentou um acréscimo de 33% para 38%, que em números absolutos resultou num crescimento de 88%, e para os setores industrial e rural, ambos com um decréscimo real de 2%. Considerando o número de consumidores de energia elétrica, no setor residencial houve um aumento de 2.181.440 em 2006 para 3.393.784 unidades consumidoras em 2020, representando 86% e 89% do total de unidades consumidoras, respectivamente. Analisando o setor comercial, a participação percentual permanece praticamente inalterada, embora tenha crescido em números absolutos de 166.491 unidades em 2006 para 221.151 unidades em 2020, representando 7% e 6% do total de unidades consumidoras, respectivamente. Acerca do quantitativo de consumidores rurais, houve queda percentual de 2% em relação ao total de consumidores, saindo de 150.308 unidades em 2006 para 143.298 unidades em 2020, representando 6% e 4% do total de unidades consumidoras, nessa ordem (EPE, 2021a).

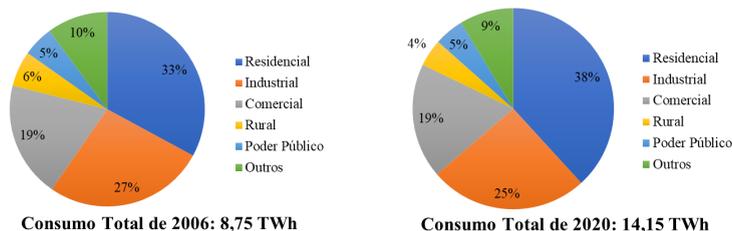


Figura 20 – Consumo setorial de energia elétrica de Pernambuco

A Figura 21 apresenta o consumo médio residencial e per capita no estado entre 2006 e 2020 (EPE, 2021a). Observa-se um aumento de 21% no consumo médio mensal residencial ao longo do período, de 110,1 kWh/mês em 2006 para 132,9 kWh/mês em 2020. Conforme o relatório “PIB per capita 2010-2018” da Agência Estadual de Planejamento e Pesquisas de Pernambuco, o aumento do consumo médio residencial correlaciona-se ao crescimento do PIB per capita do estado, que se manteve acima da média dos valores dos estados do Nordeste na maior parte do período analisado. Destaca-se que o consumo médio mensal residencial teve uma redução em 2012, decorrente dos impactos na economia brasileira causados pela crise financeira interna-

cional, com crescimento em 2013 e um novo período de queda até 2017 (ARAÚJO; SANTOS, 2019). Em relação ao acesso à energia elétrica nos domicílios, Pernambuco possui uma cobertura praticamente universal, com 99,8% das unidades dispondo desse serviço (IBGE, 2021b). Em relação ao consumo per capita anual, houve um crescimento de 50% ao longo do período: de 1 MWh/hab em 2006 para 1,5 MWh/hab em 2020. Destaca-se uma queda no consumo per capita em 2020, decorrente dos impactos da COVID-19.

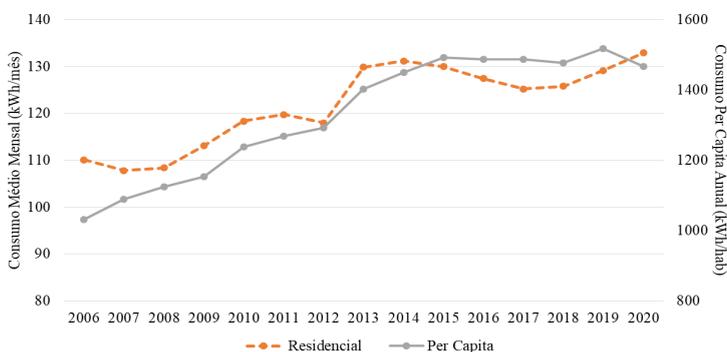


Figura 21 – Consumo médio mensal residencial e per capita anual de energia elétrica em Pernambuco (2006 a 2020)

## 2.7 Piauí

A Figura 22 mostra a evolução do consumo e geração de energia elétrica do Piauí no período de 2006 a 2020 (EPE 2021a). Destaque para a geração de 2013 a 2020, quando é verificado um crescimento de 1.018%. Em 2020 a geração chegou a duas vezes o consumo de energia elétrica, demonstrando a autossuficiência energética do estado. Este crescimento é alavancado pelo potencial solar e eólico do estado, alcançando a liderança nacional na capacidade FV em maio de 2021 e a quarta posição na capacidade eólica instalada (G1 Piauí, 2021). O consumo de energia elétrica dobrou no período.

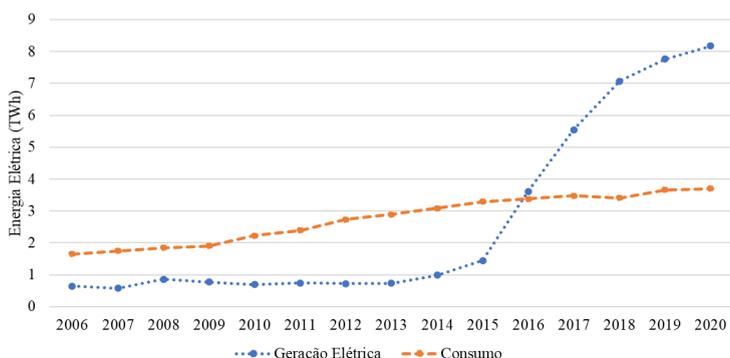


Figura 22 – Consumo e geração de energia elétrica do Piauí (2006 a 2020)

A Figura 23 ilustra a parcela de cada setor no consumo de energia elétrica do Piauí, em 2006 e 2020 (EPE 2021a). O consumo residencial tinha a maior parcela em 2006, acompanhado pelo setor comercial, outros e industrial. Em 2020 houve crescimento da participação do residencial, e redução do setor industrial para 5%.

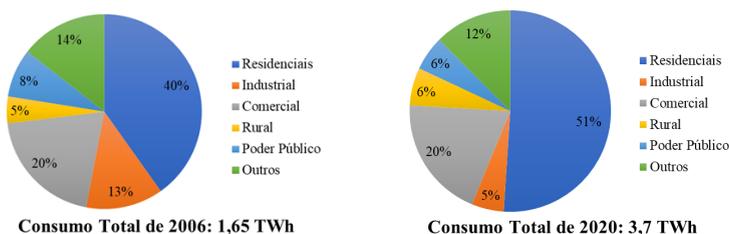


Figura 23 – Consumo setorial de energia elétrica do Piauí

Analisando o número de consumidores de energia elétrica do Piauí de 2006 e 2020, os números saltam de 772.230 para 1.328.428 unidades; a maior parcela é referente ao setor residencial, com 82,8% do total. O setor rural obteve um aumento significativo no número de consumidores no período, passando de 24.105 para 114.234 unidades (EPE, 2021a).

A Figura 24 apresenta a evolução do consumo médio residencial e per capita de 2006 a 2020 (EPE 2021a). Observa-se um aumento de 72,4% na parcela referente ao consumo médio residencial, principalmente entre 2018 e 2019. O consumo per capita aumentou duas vezes na série histórica. O estado registrou um aumento de 34,5% do PIB no período, muito maior do que a média do país (GOVERNO DO PIAUÍ, 2021).

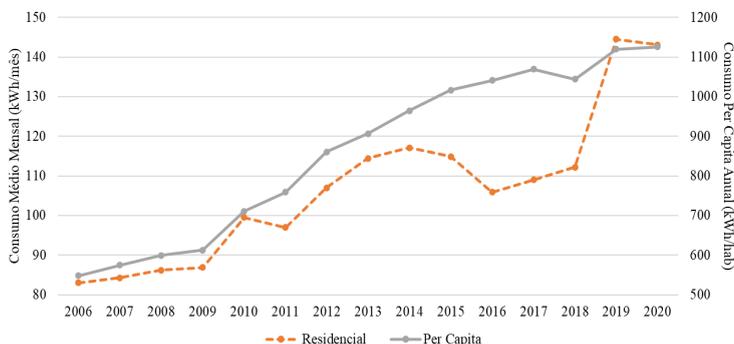


Figura 24 – Consumo médio mensal residencial e per capita anual de energia elétrica no Piauí (2006 a 2020)

## 2.8 Rio Grande do Norte

A Figura 25 mostra a evolução do consumo e geração de energia elétrica no Rio Grande do Norte de 2006 a 2020 (EPE, 2021a). No tocante ao consumo de energia elétrica, ocorreu um crescimento quase uniforme, de aproximadamente 50% no período analisado. A partir de 2010 observa-se que houve mudança do perfil de geração, com crescimento continuado até 2017, estabilidade por dois anos e novo crescimento em 2020. O crescimento da capacidade de geração foi de 18 vezes no período. O Rio Grande do Norte é o estado líder na geração eólicoelétrica, com mais de 5,2 GW de potência instalada, equivalentes a 28,62% da potência eólica do Brasil; eram 182 parques eólicos em 2020 (ABEEOLICA, 2020).

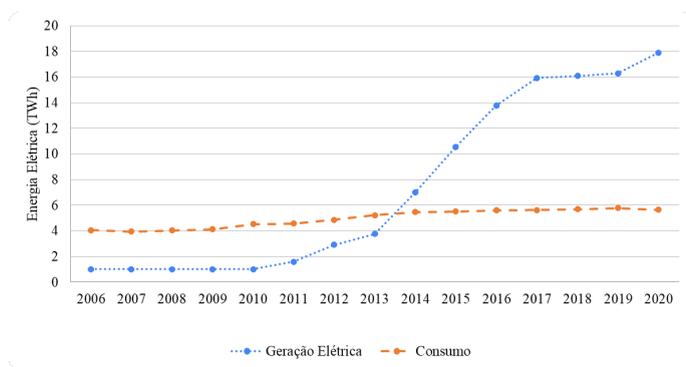


Figura 25 – Consumo e geração de energia elétrica do Rio Grande do Norte (2006 a 2020)

Na Figura 26 observa-se o significativo crescimento da participação do setor residencial na estrutura de consumo, e um pequeno crescimento do setor comercial (EPE, 2021a). Nos demais setores, devido, principalmente, a pandemia da COVID-19, ocorreu uma redução do consumo de energia elétrica; os setores industrial e rural tiveram reduções de 32% e 25%, respectivamente.

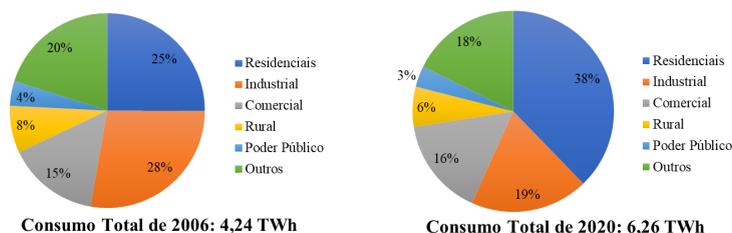


Figura 26 – Consumo setorial de energia elétrica do Rio Grande do Norte

De 2006 a 2020 o número total de consumidores de energia elétrica do Rio Grande do Norte cresceu de 929.139 para 1.494.596 unidades, representando um aumento de 61%. A maior contribuição foi identificada na parcela de consumidores do setor residencial, com um

aumento de 64%, passando de 798.762 unidades em 2006 para 1.307.685 unidades em 2020. Um dos destaques é o aumento de 24% do número de consumidores do poder público, de 10.110 unidades em 2006 para 12.495 unidades em 2020, e principalmente em outros, passando de 4.835 unidades em 2006 para 13.365 unidades, com um acréscimo de 276% em 2020.

Na Figura 27 são apresentadas as evoluções do consumo médio residencial e per capita do estado de 2006 a 2020 (EPE, 2021a). O consumo per capita teve forte crescimento no período entre 2006 e 2013. Entre 2016 e 2020, na média, o consumo per capita permaneceu constante.

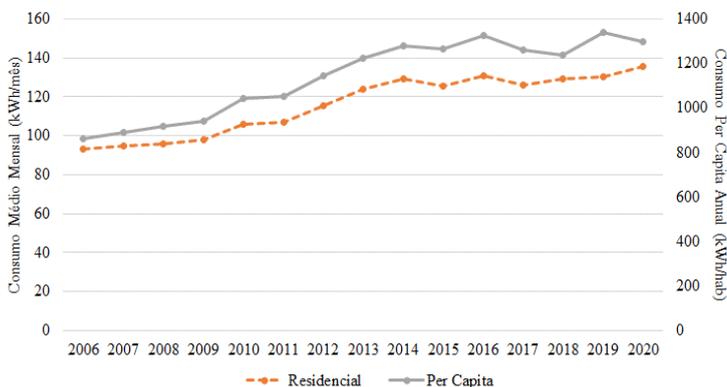


Figura 27 – Consumo médio mensal residencial e per capita anual de energia elétrica no Rio Grande do Norte (2006 a 2020)

## 2.9 Sergipe

A evolução do consumo e geração de energia elétrica em Sergipe, entre 2006 e 2020, é apresentada na Figura 28 (EPE, 2021a). O consumo saltou de 2.461 GWh para 3.903 GWh, um crescimento abaixo em relação aos outros estados, mas sempre consistente. Já a geração de energia elétrica teve uma variação negativa de 2006 a 2018, principalmente após 2012, o que levou o estado a perder a característica de autossuficiência; a partir de 2018 a geração apresentou crescimento devido a uma melhor capacidade hídrica e novos empreendimentos no estado. A principal geradora do estado é a usina hidroelétrica de Xingó, administrada pela CHESF, na fronteira com Alagoas,

com capacidade de 3.162 MW, o que a torna uma das maiores hidroelétricas do Brasil (CHESF, 2021); ainda há uma central hidroelétrica de menor porte, um parque eólico e algumas pequenas usinas térmicas (SERGIPE, 2014). Devido a matriz ser predominante hidráulica, a geração de energia elétrica caiu a partir de 2013, consequência da vazão reduzida do Rio São Francisco, em virtude da redução do volume de chuvas (ANA, 2018). Com a entrada em operação comercial, em março de 2020, da usina térmica a gás Porto de Sergipe I (CELSE, 2021), o estado retornou a uma condição de autossuficiência.

A curva de consumo equivale ao apresentado para os outros estados do Nordeste: período de retração da economia a partir de 2017, e sobretudo em 2020 devido à pandemia de COVID-19. Foi registrado um aumento do consumo de 36% entre 2006 e 2012, reflexo do maior poder de consumo da população, o que levou a indústria e o comércio a expandirem os negócios, consumindo mais energia elétrica (SERGIPE, 2014).

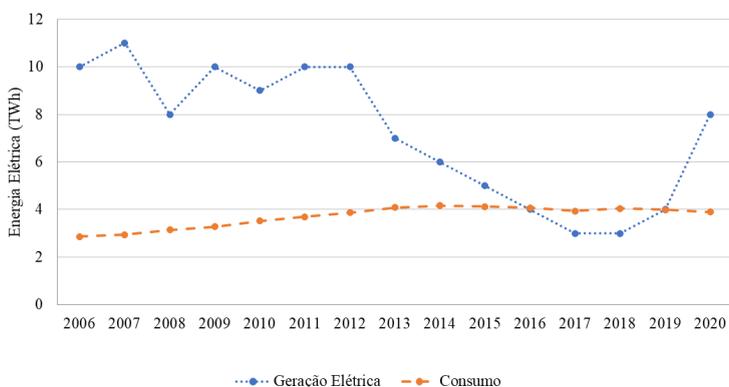


Figura 28 – Consumo e geração de energia elétrica de Sergipe (2006 a 2020)

A Figura 29 apresenta a participação setorial no consumo de energia elétrica em 2006 e 2020 (EPE, 2021a). Houve um crescimento do consumo residencial, visto que 99,83% dos lares são atendidos, além de que a população urbana praticamente duplicou no período do estudo, devido ao crescimento da economia e investimentos na indústria extrativo-mineral, conforme relatado em (SERGIPE, 2014). A redução do consumo de energia elétrica da indústria se deu devido às

consequências das crises econômicas e à pandemia da COVID-19. Houve fechamento de grandes indústrias têxteis em 2016, e em 2019 do ramo químico, quando a produção de fertilizantes ficou paralisada e o consumo foi reduzido em 86,7% (EPE, 2020). No setor de comércio houve pequeno crescimento para conforto térmico. Entre 2006 e 2020 houve um crescimento do consumo nos setores residencial e comercial; o industrial sofreu uma queda expressiva de 30% (EPE, 2021c).

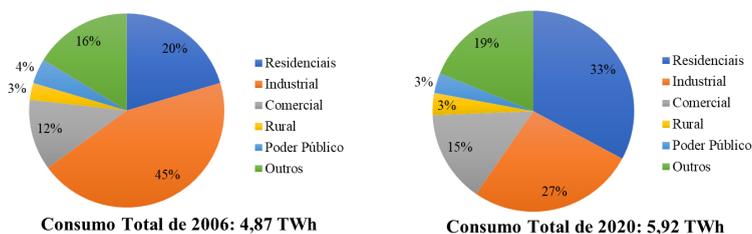


Figura 29 – Consumo setorial de energia elétrica em Sergipe

Em Sergipe, em 2020, o setor residencial, tinha 848.690 unidades consumidoras (EPE, 2021a). A indústria teve redução de 3.369 unidades em 2006 para 1.222 em 2020, uma redução de 66,7%. Já o setor rural apresentou crescimento de 47%, e o poder público se manteve praticamente estável.

A Figura 30 apresenta as curvas de consumo médio residencial e per capita do estado entre 2006 e 2020 (EPE, 2021a). O consumo médio residencial subiu quase 120% e o per capita 15,28% (EPE, 2021c). Conforme dados do IBGE, em 2010 o PIB per capita de Sergipe se destacava em comparação com os outros estados do Nordeste; em 2014 verificou-se uma queda, devido à redução da industrialização no estado e à estiagem, que causou uma redução das atividades na agricultura. Na contramão, o setor de serviços elevou sua participação. Em 2018, o PIB sergipano teve uma redução de 1,8% em relação ao ano anterior, novamente devido à contribuição negativa da agropecuária, consequência da seca.

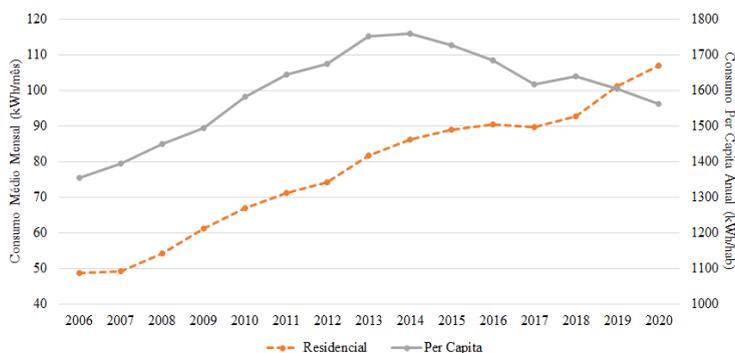


Figura 30 – Consumo médio mensal residencial e per capita anual de energia elétrica em Sergipe (2006 a 2020)

### 3. COMPARATIVO ENTRE ESTADOS

Em 2006, entre os estados estudados, a Bahia apresentou a maior geração (22,9 TWh) e o maior consumo total de energia elétrica (18,3 TWh), além do maior consumo nos principais setores: residencial (3667 GWh), industrial (9588 GWh) e comercial (2150 GWh). Para os indicadores consumo médio mensal residencial e consumo per capita anual, o Rio Grande do Norte (111 kWh/mês) e o Maranhão (1620 kWh/hab), respectivamente, apresentaram os maiores valores.

Em 2020, a Bahia continuou com a maior geração (37,9 TWh) e consumo total de energia elétrica (24,8 TWh), além do maior consumo nos principais setores: residencial (7464 GWh), industrial (9182 GWh) e comercial (3391 GWh). Para os indicadores consumo médio mensal residencial e consumo per capita anual, o Piauí (140 kWh/mês) e a Bahia (1660 kWh/hab), respectivamente, apresentaram os maiores valores.

A Tabela 1 sintetiza a informação apresentada para cada estado nordestino, com a variação percentual dos indicadores entre o ano base (2006) e o ano final (2020). Visando a comparação, os resultados do Brasil foram incluídos. Na tabela as setas para cima indicam o maior crescimento percentual, enquanto as setas para baixo indicam a maior redução percentual.

Tabela 1 – Variação percentual de indicadores do setor elétrico para o Brasil e os estados nordestinos entre 2006 e 2020

Brasil/ Estados	Geração de Energia Elétrica	Consumo de Energia Elétrica	Consumo nos Principais Setores	Consumo Médio Mensal Residencial	Consumo Per Capita
Brasil	48,2%	22,1%	Residencial (72,7%) Industrial (-9,3%) Comercial (49,4%)	16,2%	19,4%
Alagoas	-30,0%(↓)	9,7%	Residencial (124%) Industrial (-61%) Comercial (77%)	42,6%	-1,7%
Bahia	65,4%	35,9%	Residencial (104%) Industrial (-4%) Comercial (58%)	29,2%	24,3%
Ceará	2978,9%(↑)	71,2%	Residencial (117%) Industrial (14%) Comercial (67%)	46,1%	50,3%
Maranhão	1847,1%	-23,8%(↓)	Residencial (197%)(↑) Industrial (-79%)(↓) Comercial (86%)	47,9%	-33,3%(↓)
Paraíba	804,2%	70,7%	Residencial (128%) Industrial ( 21%) Comercial (86%)	44,7%	53,9%
Pernambuco	84,2%	61,7%	Residencial (88%)(↓) Industrial (54%)(↑) Comercial (56%)	20,7% (↓)	42,2%
Piauí	1155,3%	122,9%(↑)	Residencial (184%) Industrial (-10%) Comercial (120%)(↑)	72,4%	105,5%(↑)
Rio Grande do Norte	1700,0%	38,9%	Residencial (122%) Industrial (1%) Comercial (53%)(↓)	26,1%	-2,4%
Sergipe	-20,0%	36,4%	Residencial (120%) Industrial (-18%) Comercial (70%)	119,3%(↑)	89,7%

#### 4. CONCLUSÕES

A comparação de indicadores de geração e consumo de eletricidade para o Brasil e os estados nordestinos, entre 2006 e 2020, mostra diferenças significativas entre os contextos nacional e estaduais. Assim, fica evidenciada a importância do estudo dos estados nordestinos, realizado no presente artigo. Como exemplos dessas diferenças, enquanto o país apresenta um crescimento da geração elétrica no período de 48%, o Ceará mostra um crescimento no período de 2979%; no tocante ao consumo de eletricidade, o Brasil apresenta um aumento de 22% no período e o Piauí um crescimento de 123%.

Considerando a autossuficiência de energia elétrica dos estados do Nordeste no período de 2006 a 2020, três estados mantiveram essa condição (Alagoas, Bahia, Sergipe), três estados passaram a ser autossuficientes (Maranhão, Piauí, Rio Grande do Norte), e três estados mantiveram a situação de não autossuficiência (Ceará, Paraíba, Pernambuco). O maior crescimento da geração elétrica no período foi verificado no Ceará, e a maior queda da geração foi registrada em Alagoas (30%). Vale destacar, para a maioria dos estados do Nordeste, a crescente participação das fontes renováveis solar e eólica no período. O maior crescimento do consumo de energia elétrica no período foi verificado no Piauí (123%) e a maior queda no Maranhão (24%). Os efeitos da pandemia do COVID-19 sobre o consumo de energia elétrica se fizeram sentir na maioria dos estados analisados a partir de 2020.

A participação dos principais setores no consumo de eletricidade entre 2006 e 2020 (residencial, industrial e comercial) apresentou comportamentos diversos. Em todos os estados é verificado um aumento da participação do setor residencial e comercial no consumo total. Em todos os estados é verificada uma redução do setor industrial, com destaque para o Maranhão, com uma expressiva queda.

A análise do consumo médio mensal residencial mostra que todos os estados do Nordeste tiveram crescimento no período, com Sergipe registrando o maior aumento (119%) e Pernambuco o menor crescimento (21%). No tocante ao consumo per capita anual de energia elétrica, enquanto o Piauí apresentou o maior crescimento no período (106%), o Maranhão registrou uma queda de 33%.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABEEOLICA [ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA]. Annual Wind Energy Report. 2020. Disponível em <https://www.abeeolica.org.br/mercado/dadosabeeolica/boletim-anual/>. Acesso em 15 ago. 2021

ABSOLAR [ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA]. Mercado Infográfico. 2021. Disponível em <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>. Acesso em 07 ago. 2021

AGÊNCIA ESTADUAL DE PLANEJAMENTO E PESQUISAS DE PERNAMBUCO. PIB per capita 2010-2018. Disponível em: <http://www.condepefidem.pe.gov.br/web/condepe-fidem/estadual>. Acesso em: 20 out. 2021.

ANA [AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS]. Conjuntura dos recursos hídricos no Brasil 2018: informe anual / Agência Nacional de Águas. Brasília: ANA, 2018.

ANEEL [AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELETRICA]. Sistema e Informações de Geração da ANEEL – SIGA, 2021. Disponível em: <https://bit.ly/2IGf4Q0>. Acesso em: 31 jul. 2021.

ARAÚJO, Tania B.; SANTOS, Valdeci M. A Economia de Pernambuco: Dinâmica Econômica, Mudanças Recentes e Perspectivas. BNB Conjuntura Econômica - Edição Especial 2019. P. 335 – 344, Fortaleza: Banco do Nordeste do Brasil, 2019.

BORGES NETO, M. R.; CARVALHO, P. C. M.: Geração de Energia Elétrica - Fundamentos; Editora Érica, 2012 (ISBN 978-85-365-0422-3).

BRASIL. LEI Nº 17.041, DE 11 DE SETEMBRO DE 2020. Altera a Lei nº 11.206, de 31 de março de 1995, que dispõe sobre a política florestal do Estado de Pernambuco para aperfeiçoar o regime de constituição da Reserva Legal. Disponível em: <https://legis.alepe.pe.gov.br/texto.aspx?tiponorma=1&numero=17041&complemento=0&ano=2020&tipo=&url>. Acesso em: 29 jul. 2021.

CAMPOS, F.P.N.; CHAVES, G.L.D. O Uso da Dinâmica de Sistemas para Apoio ao Planejamento Energético Brasileiro. Revista Brasileira de Energia. Vol.25, Nº 1, 1º Trimestre de 2019. Sociedade Brasileira de Planejamento Energético

CARVALHO, C. P. O. Alagoas 2000-2018. BNB conjuntura econômica. Vol.01, p. 1-13, 2019. Disponível em: [https://www.bnb.gov.br/documents/80223/6034753/2019\\_CJES\\_22AL.pdf](https://www.bnb.gov.br/documents/80223/6034753/2019_CJES_22AL.pdf). Acesso em: 07 ago. 2021.

CELSE. Centrais Elétricas de Sergipe. Disponível em: <https://celse.com.br/br/apresentacao>. Acessado em agosto de 2021.

CHAVES, L. I.; MURARI, C.A.F. Uma Perspectiva para o Setor Elétrico Brasileiro – Horizonte 2029. Revista Brasileira de Energia. Vol.26, Nº 1, 1º Trimestre de 2020. Sociedade Brasileira de Planejamento Energético

CHESF [COMPANHIA HIDROELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO]. Relatório Anual 2020. 2020. Disponível em: [https://www.chesf.gov.br/sustentabilidade/Documents/Relatorio\\_Anual\\_2020.pdf](https://www.chesf.gov.br/sustentabilidade/Documents/Relatorio_Anual_2020.pdf). Acesso em: 30 jul. 2021.

CHESF [COMPANHIA HIDROELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO]. Disponível em: <https://www.chesf.gov.br/SistemaChesf/Pages/SistemaGeracao/Xingo.aspx>. Acesso em: 28 jul. 2021.

COSTA, A. R. et al. Análise da sustentabilidade da geração de eletricidade do Ceará. Revista Tecnologia, Fortaleza, v. 39, n. 1, p. 1-17, 29 jun. 2018. Fundação Edson Queiroz. <http://dx.doi.org/10.5020/23180730.2018.6766>.

CORREIA-Silva, D. C.; RODRIGUES, M. ANÁLISE DA EFICIÊNCIA NO CONSUMO DE ENERGIA DOS ESTADOS BRASILEIROS. Planejamento e Políticas Públicas, [S. l.], n. 46, 2015. Disponível em: // [www.ipea.gov.br/ppp/index.php/PPP/article/view/556](http://www.ipea.gov.br/ppp/index.php/PPP/article/view/556). Acesso em: 1 ago. 2021.

CRESCIMENTO do PIB do Piauí é 4 vezes maior que o do Brasil, aponta projeção. Governo do Piauí, 23 de mai. De 2021, Disponível em: < <https://www.pi.gov.br/noticias/crescimento-do-pib-do-piaui-e-4-vezes-maior-que-o-do-brasil-aponta-projecao/>>. Acesso em: 06 ago. 2021.

DIÁRIO DE PERNAMBUCO. Incentivo à Energia Limpa em Pernambuco, Recife, 22 março 2021. Disponível em: <https://www.diariodepernambuco.com.br/noticia/opiniao/2021/03/incentivo-a-energia-limpa-em-pernambuco.html>. Acesso em: 29 jul. 2021.

ELETOBRAS. Programa Luz para Todos. Disponível em: <https://eletrobras.com/pt/Paginas/Luz-para-Todos.aspx>. Acesso em: 07 ago. 2021.

ELETRONUCLEAR. Eletrobrás Eletronuclear. Disponível em: <https://www.eletronuclear.gov.br/Canais-de-Negocios/Paginas/Novos-Empreendimentos.aspx>. Acesso em: 23 jul. 2021.

EPE [EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA]. Anuário Estatístico de Energia Elétrica. 2021a. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/anuario-estatistico-de-energia-eletrica>. Acesso em: 27 jul. 2021.

EPE [EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA]. BEN - Séries Históricas e Matrizes. 2021b. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/BEN-Series-Historicas-Compleatas>. Acesso em: 27 jul. 2021.

EPE [EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA]. Consumo Mensal de Energia Elétrica por Classe (regiões e subsistemas). 2021c. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Consumo-mensal-de-energia-eletrica-por-classe-regioes-e-subsistemas>. Acesso em: 27 jul. 2021.

GOVERNO DO PIAUÍ. É o estado brasileiro com maior produção de energia solar. G1- Piauí, Teresina, 13 de jun. de 2021. <https://g1.globo.com/pi/piaui/noticia/2021/06/13/piaui-e-estado-brasileiro-com-maior-producao-de-energia-solar.ghtml>. Acesso em: 06 ago. 2021.

GOVERNO DA PARAÍBA. Potencial Energético e políticas de incentivos atraem empreendimentos para o Estado., 22 de set. De 2020, Disponível em: < <https://paraiba.pb.gov.br/noticias/potencial-energetico-e-politicas-de-incentivos-atraem-empreendimentos-para-o-estado/>>. Acesso em: 31 jul. 2021.

IBGE [INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA]. Cidades e Estados. 2020. Disponível em: IBGE. Cidades e Estados. Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/cidades-e-estados/ma.html>. Acesso em: 04 ago. 2021.

IBGE [INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA]. 2021a. Evolução da taxa de crescimento do PIB brasileiro. Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/explica/pib.php>. Acesso em: 31 jul. 2021.

IBGE [INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA]. IBGE divulga as contas regionais 2003-2006. Agência IBGE, 14 de nov; De 2008. Disponível em <https://agenciadenoticias.ibge.gov.br/agencia-sala-de-imprensa/2013-agencia-de-noticias/releases/13571-asi-ibge-divulga-as-contas-regionais-2003-2006/>. > Acesso em 08 ago. 2021.

IBGE [INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA]. Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios. In: IBGE. Sidra: Sistema IBGE de Recuperação Automática. Rio de Janeiro, 2021b. Disponível em: < <https://sidra.ibge.gov.br/tabela/6737>>. Acesso em: 29 jul. 2021.

IBGE [INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA]. PIA Empresa: de 2013 a 2019, a indústria perdeu 8,5% de suas empresas e 15,6% dos seus postos de trabalho. 2021c. Disponível em: <https://agenciadenoticias.ibge.gov.br/agencia-sala-de-imprensa/2013-agencia-de-noticias/releases/31201-pia-empresa-de-2013-a-2019-a-industria-perdeu-8-5-de-suas-empresas-e-15-6-dos-seus-postos-de-trabalho>. Acesso em: 04 ago. 2021

IBGE [INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA]. 2021d. IBGE – Produto Interno Bruto. <https://www.ibge.gov.br/explica/pib.php> / Acesso em 08 ago. 2021

IBGE [INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA]. 2021e. Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/geociencias/organizacao-do-territorio/estrutura-territorial>. Acesso em: 02 ago. 2021.

IBGE [INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA]. 2021f. Evolução da taxa de crescimento do PIB brasileiro. Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/explica/pib.php>. Acesso em: 31 jul. 2021.

IBGE [INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA]. Pesquisa Industrial Anual - Empresa: pessoal ocupado em 31.12 - série histórica. Pessoal ocupado em 31.12 - Série histórica. 2019a. Disponível em: <https://cidades.ibge.gov.br/brasil/ma/pesquisa/51/49628?ano=2019&tipo=grafico&indicador=49635>. Acesso em: 05 nov. 2021.

IBGE [INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA]. Sistema de Contas Regionais: PIB a preços correntes - série histórica. 2019b. Disponível em: <https://cidades.ibge.gov.br/brasil/ma/pesquisa/10060/60147?tipo=grafico>. Acesso em: 05 nov. 2021.

IPECE [INSTITUTO DE PESQUISA E ESTRATÉGIA ECONÔMICA DO CEARÁ]. Indicadores econômicos do Ceará 2010. 2010. Disponível em: [https://www.ipece.ce.gov.br/wp-content/uploads/sites/45/2016/05/Indicadores\\_Economicos\\_Ceara\\_2010.pdf](https://www.ipece.ce.gov.br/wp-content/uploads/sites/45/2016/05/Indicadores_Economicos_Ceara_2010.pdf). Acesso em: 29 jul. 2021.

IPECE [INSTITUTO DE PESQUISA E ESTRATÉGIA ECONÔMICA DO CEARÁ]. Indicadores econômicos do Ceará 2015. 2015. Disponível em: [https://www.ipece.ce.gov.br/wp-content/uploads/sites/45/2016/05/Indicadores\\_Economicos\\_2015.pdf](https://www.ipece.ce.gov.br/wp-content/uploads/sites/45/2016/05/Indicadores_Economicos_2015.pdf). Acesso em: 29 jul. 2021.

IPECE [INSTITUTO DE PESQUISA E ESTRATÉGIA ECONÔMICA DO CEARÁ]. Indicadores econômicos do Ceará 2020. 2020a. Disponível em: [https://www.ipece.ce.gov.br/wp-content/uploads/sites/45/2020/12/Indicadores\\_Economicos2020.pdf](https://www.ipece.ce.gov.br/wp-content/uploads/sites/45/2020/12/Indicadores_Economicos2020.pdf). Acesso em: 29 jul. 2021.

IPECE [INSTITUTO DE PESQUISA E ESTRATÉGIA ECONÔMICA DO CEARÁ]. PIB do Ceará nas Óticas da Produção e da Renda - 2018. 2020b. [https://www.ipece.ce.gov.br/wp-content/uploads/sites/45/2020/11/PIB\\_Ceara\\_nas\\_Oticas\\_Producao\\_e\\_Renda\\_2018.pdf](https://www.ipece.ce.gov.br/wp-content/uploads/sites/45/2020/11/PIB_Ceara_nas_Oticas_Producao_e_Renda_2018.pdf). Acesso em: 13 out. 2021.

PRESTES, A.F. et al. Investimento em Infraestrutura Energética e o Crescimento Econômico Brasileiro no Período de 2003 a 2018. Revista Brasileira de Energia. Vol.25, Nº 1, 1º Trimestre de 2019. Sociedade Brasileira de Planejamento Energético.

ONS [OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO]. Boletim Mensal de Geração Eólica – Junho/2021. 2021a. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/conhecimento/acervo-digital/documentos-e-publicacoes>. Acesso em: 07 ago. 2021.

SEINFRA BAHIA [SECRETARIA DE INFRAESTRUTURA DA BAHIA]. Atlas Eólico Bahia. 2013. Disponível em: <http://www.infraestrutura.ba.gov.br/modules/conteudo/conteudo.php?conteudo=19>. Acesso em: 29 jul. 2021.

SEINFRA BAHIA [SECRETARIA DE INFRAESTRUTURA DA BAHIA]. Atlas Solar Bahia. 2018. Disponível em: <http://www.infraestrutura.ba.gov.br/modules/conteudo/conteudo.php?conteudo=19>. Acesso em: 29 jul. 2021.

SEDETUR [SECRETARIA DE ESTADO DO DESENVOLVIMENTO ECONOMICO E TURISMO]. Balanço Energético. 2020. Disponível em: <http://www.sedetur.al.gov.br/balanco-energetico/send/63-balanco-energetico/245-beal-2020>. Acesso em: 30 jul. 2021.

SERGIPE. SECRETARIA DO ESTADO DO DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO SUSTENTÁVEL. Panorama Energético de Sergipe. 2014. Disponível em <https://pt.slideshare.net/claudiotxt/panorama-energtico-de-sergipe>. Acessado em julho de 2021

SILVA, F. M.; SOUZA, M. Q. V. DESENVOLVIMENTO E SUSTENTABILIDADE: As Perspectivas para a Geração de Energia Renovável no Estado de Pernambuco. Revista de Estudos Legislativos. Vol.01, n.1, 2016, pp 80-94. Disponível em: <https://www.alepe.pe.gov.br/estudoslegislativos/arquivos/revista01/artigo05.pdf>. Acesso em: 28 jul. 2021.

REVISTA O EMPREITEIRO. Complexo termelétrico Parnaíba é inaugurado no Maranhão. 2013. Disponível em: <https://revistaoe.com.br/complexo-termeletrico-parnaiba-e-inaugurado-no-maranhao/>. Acesso em: 04 ago. 2021.

TN PETRÓLEO (Maranhão). UTE Itaqui, da MPX, inicia operação comercial. 2013. Disponível em: <https://tnpetroleo.com.br/noticia/ute-itaqui-da-mpx-inicia-operacao-comercial/>. Acesso em: 04 ago. 2021.

## **MAPA TECNOLÓGICO PARA INSERÇÃO DE REATORES DE TÓRIO NA AGENDA POLÍTICA DO BRASIL**

Gustavo André Pereira Guimarães<sup>1</sup>  
Nival Nunes de Almeida<sup>1</sup>

*<sup>1</sup>Escola de Guerra Naval*

DOI: 10.47168/rbe.v28i1.656

### **RESUMO**

A geopolítica nuclear descreve o conflito entre países combinando interesses energéticos e de materiais estratégicos. O surgimento da geopolítica nuclear brasileira pode ser historicamente situado em 1945, junto com a geopolítica nuclear mundial. Em ambas, o tório inicialmente exerceu papel central ao lado do urânio, até meados da década de 1970. Na década de 1990, houve uma retomada do interesse por reatores nucleares utilizando o ciclo do combustível tório, como alternativa às tecnologias dominantes que empregam o urânio. O conhecimento acumulado ao longo de 60 anos de pesquisas no Brasil sobre o ciclo do combustível tório possibilita considerar uma proposta para a adoção de um reator nuclear com tório como combustível. A dificuldade de inserção do tema nuclear na agenda política representa um desafio para a elaboração e implantação de políticas públicas para construção de um reator de tório no Brasil. O presente trabalho oferece um mapa tecnológico multicamadas para inserção de reatores de tório na agenda política nacional, destacando como contribuições: a descrição do processo sistemático de elaboração até a apresentação do modelo final de um mapa tecnológico, a proposta da inserção de reatores de tório no Programa Nuclear Brasileiro e a atualidade da geopolítica nuclear brasileira e mundial. Os autores concluem que o mapa tecnológico construído representa um ponto de partida aplicável para a inclusão do tema na agenda política nacional visando a construção e operação de novas plantas nucleares.

Palavras-chave: Mapa tecnológico; Reatores de tório; Energia nuclear; Políticas Públicas; Geopolítica Nuclear.

## ABSTRACT

Nuclear geopolitics describes the conflicts between countries combining energetic and strategic materials. The emergence of Brazilian nuclear geopolitics can be historically assigned in 1945, at the same time of the world nuclear geopolitics. Thorium and uranium had initially played the same key role on both up to the mid-1970s. By the 1990s, there was a resurgence of interest in nuclear reactors adopting thorium fuel cycle as an alternative for the main technology uranium based. The knowledge accumulated along 60 years of research in Brazil about the thorium fuel cycle indicates that a firm proposal to adopt a nuclear reactor with thorium as fuel can be considered. The obstacles to address nuclear issues in the political agenda presents a challenge to formulate and implement public policies on building a thorium reactor in Brazil. This paper offers a multilevel technology roadmap to raise the matter of thorium reactors into the national political agenda, highlighting as contributions: description of the systematic process to build a technology roadmap from beginning to its final design presentation, the proposal to include thorium reactors in the Brazilian Nuclear Program, and the current situation of Brazilian and world nuclear geo-politics. The authors conclude that the technology roadmap built is a starting point useful to include the issue in the national political agenda focusing the construction and operation of new nuclear power plants.

Keywords: Technological map; Thorium reactors; Nuclear energy; Public policies; Nuclear geopolitics.

## 1. INTRODUÇÃO

A geopolítica pode ser definida como o conjunto de observações e de raciocínios estratégicos, geográficos e históricos que permitem uma compreensão melhor dos conflitos internacionais. A geopolítica nuclear pode ser considerada um caso particular da geopolítica tradicional, tendo uma componente energética devido ao potencial nucleoeletrico dos reatores nucleares associado ao fato do abastecimento energético ser uma questão de segurança nacional e outra de materiais estratégicos, pois depende da disponibilidade de jazidas de minérios radioativos como urânio e tório. Destaca-se que, em 1945, no início da geopolítica nuclear, urânio e tório eram elementos de importância equivalente no cenário mundial. Posteriormente, a tecnologia dominante de reatores nucleares convergiu para o urânio, e assim foi até a última década do século XX.

O surgimento da geopolítica nuclear brasileira pode ser situado junto com a própria geopolítica nuclear mundial. Em 1945, o Espírito Santo possuía vastas reservas de areias monazíticas contendo urânio

e tório, exportando-as inclusive para os EUA. Ao longo do tempo, reatores utilizando urânio como combustível se destacaram tecnologicamente, e os estudos com o tório foram abandonados. De 1965-1973, o Grupo do Tório no Centro de Desenvolvimento de Tecnologia Nuclear – CDTN, em Minas Gerais, procurou desenvolver no país de forma autóctone um reator utilizando o tório (ao invés do urânio) como principal combustível.

O setor nuclear sempre foi estratégico para o Brasil. Atualmente, há no país duas usinas nucleares, Angra I e Angra II, operando regularmente com reatores “tipo PWR”, que utiliza como combustível urânio enriquecido. O Programa Nuclear Brasileiro – PNB prevê, para os próximos anos, a construção do quinto reator de pesquisa no país, o Reator Multipropósito Brasileiro – RMB; a retomada de obras para conclusão de Angra III; a construção de uma quarta usina; e a continuidade do Programa Nuclear da Marinha – PNM, parte integrante do PNB, que detém dois projetos em curso: (i) O Ciclo de Combustível Nuclear, dando continuidade ao desenvolvimento autóctone para o domínio completo do ciclo do combustível nuclear, e, (ii) O LabGene – Laboratório de Geração Nucleoelétrica, local de construção do reator para o primeiro submarino convencional de propulsão nuclear brasileiro – SCPN.

Embora a tecnologia envolvendo o tório como combustível nuclear tenha sido descartada como opção viável nas décadas de 1970 e 1980, esta passou a ser reconsiderada a partir dos anos 2000. Pode-se elencar três elementos motivadores para a reinserção do tório como alternativa de combustível nuclear: a emergência das questões climáticas associadas ao conceito de sustentabilidade; a crescente demanda mundial por energia elétrica; e os esforços de não-proliferação nuclear – o Tratado de Não-Proliferação Nuclear – TNP e seu Protocolo Adicional são elementos centrais da agenda nuclear internacional. Em meados dos anos 1990, a Agência Internacional de Energia Atômica - AIEA passou a estimular o estudo do Ciclo do Combustível Nuclear Tório – CCT (*Thorium [based] Fuel Cycle* – TFC), baseada na existência de tecnologias com-provadas de reatores nucleares que utilizam tório, como o reator a sal fundido [MSR] ou o reator homogêneo aquoso [AHR].

O Brasil aderiu aos fóruns criados internacionalmente com o intuito de compartilhamento de avanços tecnológicos em projetos conjuntos de novas tecnologias de reatores nucleares, chamados de quarta geração. A abundância de reservas mundiais de tório, de três a quatro vezes superiores às de urânio, contribui para fomentar interesse em investir em P&D de tecnologias inovadoras. Inúmeras áreas da ciência disputam as limitadas fontes de financiamento nacionais, e tal dilema se desdobra inclusive dentro das prioridades da área nuclear.

Por se tratar de uma tecnologia complexa que encontra resistência dentro da sociedade civil, a sua inserção na agenda política se apresenta como o primeiro grande desafio para reatores de tório no país.

Para que políticas públicas sejam criadas e implementadas, existe o processo de formulação de políticas públicas, ou ciclo de políticas públicas (chamado *policy making* ou *policy cycle*, respectivamente). Antes de existir uma política pública, é necessário que um problema ou necessidade seja identificado, e este entre na agenda política. A montagem ou formação da agenda política (*agenda setting*) compreende a tomada de conhecimento de uma necessidade ou problema pelos formuladores de políticas públicas e tomadores de decisão, bem como sua inclusão e priorização frente a outras demandas da sociedade. Devido à complexidade tecnológica e à sensibilidade envolvendo questões nucleares, a apresentação de propostas inovadoras na área esbarra em desafios de comunicação com a comunidade política e públicos de interesse (*stakeholders*).

A utilização de mapas tecnológicos ou *technology roadmaps* – TRMs tem sido apontada na literatura como uma ferramenta visual sintética útil para comunicar a proposição de políticas públicas. Partindo de uma pesquisa consolidada pelos autores, o presente trabalho propõe um mapa tecnológico multicamadas para inserção de reatores de tório na agenda política nacional. Através de publicações oficiais da AIEA, os autores desenvolvem uma metodologia inédita, definindo os elementos do mapa e avaliando-os em cada uma das três fases e marcos temporais estabelecidos pelo documento de referência, adaptados à realidade do PNB. Pretende-se que seja uma ferramenta para auxiliar no esclarecimento durante o debate político, permitindo a sintetização em um quadro de um projeto de nova tecnologia nuclear, assunto notoriamente complexo.

A principal contribuição deste artigo corresponde à apresentação de uma Proposta para Desenvolvimento Tecnológico de Reatores de Tório e do Ciclo do Combustível Tório a partir do referencial das políticas públicas necessárias para a sua consecução. Este trabalho também trouxe um procedimento inédito para elaboração de um TRM desde a sua idealização até a decisão dos seus elementos constituintes. A abordagem da Geopolítica Nuclear e da Geopolítica Nuclear Brasileira destacando a Geopolítica Energética e a Geopolítica de Materiais Estratégicos contribui para ampliar a dimensão dos assuntos debatidos. Por fim, o mapa tecnológico não representa um fim em si, mas um ponto de partida para a inclusão do tema na agenda política nacional, passando pela implantação de políticas públicas que permitam a construção e operação de plantas nucleares com reatores de tório no país.

## 2. GEOPOLÍTICA NUCLEAR

A disputa de poder entre os países se mantém ativa após a segunda década do século XXI, podendo ser identificada nos conflitos atuais. A geopolítica é o conjunto de observações e de raciocínios estratégicos, geográficos e históricos que permitem uma compreensão melhor dos conflitos (LACOSTE, 2012, p. 8). Os ataques ao Irã deflagrados por Israel em 2020 e o impasse na Ucrânia em 2022 ilustram não só a atualidade das questões geopolíticas como, em especial, a importância da geopolítica nuclear. Embora o Irã reitere o posicionamento pacífico de seu programa nuclear, prosseguem esforços – diplomáticos e militares – para controlar, retardar ou impedir a sua evolução, rotulado como potencialmente ameaçador. A disputa ucraniana envolve potências nuclearmente armadas.

Podemos considerar inicialmente a geopolítica nuclear como um caso particular da geopolítica tradicional, que contempla simultaneamente a questão energética e a de materiais estratégicos:

(i) energética, devido ao potencial nucleoeletrônico da energia nuclear, vinculado à crescente demanda por maior disponibilidade de energia elétrica e a um custo acessível, preferencialmente de caráter sustentável (BASU & MIROSHNIK, 2019, p.39). O abastecimento energético é uma questão de segurança nacional e, portanto, uma preocupação constante dos Estados (CONANT, 1981, p.19-20). A centralidade do petróleo e do gás natural na matriz energética mundial a partir do século XX configura o exemplo mais emblemático de motivação para conflitos geopolíticos energéticos, nos quais o Irã e a Ucrânia são atores de destaque; e

(ii) materiais estratégicos, justificada pela distribuição irregular ao redor do globo de jazidas de minerais contendo urânio, tório – e que engloba ETR (Elementos Terras Raras) – metais/metais nobres dentre outros elementos ou materiais específicos de interesse da tecnologia nuclear.

O marco inicial da geopolítica nuclear pode ser identificado pela narrativa de Alperovitz (1969, p. 13), que apregoa o fato de que os lançamentos das duas bombas atômicas na Segunda Guerra Mundial (2ª GM) era desnecessário e que, dentre outros fatores, serviu de base para que fosse estabelecida uma “diplomacia atômica”. Para Conant (1980, p. 91), a “Era da Fissão Nuclear” traz consigo “seu próprio conjunto de fatores geopolíticos”. A escalada de explosões nucleares que se seguiu a partir de 1945 estimulou o segundo marco da Geopolítica Nuclear: o Tratado de Não-Proliferação – TNP, que cunhou o termo Estado Nuclearmente Armado. Desta maneira, o poder nuclear bélico desenvolvido até então deveria permanecer exclusivamente com

as cinco nações nuclearmente armadas à época, que passaram a compor o “Clube Atômico”: EUA, Rússia (ex-URSS), Reino Unido, França e China.

A célebre sentença de Francis Bacon (1561-1626) *scientia potentia est*, traduzida livre-mente como “conhecimento é poder”, encontra ressonância na geopolítica nuclear através das sucessivas conquistas tecnológicas de Índia, Paquistão, Coreia do Norte e Israel (não confirmado oficialmente). Como *outliers* que desenvolveram armas de destruição em massa (ADM), tais países demonstraram que é possível quebrar a barreira do cerceamento tecnológico para fins geopolíticos e, através do conhecimento nuclear, reivindicar poder e exercer maior influência nas relações internacionais. Entretanto, há países que optaram por desistir da tecnologia nuclear para fins bélicos, como a África do Sul, e os que só a utilizam para fins pacíficos, como é o caso do Canadá, da Alemanha, da Coreia do Sul, do Japão e do Brasil, dentre outros (OGUNNUBI, 2020; BASU & MIROSH-NIK, 2019).

O Protocolo Adicional ao TNP, documento que permite à Agência Internacional de Energia Atômica - AIEA estender seu escopo de fiscalização de instalações nucleares, pode ser considerado um terceiro marco da geopolítica nuclear, pois inaugura um instrumento mais agressivo de controle nuclear, sem oferecer como contrapartida a obrigatoriedade de redução das AMD dos países do Clube Atômico, permitindo a perpetuação da manutenção da concentração de poder nuclear sob o pretexto da não-proliferação (VALLE MACHADO DA SILVA, 2021).

A geopolítica nuclear exerce um papel opressor ao interferir diretamente nos programas nucleares pacíficos de diversos países que almejam empregar o conhecimento nuclear para expansão da matriz energética, da medicina nuclear, no tratamento radiológico de alimentos, na recuperação de documentos, no tratamento de gemas etc. Segundo Guimarães (2019, p. 38):

[...] a tecnologia nuclear é o fundamento e o alicerce da geopolítica nuclear: os Estados que possuem capacidade de construção de reatores e usinas nucleares e de produção do combustível nuclear possuem uma vantagem inequívoca perante aqueles excluídos destas competências.

Especificamente no caso do Brasil, destaca-se o empenho pelo avanço tecnológico: uma vez conquistada na década de 1980 a capacidade autóctone para enriquecimento de urânio via ultracentrifugação, o passo tecnológico seguinte prevê a construção de dois reatores nucleares, um para a produção de radioisótopos (Reator Multipro-

pósito Brasileiro - RMB), e o outro para propulsão de um submarino convencional. Cumpre destacar que os objetivos tecnológicos brasileiros no campo nuclear encontraram barreiras na geopolítica nuclear desde os primórdios do Programa Nuclear Brasileiro – PNB, configurando a Geopolítica Nuclear Brasileira.

### **3. GEOPOLÍTICA NUCLEAR BRASILEIRA**

A geopolítica nuclear brasileira advém de fatos geográficos e fatos históricos e o seu surgimento pode ser situado junto com a própria geopolítica nuclear mundial. Graças às conhecidas reservas de areias monazíticas presentes no estado do Espírito Santo, ricas em ETR e contendo urânio e tório, o Brasil foi considerado um supridor estratégico para os Estados Unidos já em 1945. Naquele ano foi firmado o primeiro contrato de exportação desse mineral estratégico, e em seguida outros acordos para pesquisa geológica e mapeamento das reservas uraníferas e toríferas nacionais, este último também com a França (ROCHA FILHO, 2006).

No início da geopolítica nuclear, urânio e tório eram elementos de importância equivalente no cenário mundial. Todavia, a preponderância da tecnologia de reatores PWR que utiliza urânio enriquecido, seguida pelos reatores a urânio natural, relegaram o tório a uma posição marginal para o desenvolvimento tecnológico nuclear pacífico. Paralelamente, o urânio e o plutônio, este último obtido de maneira artificial, emergiram como elementos centrais para a fabricação de ADM. O urânio pode ser utilizado na sua forma natural ou enriquecido (LEU/HEU). O tório, diferentemente, possui propriedades físicas que inibem a mesma aplicação imediata.

O Programa Nuclear Brasileiro, bem como o da maioria dos países, concentra seus esforços em tecnologias nucleares para geração de energia elétrica utilizando compostos de urânio como combustível. Aplicações para dessalinização da água do mar e produção de radioisótopos para medicina nuclear também permeiam a pauta, dependendo do país. Atualmente, o Brasil possui apenas a Central Nuclear Almirante Álvaro Alberto, localizada no município de Angra dos Reis, no estado do Rio de Janeiro. Dispõe de duas usinas nucleares, Angra I e Angra II, operando regularmente com reatores “tipo PWR”, e uma terceira usina, Angra III, em fase avançada de construção, que também operará com reator PWR. Detém projetos para expansão nucleoeletrônica, com ambições para a implantação de sua segunda central nuclear, possivelmente na cidade de Itacuruba, em Pernambuco – espaço que poderá abrigar até seis novas plantas nucleares. Embora a tendência seja a padronização do tipo de reator nuclear, é passível de considera-

ção a adoção de uma outra tecnologia, sugerindo a possibilidade de pelo menos uma das novas usinas ser projetada considerando um reator com tecnologia diferente do PWR (GUIMARÃES, 2019).

Além das duas usinas nucleares, o Brasil possui quatro reatores de pesquisa em operação, e concluiu o projeto do Reator Multipropósito Brasileiro – RMB. Quando estiver operacional, o RMB proverá a expansão da capacidade de produção de materiais radioativos importantes para a medicina nuclear até a autossuficiência no abastecimento nacional, possivelmente permitindo inclusive a entrada do país neste restrito e economicamente interessante mercado internacional via exportação.

O Brasil considera três setores tecnológicos como estratégicos para a Defesa Nacional: o cibernético, o nuclear e o espacial. Coube à Marinha do Brasil a responsabilidade pela condução dos assuntos estratégicos de interesse nacional relacionados à área nuclear, e o Programa Nuclear da Marinha – PNM, que é parte integrante do PNB, reflete essa realidade através de seus dois projetos:

- (i) O Ciclo de Combustível Nuclear, baseado na tecnologia do enriquecimento de urânio. Destaca-se o histórico desenvolvimento autótone para o domínio completo do ciclo do combustível nuclear, e a capacidade tecnológica para construção das ultracentrífugas utilizadas pelas Indústrias Nucleares do Brasil – INB, responsável pela exploração de jazidas e fabricação de elementos combustíveis.
- (ii) O LabGene – Laboratório de Geração Nucleoelétrica, *locus* de construção do reator para o primeiro submarino convencional de propulsão nuclear brasileiro, o SCPN (BRASIL, 2020; BRASIL, 2021).

A tecnologia dominante de reatores nucleares convergiu para o urânio, e assim tem sido até a última década do século XX. Entretanto, pode-se elencar três elementos motivadores para a reinserção do tório como alternativa de combustível nuclear:

- a emergência das questões climáticas associadas ao conceito de sustentabilidade;
- a crescente demanda mundial por energia elétrica;
- os esforços de não-proliferação nuclear.

Embora a tecnologia envolvendo o tório como combustível nuclear tenha sido descartada como opção viável nas décadas de 1970 e 1980, esta passou a ser reconsiderada a partir dos anos 2000.

#### 4. O TÓRIO

Historicamente, podemos consolidar as referências ao tório na política nuclear brasileira em três fases distintas. Na fase pré-PNB (1945-1965), o tório configurava apenas um elemento químico presente nas areias monazíticas capixabas com teor variável em torno de 6% da sua composição. Entretanto, os Estados Unidos já consideravam o tório como equivalente ao urânio, obtendo contratos vantajosos para importação deste minério estratégico, sem o adequado apreçamento ou compensações específicas, conforme sugerido pelo Almirante Álvaro Alberto (ROCHA FILHO, 2006, p. 63; ARGENTIÉRE, 1953, p. 514).

Na década de 1960 inicia-se a segunda fase do tório no Brasil (1965-1973), quando se instituiu o Grupo do Tório no Instituto de Pesquisas Radioativas – IPR, atualmente Centro de Desenvolvimento de Tecnologia Nuclear – CDTN, em Minas Gerais. Este grupo de pesquisadores buscou desenvolver de forma autóctone um reator utilizando o tório (ao invés do urânio) como principal combustível. O grupo foi dissolvido em 1973, poucos anos após a decisão brasileira pela compra do reator PWR de Angra I, da Westinghouse. Nos Estados Unidos, pesquisas com o tório também foram oficialmente interrompidas em 1976. Os esforços orçamentários de ambos os países, por conseguinte, foram redirecionados para reatores que empregavam urânio como combustível. Nas duas fases acima, podemos considerar o tório inserido na agenda política (CNEN, 2021; SECCHI, 2019, p.58).

A terceira fase, iniciada em meados dos anos 1990, destaca-se pelas iniciativas da AIEA no estímulo ao estudo do Ciclo do Combustível Nuclear Tório – CCT (*Thorium [based] Fuel Cycle – TFC*). A AIEA passou a divulgar resultados consolidados de pesquisas dos países que compartilharam seus avanços com relação a reatores utilizando tório como combustível. Combustíveis nucleares baseados em tório podem ser utilizados em todos os tipos de reatores com tecnologia comprovada, incluindo PWR, e em futuros conceitos de reatores. Contudo, será necessário um investimento inicial significativo para que se alcance o mesmo patamar de escala industrial já conquistado pelos ciclos de urânio/plutônio (IAEA, 2000).

Em 2000, a AIEA convidou seus membros para participarem de um projeto con-junto, denominado Projeto Internacional em Reatores Nucleares e Ciclos de Combustível Inovadores. O projeto elencou, dentre as possibilidades tecnológicas resistentes à proliferação, reatores que adotariam o CCT (IAEA, 2018). Paralelamente, no mesmo ano 2000, o Departamento de Energia, Ciência e Tecnologia Nucleares

estadunidense recebeu a primeira reunião de um grupo de representantes de países, convidados para o desenvolvimento conjunto de tecnologias inovadoras de reatores nucleares de quarta geração. A evolução da proposta culminou na criação do Fórum Internacional de Reatores Nucleares de Quarta Geração. Este fórum, por sua vez, selecionou seis conceitos de reatores nucleares para desenvolvimento colaborativo, incluindo tecnologias que consideram a possibilidade do emprego do CCT.

O Brasil participa tanto do Projeto Conjunto (desde 2002) quanto do Fórum Internacional (desde 2001, não-ativo), embora pouco atuante, pois não há políticas públicas específicas no país que estimulem a pesquisa de reatores nucleares com tecnologias inovadoras, nem o estudo do CCT (GIF, 2006; IAEA, 2018). As iniciativas nacionais na área são pontuais, oriundas dos centros de pesquisas nucleares nacionais, bem como de universidades. Os Estados Unidos divulgaram, em março de 2021, os cinco *designs* de reatores nucleares avançados com cronograma acelerado para viabilidade operacional até 2030. Dentre eles, destaca-se a tecnologia a sal fundido, o modelo de MSR – *Molten Salt Reactor* da empresa TerraPower, de quarta geração, presente no Fórum Internacional como elegível para o CCT. O programa de política pública responsável se chama Programa de Demonstração de Reator Avançado.

Tecnicamente, a decisão de escolha de um conceito de reator nuclear e do ciclo do combustível utilizado caminham juntas. Otimizar a tecnologia nuclear e reduzir drasticamente o volume de resíduos radioativos representa um desafio cuja resposta envolve formas inovadoras de pensar, novas ações de P&D e concomitante estratégia de desenvolvimento de combustível, utilizando ciclos alternativos como o CCT (KOK, 2009, p. 213). No passado, reatores que utilizam tório como combustível foram demonstrados, com tecnologia comprovadamente factível, e operaram comercialmente, sendo economicamente viáveis (IAEA; NEA, 2020, p.144).

Convém mencionar a disponibilidade mundial e nacional de jazidas de minerais toríferos. Segundo a AIEA (2019, p. 4), as reservas de tório mundiais são de três a quatro vezes superiores às de urânio. A Figura 1 ilustra a distribuição mundial de reservas de tório, com destaque para o Brasil.



Figura 1 – Distribuição mundial de reservas de tório, em milhares de toneladas

Todavia, a viabilização de uma tecnologia inovadora depende da disponibilidade de recursos para investimento em P&D. Inúmeras áreas da ciência disputam limitadas fontes de financiamento, e tal dilema se desdobra inclusive dentro das prioridades da área nuclear no Brasil. Por se tratar de uma tecnologia complexa que encontra resistência dentro da sociedade civil, a sua inserção na agenda política se apresenta como o primeiro grande desafio para reatores de tório no país.

## 5. A PESQUISA DO TÓRIO NO BRASIL

O atual Instituto de Pesquisas Energéticas Nucleares (IPEN), que manteve o no-me de Instituto de Energia Atômica (IEA) entre 1956 e 1979, é uma referência nacional para o processo de purificação de compostos de tório gerados pelo processamento da monazita (primeira fonte de minerais radioativos brasileira, exportada para os EUA desde 1945 até 1956). Em setembro de 1963, o pesquisador Heliton Motta Haydt assinou a publicação do IEA intitulada “Estado Atual da Tecnologia da Produção de Tório Metálico” para “produção de energia em reatores de tório-plutônio”. Dois anos depois, Krumholz e Brill (dez/1965) atualizam o trabalho de Haydt. Ambos os relatórios identificam o papel seminal da Orquima, indústria brasileira que já em 1948 processava quimicamente areias monazíticas para exportação (incorporada à CNEN em 1960), destacando o esforço da IEA em obter sais de tório nuclearmente puro. A dissertação de mestrado de Álvaro Ikuta (1977)

descreveu a tecnologia de purificação de concentrados de tório para atingir a pureza nuclear. Já a dissertação de Mitiko Yamaura (1982), considerava o reprocessamento do combustível de reatores nucleares à base de tório, utilizando um método denominado THOREX, que separa tório e urânio de outros produtos.

A efetiva utilização do tório em reatores foi estudada não só no IEA/IPEN. A Nuclebrás, através do CDTN, com apoio de empresas alemãs, pesquisou de 1979 a 1989 a utilização de tório em PWR, com resultados favoráveis (KFA; NUCLEBRAS, 1988). O Centro Tecnológico da Marinha (CTMSP), a UFMG, o Instituto de Engenharia Nuclear (IEN), a UFRJ, e o Instituto de Estudos Avançados da Aeronáutica (IEAv) também contribuíram. Mais recentemente, sobressaem os trabalhos do Instituto Militar de Engenharia (IME) e da UFABC.

Alinhados com o ressurgimento do interesse mundial pelo tório, pesquisadores brasileiros vêm publicando artigos científicos e gerando dissertações e teses que contribuem para consolidação de uma proposta firme com viabilidade tecnológica e econômica por meio de dois caminhos. Pesquisadores como Paulo Ernesto de Oliveira Lainetti (IPEN), José Manoel Losada Moreira (IPEN/UFABC) e José Rubens Maiorino (IPEN/UFABC) publicaram diversos trabalhos a partir dos anos 2000. Lainetti afirma que o CCT já foi testado em modelos de reatores refrigerados a água leve (LWR) e alguns tipos de reatores rápidos, incluindo os refrigerados a gás (GCFR e HTGR), na mesma época em os EUA pesquisavam o modelo MSR. O autor destaca que, a partir de 1985, o IPEN passou a produzir industrialmente nitrato de tório nuclearmente puro, sendo mais um marco tecnológico nacional pouco conhecido, juntamente com o domínio do ciclo do combustível nuclear baseado em enriquecimento de urânio, com parceria do CTMSP.

Losada Moreira e Maiorino, após aposentarem-se do IPEN, tornaram-se docentes na UFABC, renovando a pesquisa do tório, com trabalhos apresentados junto com outros pesquisadores. No Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, citamos “*Thorium as a New Primary Source of Nuclear Energy*” e “Da viabilidade da utilização de óxidos mistos de tório-urânio em um reator nuclear de geração III (AP1000)”, respectivamente, no IX CBPE (2014) e no X CBPE (2016), além de capítulo presente no livro “Questões sobre Energia”, dedicado ao tório como fonte primária energética para reatores nucleares, publicado em 2016. Segundo esses pesquisadores, a alternativa mais viável no curto prazo seria a utilização de compostos de urânio e tório em reatores de terceira geração (Geração III/III+), como o caso do modelo AP1000, o principal PWR comercialmente disponível, fornecido pela Westinghouse.

Com o término de Angra III e a estimativa de construção de uma quarta usina nuclear, o projeto já poderia contemplar óxidos mistos

U-Th como combustível. Simulações computacionais e modelagens matemáticas já foram testadas com excelentes resultados, aguardando apenas a oportunidade de serem provados operacionalmente. Destaca-se o fato de o país possuir instalações e equipamentos apropriados para desenvolver tais estudos sobre o ciclo do combustível tório e o seu emprego em reatores PWR, como os laboratórios do IPEN e o seu reator MB-01. A infraestrutura do CTMSP da MB também pode contribuir tanto com seus laboratórios quanto no fornecimento dos materiais necessários para confecção de pastilhas de óxido de tório ou óxido misto. A experiência histórica do CDTN obtida junto com os alemães contribui para pavimentar esse caminho, que depende menos de limitações estruturais e mais de uma decisão de política pública nesse sentido.

Para o médio e longo prazo consideram-se reatores de quarta geração e, neste caso, seria necessário um projeto de desenvolvimento autóctone. As pesquisas brasileiras também contemplam essa possibilidade. O mapa tecnológico a ser apresentado neste artigo foi desenvolvido mirando um projeto de MSR, cuja viabilidade tecnológica em bancada já foi comprovada, mas deixando em aberto a decisão para o corpo de cientistas responsáveis por avaliar a melhor opção tecnológica. Isto porque ainda há mais opções para um reator de tório, como os refrigerados a gás ou o chamado “amplificador de energia” idealizado por Prof. Carlo Rubbia, Prêmio Nobel de Física (1994).

Pesquisas recentes no Brasil reforçam a possibilidade da utilização de tório em reatores PWR já em operação, como é o caso do AP1000, da empresa Westinghouse. Este modelo da Geração III teve sua primeira unidade comissionada na central nuclear chinesa de SANMEN em setembro de 2018, sendo considerado um dos mais modernos e seguros. Merecem destaque duas dissertações do IME de 2017: a produção de Isadora Conceição Gonçalves, denominada “Tório e suas Aplicações Nucleares”, e a de Caio da Costa Wichrowski, “Reatores a Tório: Análise Evolutiva e Possibilidade de Conversão para Reatores PWR”, comprovando que outras instituições de excelência em pesquisa nuclear no país consideram viável a substituição do urânio enriquecido utilizado nestes reatores por óxidos mistos de urânio e tório, com vantagens técnicas e operacionais, “sem a necessidade de praticamente nenhuma mudança na usina”. O passo seguinte seria considerar um reator projetado no Brasil de quarta geração, como o MSR.

## **6 . POLÍTICAS PÚBLICAS**

A Empresa de Pesquisa Energética – EPE corrobora com a perspec-

tiva da AIEA de que, a partir de 2020, é esperado que a indústria nuclear lance em escala não comercial os Reatores de Pequeno e Médio porte (SMRs) da Geração III+ e de Geração IV” (TOLMASQUIM, 2016, p.368). Embora o planejamento energético nacional não seja a única fonte, dele se desdobram políticas públicas, a partir das quais projetos e programas são estruturados para serem postos em execução.

Para que políticas públicas sejam criadas e implementadas, existe um processo chamado *policy making* ou *policy cycle* que são, respectivamente, o processo de formulação de políticas públicas ou ciclo de políticas públicas. Reúnem um conjunto de etapas político administrativas, tais como: Identificação; Formulação das Propostas; Legitimação; Implementação; Avaliação (DINITTO, 2011, p. 13-17, tradução nossa).

Antes de existir uma política pública, é necessário que um problema ou necessidade seja identificado, e este entre na agenda política. A formação da agenda política compreende a tomada de conhecimento de uma necessidade ou problema pelos formuladores de políticas públicas e tomadores de decisão, bem como sua inclusão e priorização frente a outras demandas da sociedade. Segundo Heide-mann & Salm (2014, p. 38), “a montagem da agenda talvez seja o mais crítico dos estágios do ciclo de uma política pública”. A Figura 2 ilustra elementos-chave no processo de formulação de políticas públicas.

<p>Formulação da Agenda</p>	<p>Formuladores de Políticas Públicas</p>	<p>Atores e Agentes do Jogo Político</p>	<p>Públicos de Interesse</p>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Disputas por priorização</li> <li>• <i>Agenda Setting</i></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Decisores</li> <li>• <i>Policy makers</i></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>Players / Agents</i></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>Stakeholders</i></li> </ul>

Figura 2 - Elementos do processo de formulação de Políticas Públicas

Devido à complexidade tecnológica e à sensibilidade envolvendo questões nucleares, a apresentação de propostas inovadoras na área esbarra em desafios de comunicação. A utilização de mapas tecnológicos tem sido apontada na literatura como uma ferramenta visual sintética útil para a proposição de políticas públicas.

## 7. MAPA TECNOLÓGICO

Mapa Tecnológico ou *Technology Roadmap* (TRM) consiste em uma técnica para vislumbrar, antecipar e planejar o futuro de um

processo particular ou da tecnologia de um produto através de um processo estruturado de documentação. Trata-se de uma ferramenta desenvolvida na década de 1970 em ambiente corporativo e que, como em muitos exemplos, terminou por ser absorvida e adaptada para tratar de demandas na esfera da administração pública (HILL, 2012; COSNER et al., 2007, WILLYARD, 1987). Phaal et al. (2005) destacam o emprego de mapas tecnológicos para o desenvolvimento de políticas públicas a nível nacional, empregados por *policy makers* nas esferas mais altas de Estado.

Uma das formas de elaborar um TRM emprega uma grande matriz que captura as principais ideias. A Figura 3 corresponde a um modelo genérico de mapa tecnológico denominado multicamadas, composto por camadas, cujo conteúdo corresponde ao descrito na Tabela 1.

Tabela 1 - Descrição das camadas do TRM genérico

Camada	Perspectivas Funcionais	Descrição
1ª	Comerciais e estratégicas	Mercado, consumidores, competidores, ambiente, indústria, negócios, ameaças, tendências, objetivos, marcos, estratégia, etc.
2ª	Processo e produção	Produtos, serviços, aplicações, habilidades, desempenho, características, componentes, processos, sistemas, plataformas, oportunidades, requisitos, riscos, etc.
3ª	Tecnologia	Tecnologia, competências, conhecimento, etc.
4ª	Pesquisa, Gestão e Suporte	Outros recursos: parcerias, finanças, fornecedores, instalações, infraestrutura, normas, ciência, projetos de P&D, etc.

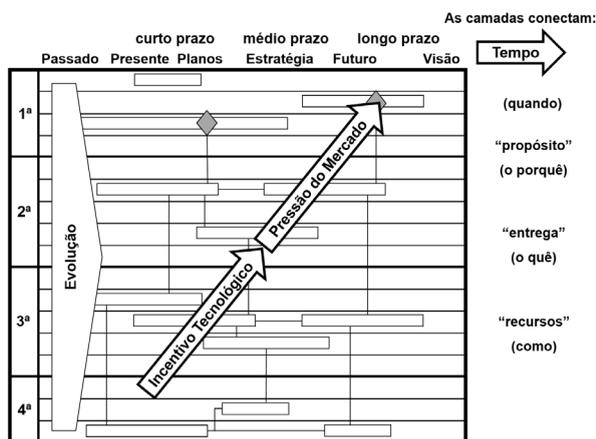


Figura 3 - Mapa Tecnológico – Modelo Genérico Multicamadas

A China é um país que faz uso intensivo de mapas tecnológicos para divulgação oficial de seu planejamento de Estado:

A Academia Chinesa de Ciências (*Chinese Academy of Science – CAS*), que se apresenta como o *think tank* oficial do governo chinês para a ciência, publicou a série “Roadmaps 2050” elencando dezoito setores estratégicos considerados como áreas prioritárias, incluindo: energia, petróleo e gás, recursos hídricos, minerais, marinhos e de biomassa, meio-ambiente, população e saúde, agricultura, desenvolvimento regional, espaço, informação, manufatura e materiais avançados, nanociência, instalações para “*big science*”, pesquisa interdisciplinar e de fronteira e segurança pública e nacional (GUIMA-RÃES, 2019, p. 115).

Tanto a AIEA quanto a Agência Internacional de Energia, junto com a Agência de Energia Nuclear da OCDE (IEA/NEA) utilizam TRMs para divulgar metas, marcos e ações previstas relacionadas com a área nuclear. Uma vez escolhida a ferramenta Mapa Tecnológico para apresentação de uma proposta de construção de um reator nuclear no Brasil utilizando tório como combustível, resta determinar uma metodologia para elaboração do TRM e a sua execução.

## 8. PREPARAÇÃO PARA ELABORAÇÃO DO MAPA TECNOLÓGICO

Mapas Tecnológicos se apresentam como ferramentas flexíveis. Embora a literatura apresente o Modelo Genérico Multicamadas, este ainda pode ser adaptado para as especificidades do objetivo desejado. No caso de políticas públicas, objetivamos com o TRM alcançar um público heterogêneo buscando simplificar ao máximo as nuances e complexidades tecnológicas. O foco está em atrair o interesse e facilitar o entendimento das necessidades ora levantadas, esclarecendo o impacto desejado das políticas públicas almejadas. O público-alvo inclui formuladores de políticas públicas, decisores, formadores de opinião, públicos de interesse e demais atores e agentes políticos. Merece desta-que, no caso do mapa tecnológico para reatores de tório, a complexidade inerente à questão nuclear para inclusão na agenda política (MUREDDU et al., 2012; GUIMA-RÃES, 2019).

A metodologia utilizada pelos autores baseou-se, no primeiro momento, na escolha de um ponto-de-partida pré-estabelecido, devidamente comprovado como uma referência sólida para o estabelecimento de políticas públicas na área nuclear. A pesquisa bibliográfica

trouxo os documentos “Marcos para o Desenvolvimento da Infraestrutura Nacional de Energia Nuclear – NG-G-3.1 (1ª Revisão)” e “Análise do Status do Desenvolvimento da Infraestrutura Nuclear Nacional – NG-T-3.2 (1ª Revisão)”, publicados em 2015 e 2016 (IAEA, 2015; 2016, tradução nossa). Primeiramente, os autores justificam a escolha por se tratar de publicações oficiais da AIEA, de conhecimento público, disponíveis para a comunidade internacional, atendendo ao critério de acessibilidade. Em seguida, contemplou-se o aspecto técnico, uma vez que as publicações da AIEA oferecem a legitimidade e confiabilidade indicadas em empreendimentos do setor nuclear. Em seguida, considerou-se se a forma de apresentação dos documentos permite a extração de elementos fundamentais para a elaboração de um mapa tecnológico, que são as definições das camadas.

Por fim, destaca-se que os documentos selecionados visam apoiar a implementação e a manutenção de uma infraestrutura nacional de energia nuclear. Deste modo, como a construção de um reator nuclear adotando o CCT é inédita no país, as referências escolhidas permitem elaborar uma arquitetura de política pública nuclear “do zero”. Uma vantagem acerca desta abordagem consiste na eliminação de etapas comuns ao Programa Nuclear Brasileiro, já estabelecidas no Brasil, como questões compartilhadas de segurança, cuja expertise o país já desenvolveu. A Figura 4 (tradução nossa), presente nas duas publicações de referência, ilustra a divisão do processo de implementação composta de três fases mediante o alcance de marcos associados a cada uma das respectivas fases, dentro de um horizonte temporal de 10 a 15 anos.

Embora não esteja descrita, pode-se apreender a existência de uma “Fase Zero”, identificada na Figura 4 mais à esquerda, cujo conteúdo seria “Opção da energia nuclear incluída na estratégia nacional de energia”. No caso deste artigo, a “Fase Zero” seria algo como “Opção de reator de tório incluída no Programa Nuclear Brasileiro”, ou “Projeto de construção no Brasil de um reator utilizando o Ciclo do Combustível Tório” (GUIMARÃES, 2019, p. 136).

Segundo o Decreto nº 9.600, de 5 de dezembro de 2018, marco regulatório da Política Nuclear Brasileira, cabe ao Comitê de Desenvolvimento do Programa Nuclear Brasileiro – CDPNB fixar diretrizes e metas para o desenvolvimento do PNB, bem como supervisionar a sua execução. Quando o CDPNB decide estudar um conjunto de políticas públicas dentro do Setor Nuclear Nacional, estabelece um GT – Grupo de Trabalho. A própria redação do Decreto 9600 supracitado configura a entrega principal do GT nº 1. Deste modo, a criação de um GT específico para estudo de viabilidade da construção de um reator de tório no Brasil faria parte da “Fase Zero” e o mapa tecnológico aqui elaborado seria um importante insumo inicial para o estudo das fases e marcos nele propostos.

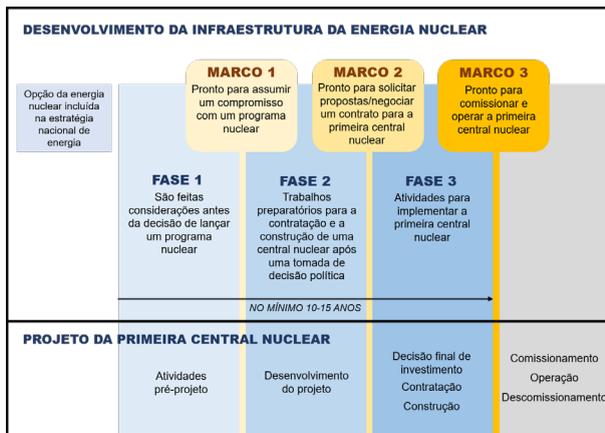


Figura 4 – Marcos e fases necessários para o desenvolvimento de uma infraestrutura de energia nuclear

## 9. O PROCESSO DE ELABORAÇÃO DO MAPA TECNOLÓGICO – PRIMEIRA PARTE

Uma vez adotado o modelo genérico de mapa tecnológico denominado multicamadas, o primeiro passo foi a definição de cada uma das camadas. O documento de referência NG-G-3.1 (IAEA, 2015) apresenta 19 itens de infraestrutura que devem ser contemplados para a implementação de um reator nuclear. Cada um dos itens é analisado conforme o marco temporal das fases 1, 2 e 3, que descrevem etapas a serem cumpridas para se alcançar respectivos marcos. O documento também prevê a subdivisão das atividades de infraestrutura entre três organizações-chave que devem existir em cada país: o Governo, o Proprietário/Operador da Planta e o Órgão Regulador. “Cada organização-chave possui um conjunto de papéis e responsabilidades que vão se adequando conforme o avanço do projeto” (GUIMARÃES, 2019, p.133).

Considerando que o Brasil já possui um Programa Nuclear estabelecido e maduro, foi possível selecionar ao menos cinco tópicos classificados como “abrangentes”, pois já se encontram previamente disponíveis no país. A Tabela 2 apresenta cada item com a numeração adotada pelo NG-G-3.1.

Tabela 2 - Itens previamente disponíveis na infraestrutura nuclear do Brasil

Nº	Item	Descrição
2	Segurança Nuclear ( <i>Safety</i> )	Reatores PWR que utilizam tório são tão seguros quanto os atuais no Brasil. MSR são ainda mais seguros. Portanto, os critérios utilizados hoje já atendem este quesito.
8	Proteção contra Radiação	O comprometimento com a proteção de trabalhadores e das pessoas presentes na planta e no entorno permanecem no mais alto grau, e as medidas adotadas atualmente podem ser imediatamente adaptadas.
9	Rede Elétrica	Indiferente. Para qualquer fonte geradora de energia elétrica (nucleoelétrica ou não) a rede é basicamente a mesma.
13	Proteção Ambiental	Equivalente. O comprometimento com a proteção ambiental permanece no mais alto grau e com menores riscos.
15	Segurança Nuclear ( <i>Security</i> )	Seguirá basicamente os mesmos critérios das demais plantas nucleares nacionais, assegurando sua proteção contra ações externas não autorizadas. Uma localização mais remota da planta final não deveria trazer maior insegurança, dependendo do modelo do reator.

Os itens suprimidos na Tabela 2 representam um filtro para simplificação do ma-pa tecnológico e, de forma alguma, representam assuntos de importância secundária. Como o NG-G-3.1 busca apoiar iniciativas em países que não possuem ainda uma planta nuclear, a adaptação prevê um aproveitamento da infraestrutura preexistente no Brasil, relacionadas aos aspectos de segurança (*security* e *safety*), proteção ambiental e contra radiação, bem como a disponibilidade de rede elétrica.

O primeiro filtro proporcionou uma redução de 19 para 14 itens. O passo seguinte buscou agrupar os itens remanescentes em categorias que, posteriormente, foram utilizadas como camadas do mapa tecnológico. As três categorias utilizadas para agrupar os itens de forma sinérgica foram organizadas na Tabela 3.

Tabela 3 - Agrupamento em categorias para compor as camadas do TRM

Nº	Item	Descrição
1 <sup>a</sup>	Ações Administrativas, Financeiras, Políticas e/ou Burocráticas	Ações que envolvem basicamente questões políticas, jurídicas, regulatórias, normativas e organizacionais com entidades internas do país ou externas, bem como incluem entidades privadas com questões administrativas e financeiras.
2 <sup>a</sup>	Ações Intermediárias	Ações Administrativas, Financeiras, Políticas e/ou Burocráticas com forte componente técnica / tecnológica.
3 <sup>a</sup>	Ações Primordialmente Técnicas	Ações cujas questões técnicas e/ou tecnológicas sobressaem fortemente sobre outros aspectos.

A partir da definição das camadas, a ação subsequente foi a distribuição dos 14 itens propostos pelo NG-G-3.1 nas três categorias criadas pelos autores. As Tabelas 4, 5 e 6 apresentam cada uma delas.

Tabela 4 - Itens classificados como ações administrativas, financeiras, políticas e/ou burocráticas – 1ª Camada do Mapa Tecnológico

Nº	Item	Descrição
1	Posição Nacional	Embora o PNB já esteja estabelecido, é imprescindível que o governo brasileiro assegure via marco regulatório o compromisso do desenvolvimento de reatores de tório.
3	Gerenciamento	Afetado pelas decisões no âmbito do CDPNB, a partir das conclusões de GT específico para o projeto.
4	Fundos Governamentais e Recursos Privados para Financiamento e Operação (Proprietário Operador)	O modelo prioritariamente de investimento estatal sufoca o desenvolvimento do parque nuclear nacional e limita a sua diversificação tecnológica. Este é outro assunto que deve ser tratado isoladamente, até para não competir com os projetos nacionais em curso.
5	Arcabouço Legal / Jurídico	O Brasil já aderiu aos Tratados Internacionais que julgou conveniente. A princípio, não há instrumentos internacionais específicos para o tório ou desenvolvimento de reatores de quarta geração – apenas fóruns como o INPRO e o GIF, dos quais o Brasil já faz parte. Quanto ao Protocolo Adicional*, está em estudo, e envolve questões de salvaguardas** que vão muito além do tório, como a tecnologia do submarino nuclear e de enriquecimento de urânio. Este assunto é tratado no item (6).
6	Salvaguardas	Cada nova tecnologia precisa ser submetida à AIEA para avaliação e cumprir suas diretrizes estabelecidas nos acordos e tratados dos quais o país é signatário, em especial o TNP. O Brasil deve analisar o papel da ABACC*** perante esta nova tecnologia, bem como avaliar a conveniência e oportunidade de adesão ao Protocolo Adicional, ou reforçar o seu posicionamento em oposição.
7	Arcabouço Regulatório	Caso se flexibilize o Gerenciamento e as Fontes de Recursos para Financiamento, a legislação nacional deve ser renovada para contemplar tais alterações e redefinir papéis e responsabilidades. A princípio, os marcos regulatórios pertinentes ao setor nuclear no Brasil já contemplam o emprego da tecnologia nuclear lato sensu. Entretanto, convém verificar a necessidade de adequação. O foco deste item é em segurança ( <i>security &amp; safety</i> ) e em salvaguardas.
11	Envolvimento dos Públicos de Interesse	Este é um processo contínuo de gestão de relacionamentos, construção de pontes para diálogo e comunicação proativa e efetiva.

\* Protocolo Adicional é um aditivo ao TNP de 1997 que amplia os poderes da AIEA quanto à fiscalização concernente às questões nucleares, bem como aplicação de salvaguardas adicionais, do qual o Brasil não é signatário. Disponível em: <<https://www.iaea.org/sites/default/files/19/10/sg-ap-status-16-october-2019.pdf>>. Acesso em: 22 nov. 2019.

\*\* Salvaguardas – Conjunto de medidas destinadas à proteção e ao controle de material nuclear, existente em qualquer planta ou instalação do ciclo do combustível nuclear. (CNEN, 2019).

\*\*\* ABACC – Agência Brasileiro-Argentina de Contabilidade e Controle de Materiais Nucleares, criada em 1991 para atender às exigências de salvaguardas da AIEA. Parte do Acordo Quadripartite, que envolve os governos do Brasil, da Argentina, a AIEA e a própria ABACC, de controle de materiais nucleares para fins pacíficos (CROSSLAND, 2012, PATTI, 2014).

Tabela 5 - Itens classificados como ações intermediárias – 2ª Camada do Mapa Tecnológico

Nº	Item	Descrição
10	Desenvolvimento de Recursos Humanos	Políticas Públicas para a criação e manutenção de um corpo técnico competente e dedicado devem ser pensadas. Intensa cooperação técnica com outros países deve ser estabelecida e sustentada.
18	Envolvimento da Indústria	Intensa participação, seja para exploração do tório ou no desenvolvimento e fornecimento de materiais, equipamentos e componentes.
19	Compras / Suprimentos	A proposta deste trabalho prevê o desenvolvimento autóctone. Entretanto, esse caminho (aquisição externa) não pode ser descartado de imediato.

Tabela 6 - Itens classificados como ações primordialmente técnicas – 3ª Camada do Mapa Tecnológico

Nº	Item	Descrição
12	Local e Instalações de Apoio	Modelos PWR necessitam de disponibilidade de água para resfriamento. Locais inviáveis para PWR podem ser considerados para um MSR.
14	Plano de Emergência	Embora deva ser sempre adequado para uma nova tecnologia, não possui desafios fora do domínio do corpo técnico já formado.
16	Ciclo do Combustível Nuclear	Parte do Ciclo do Combustível Nuclear Tório é bem diferente do Ciclo do Urânio.
17	Gerenciamento de Resíduos Radioativos	Embora as características dos resíduos não sejam exatamente as mesmas, os critérios de manuseio e destinação serão similares, não apresentando diferenças significativas. A escolha do local de instalação pode afetar a logística dos resíduos.

Um mapa tecnológico, por ser um elemento gráfico, deve ser tão sintético quanto possível. Visando simplificar a apresentação final do TRM, foram considerados os agrupamentos descritos na Tabela 7, permitindo reduzir o número de camadas de 14 para 10.

Tabela 7 - Camadas do Mapa Tecnológico

Nº	Item	Descrição
1ª	Ações Administrativas, Financeiras, Políticas e/ ou Burocráticas (sete itens ajustados para cinco)	1) Posição Nacional; 3) Gerenciamento; 4) Fundos Governamentais e Recursos Privados para Financiamento e Operação (Proprietário / Operador); <b>[5] Arcabouço Legal / Jurídico; 6] Salva-guardas; 7] Arcabouço Regulatório – Tratar em Conjunto;</b> 11) Envolvimento dos Públicos de Interesse.
2ª	Ações Intermediárias (três itens ajustados para dois)	10) Desenvolvimento de Recursos Humanos; <b>[18-19] Envolvimento da Indústria / Compras / Suprimentos].</b>
3ª	Ações Primordialmente Técnicas (quatro itens ajustados para três)	12) Local e Instalações de Apoio; 14) Plano de Emergência; <b>[16-17] Ciclo do Combustível Nuclear / Gerenciamento de Resíduos Radioativos].</b>

## 10. O PROCESSO DE ELABORAÇÃO DO MAPA TECNOLÓGICO – SEGUNDA PARTE

A etapa de definição das camadas deve ser executada primeiro, pois cada uma das camadas engloba itens para os quais uma ou mais ações deverão ser planejadas e executadas dentro de cada marco temporal. Cabe a cada área de conhecimento definir que ações devem ser executadas. O desdobramento do resultado das ações executadas deve levar ao alcance de resultados previamente definidos, os marcos de cada item. As Tabelas 8, 9 e 10 apresentam as propostas de marcos, que deverão ser representados sinteticamente no mapa tecnológico.

Tabela 8 - Itens classificados como ações administrativas, financeiras, políticas e/ou burocráticas – Marcos da 1ª Camada

N	Tópico	1ª Fase	2ª Fase	3ª Fase
-	Projeto de Construção no Brasil de um Reator utilizando o Ciclo do Combustível Tório.	Considerações anteriores à decisão de construção do reator de tório.	Preparação p/ contratação e construção do reator de tório após Política Pública estabelecida.	Atividades de construção / efetiva implementação da nova planta com o reator de tório.
		<b>Marco da 1ª Fase</b>	<b>Marco da 2ª Fase</b>	<b>Marco da 3ª Fase</b>
		Comprometimento com a decisão de construção do reator de tório.	Organização para negociar e comprar / contratar a compra e construção ou o desenvolvimento autóctone do reator de tório.	Organização para o comissionamento / início de operação comercial da nova planta com o reator de tório.
N	Tópico	Marco da 1ª Fase	Marco da 2ª Fase	Marco da 3ª Fase
1	Posição Nacional	Declaração clara e firme da decisão de construção do Reator de Tório estabelecendo uma Política Pública para este fim.	Proposta de Licitação para Compra, Decisão Unilateral para Desenvolvimento Autóctone ou Proposta de Convênio / Parceria.	Comissionamento e Entrada em Operação da 1ª Planta Nacional Operando um Reator de Tório.
3	Gerenciamento	Definição da Entidade Gestora do Estudo do Projeto.	Coordenação do Processo de Escolha do Proprietário / Operador.	Coordenação do Processo de Comissionamento e Acompanhamento da Entrada em Operação.
4	Fundos Governamentais e Recursos Privados para Financiamento e Operação (Proprietário/Operador)	Definição do Modelo Econômico para o Projeto, com regras claras para o aporte de recursos, responsabilidades e garantias, provando segurança jurídica.	Detalhamento Econômico-Financeiro para Viabilidade do Projeto, Avaliação das Propostas e Assinatura de Contrato.	Acompanhamento da gestão financeira tanto para o Comissionamento quanto para a Gestão de Resíduos e para o Descomissionamento.

Tabela 8 - Itens classificados como ações administrativas, financeiras, políticas e/ou burocráticas – Marcos da 1ª Camada (cont.)

N	Tópico	Marco da 1ª Fase	Marco da 2ª Fase	Marco da 3ª Fase
5 6 7	Arcabouço Legal / Jurídico / Regulatório / Salvaguardas	Posicionar-se estrategicamente perante tratados e acordos internacionais (Protocolo Adicional) p/ evitar gargalos futuros. Adequar regulamentação das questões ref. Ao CCT	Prover segurança jurídica para os processos dos itens 1, 3, e 4, assim como demais pertinentes.	Assegurar condições jurídicas e regulatórias p/ o efetivo Comissionamento, a Operação e todas as etapas até o Descomissionamento.
11	Envolvimento dos Públicos de Interesse	Efetuar uma pesquisa entre os diversos públicos para estabelecer o diálogo, prover esclarecimentos e criar um canal de comunicação eficaz.	Disponibilizar, manter e aprimorar continuamente sistemas de comunicação, incluindo questões técnicas, tecnológicas, regulatórias e normativas presentes nos demais itens.	Manter e aprimorar continuamente sistemas de comunicação, incluindo a rotina operacional e os eventos referentes ao comissionamento, operação, tratamento de resíduos, etc.

A inclusão de reatores de tório na Política Nacional configura a pedra angular da inclusão do assunto na agenda política. Como a Marinha do Brasil responde pela área no âmbito da defesa, à qual vemos o desenvolvimento do ciclo do combustível urânio e o projeto do reator de propulsão naval nuclear, sua liderança no apoio e incentivo ao desenvolvimento de reatores de tório poderia alavancar o processo. O gerenciamento eficaz requer o estabelecimento de um cronograma viável e uma forte liderança. As questões financeiras e orçamentárias não devem concorrer com os projetos já existentes na área. A segurança jurídica aumenta a atratividade para investimentos externos. O envolvimento adequado dos *stakeholders* e o eficiente gerenciamento pode ser alcançado a partir da criação de um ou mais GTs do CDPNB (GUIMARÃES, 2019).

Tabela 9 - Itens classificados como ações intermediárias – Marcos da 2ª Camada

N	Tópico	Marco da 1ª Fase	Marco da 2ª Fase	Marco da 3ª Fase
10	Desenvolvimento de Recursos Humanos	Fazer um inventário dos recursos humanos disponíveis para atuar com a tecnologia de reatores de tório, do CCT, das questões de comissionamento, salvaguardas, etc. ou seja, as lacunas e necessidades de formação e treinamento.	Ter desenvolvido recursos humanos próprios e em quantidade suficiente com expertise em áreas como engenharia, operacionais, legais, contratuais e de suprimentos / compras e no trato com <i>stakeholders</i> , para que possam dar suporte e atender de forma bem-sucedida todas as demandas apresentadas.	Ter desenvolvido recursos humanos próprios com senioridade para lidar com as questões de comissionamento, operacionais, de tratamento de resíduos capazes de lidar com as situações que vierem a surgir ao longo da operação, mantendo alto nível de qualidade e constante renovação.
18 19	Envolvimento da Indústria / Compras / Suprimentos	Verificar a capacidade e os gargalos da indústria nacional e fomentar o interesse para desenvolver, junto com ICTs, todas as etapas do CCT; especificação de pré-requisitos técnicos e questões econômicas sobre fornecimento e emprego de matérias-primas, materiais, equipamentos, processos e serviços.	Assegurar sustentabilidade de uma cadeia de suprimentos nacional capaz de fornecer matérias-primas, materiais, itens, peças, componentes e equipamentos com know-how relacionados direta e indiretamente com todas as etapas de construção, testes e posterior operação.	Viabilizar o aprimoramento contínuo e dar suporte para o desenvolvimento de recursos humanos e a manutenção de ICTs e da indústria para inovação; apoiar as atividades operacionais, trabalhando junto com o Operador / Proprietário p/ a manutenção de uma cadeia de suprimentos nacional confiável que inclua situações imprevistas.

A formação e manutenção de equipes multidisciplinares de recursos humanos na área nuclear necessita de um programa similar ao Programa de Recursos Humanos para o Setor Nuclear – PRONUCLEAR, implantado em 1976 e desativado gradativamente a partir de 1983, que formou uma geração de profissionais na área nuclear, no auge da execução do Acordo Nuclear Brasil-Alemanha. O “PROTÓRIO” configuraria um programa de capacitação de recursos humanos para atuar com o ciclo do combustível tório e tecnologias de reatores baseadas no CCT. A viabilidade econômica do projeto também depende de uma cadeia de suprimentos estabelecida (*Supply Chain*), assim como de uma indústria, preferencialmente nacional, capaz de atender às demandas do projeto sem dependência econômico-financeira, com portfólio e mercado diversificado. A flexibilização na pesquisa do monopólio e da lavra de minérios radioativos pode acelerar a disponibilidade comercial de matéria-prima (PATTI, 2014; GUIMARÃES, 2019, p. 127).

Tabela 10 - Itens classificados como ações primordialmente técnicas – Marcos da 3ª Camada

N	Tópico	Marco da 1ª Fase	Marco da 2ª Fase	Marco da 3ª Fase
12	Local e Instalações de Apoio	Analisar os possíveis locais para a nova planta, considerando a tecnologia de reator escolhida (PWR ou outra).	Ter o local definido mediante envolvimento do futuro Proprietário / Operador no processo de escolha e avaliação.	Confirmar a adequação e a finalização da construção no local determinado, mantendo monitoramento contínuo para assegurar a permanência das condições físicas previstas em projeto.
14	Plano de Emergência	Estabelecer os parâmetros do Plano de Emergência da nova planta e incluir no SIPRON/GSI.	Disponibilizar o Plano de Emergência da nova planta e incluir no SIPRON/GSI.	Estar alinhado com as melhores práticas internacionais ref. ao Plano de Emergência, que deve estar plenamente funcional no comissionamento e na entrada em operação comercial.
16 17	Ciclo do Combustível Nuclear / Gerenciamento de Resíduos Radioativos	Estudar os meios para domínio completo do CCT, como foi feito com o urânio. Inclui reprocessamento de resíduos e a gestão dos novos resíduos.	Ter desenvolvido o domínio completo do CCT no momento da abertura do processo licitatório ou equivalente e consequente gestão de resíduos.	Assegurar um estoque de segurança de combustível para atendimento contínuo, bem como a gestão e/ou tratamento de resíduos, com suporte para inovações e melhoria contínua de processos.

Propõe-se a cooperação formal e efetiva entre instituições de ciência e tecnologia (ICTs) nacionais e estrangeiras, o estímulo a *start-ups* tecnológicas e uma participação ativa do Brasil no INPRO e no GIF para domínio do CCT. O ganho de flexibilidade na escolha da localização de um reator de tório a sal fundido tipo MSR, por exemplo, dada as características tecnológicas de independência de fontes água, reduzido risco de acidentes e sem as restrições de um PWR, contribuem para redução de obstáculos recorrentes para novas instalações nucleares (GUIMARÃES, 2019).

O passo final consiste em transportar as ideias contidas nas Tabelas 8, 9 e 10 de forma sintética para o Mapa Tecnológico. As Figuras 5 e 7 apresentam o Mapa Tecnológico em sua versão final. Na Figura 5, um conjunto de cores ajuda a destacar os elementos do TRM. As cores são explicadas na legenda apresentada na Figura 6. Na Figura 7, a versão simplificada do TRM sem cores.

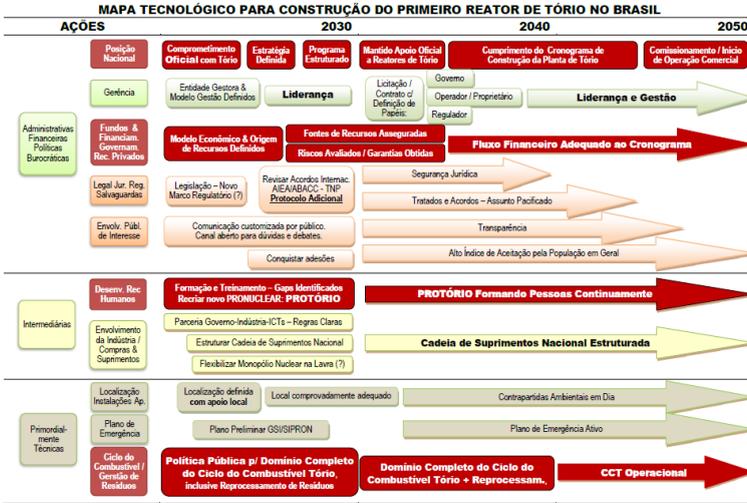


Figura 5 – Mapa Tecnológico finalizado em cores

Cor	Significado
VERDE	1ª Camada: Ações Administrativas, Financeiras, Políticas e/ou Burocráticas (5 Tópicos)
AMARELA	2ª Camada: Ações Intermediárias (3 Tópicos)
CAQUI	3ª Camada: Ações Primordialmente Técnicas (4 Tópicos)
TERRA	Pontos que requerem atenção e podem interromper, atarar ou inviabilizar a execução do projeto.
VERMELHO ESCURO	Pontos que são gargalos críticos e devem ser tratados com prioridade, sem os quais o projeto não pode nem iniciar.

Figura 6 – Legenda de cores do Mapa Tecnológico

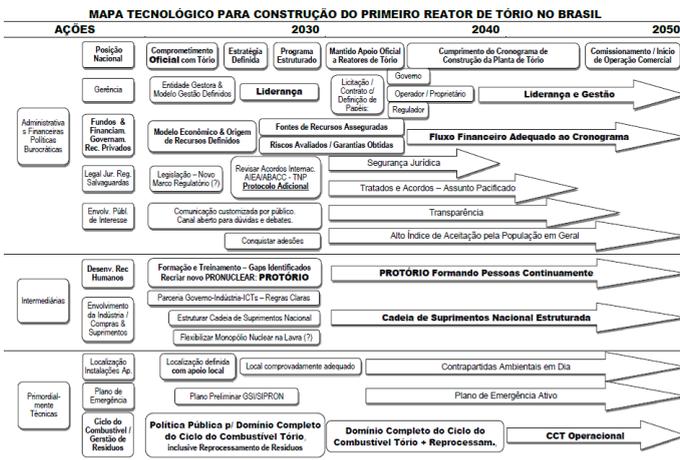


Figura 7 – Mapa Tecnológico finalizado sem cores

Os marcos foram distribuídos de forma conservadora, em décadas. Essa primeira apresentação do mapa tecnológico serve de base para provocar o debate sobre cada um dos aspectos descritos em cada camada. O projeto de construção de um reator de tório, bem como a elaboração de políticas públicas para viabilizar a sua realização representam uma tarefa para várias equipes multidisciplinares.

## **11. CONSIDERAÇÕES FINAIS**

O artigo busca sintetizar uma pesquisa consolidada pelos autores. O Mapa Tecnológico desenvolvido visa apoiar uma proposta de inclusão de reatores de tório na agenda política. Pretende-se que seja uma ferramenta para auxiliar no esclarecimento durante o debate político, permitindo a sintetização em um quadro de um projeto de nova tecnologia nuclear, assunto notoriamente complexo. É importante frisar que cada elemento de cada camada do mapa condensa uma série de questões e assuntos.

A sua principal contribuição corresponde à apresentação de uma Proposta para Desenvolvimento Tecnológico de Reatores de Tório e do Ciclo do Combustível Tório a partir do referencial das políticas públicas necessárias para a sua consecução. Esta é uma alternativa promissora e o Brasil possui vocação nuclear e capacidade técnica para alcançar esse marco tecnológico. A demanda por energia elétrica seguirá crescente nos próximos anos. A disponibilidade de uma energia de base, segura e confiável, alinhada às questões climáticas, com custo competitivo, sem problemas de proliferação, cuja tecnologia possui potencial econômico para exportação e geração de divisas deve ser analisada com interesse. Os reatores de tório a sal fundido possuem todas as características citadas.

Este trabalho também trouxe um procedimento inédito para elaboração de um mapa tecnológico desde a sua idealização até a decisão dos seus elementos constituintes. A ferramenta TRM se mostra útil para a apresentação de propostas complexas para políticas públicas, e a metodologia utilizada pode ser adaptada para outras áreas do conhecimento.

O debate geopolítico e o emprego de termos como Geopolítica Nuclear, Geopolítica Nuclear Brasileira, Geopolítica Energética e Geopolítica de Materiais Estratégicos contribui para ampliar a dimensão dos assuntos cotidianos, trazendo à tona a complexa disputa de poder e os conflitos subjacentes às decisões de países e organismos internacionais. Ainda, destaca o Brasil como ator importante na área nuclear e, portanto, no cenário internacional.

Por fim, o mapa tecnológico não representa um fim em si, mas

exatamente o oposto: um ponto de partida para a inclusão do tema na agenda política nacional, viabilizando o debate e a implantação de políticas públicas, com investimento para a pesquisa visando a construção e operação de plantas nucleares com reatores de tório que contribuirão para o desenvolvimento do país.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALPEROVITZ, Car. Diplomacia Atômica: o uso da bomba atômica e o confronto do poder americano com o soviético. Rio de Janeiro: Biblioteca do Exército & Editora Sa-ga, 1969.

BASU, Dipak; MIROSHNIK, Victoria W. The Political Economy of Nuclear Energy: prospects and retrospect. Cham, Switzerland: Palgrave Macmillan, 2019.

BRASIL. MB. Marinha do Brasil. Programas Estratégicos: Programa Nuclear da Marinha (PNM). Disponível em: <<https://www.marinha.mil.br/programas-estrategicos>>. Acesso em: 03 jun. 2021.

CONANT, Melvin A.; GOLD, Fern R. A Geopolítica Energética. Rio de Janeiro: Bi-blioteca do Exército, 1981.

COSNER et al. Integrating Roadmapping into Technical Planning, Research-Technology Management. Research-Technology Management. 50:6, 31-48. 2007. DOI: 10.1080/08956308.2007.11657471.

CROSSLAND, Ian. Nuclear Fuel Cycle Science and Engineering. UK: Woodhead Publishing Limited, 2012.

DINITTO, Diana M. Social Welfare: Politics and Public Policy. 7. ed. Boston, Massa-chussets: Pearson Education, 2011.

FIRST AP1000 unit begins generating power. World Nuclear News, WNN, 02 jul. 2018. Disponível em: < <https://www.world-nuclear-news.org/NN-First-AP1000-unit-begins-generating-power-0207184.html>>. Acesso em: 24 dez. 2021.

GONÇALVES, Isadora C. Tório e suas aplicações nucleares. Dissertação (Mestrado em Engenharia Nuclear) – Instituto Militar de Engenharia, IME. Rio de Janeiro, 2017.

GUIMARAES, Gustavo A. P. Mapa Tecnológico para Reatores de Tório no Brasil. 2019. Dissertação (Mestrado Profissional em Estudos Marítimos) – Escola de Guerra Naval, Rio de Janeiro, 2019.

HAYDT, Heliton M. Estado Atual da Tecnologia da Produção de Tório Metálico. Publicação IEA nº 63. Setembro, 1963. Separata de ABM. Boletim da Associação Brasileira de Metais nº 77, Vol. 19. São Paulo: IEA, 1963.

HEIDEMANN, Francisco G.; SALM, José F. Políticas Públicas e Desenvolvimento: bases epistemológicas e modelos de análise. 3 ed. Brasília: Ed. Unb, 2014.

HILL, Arthur V. The Encyclopedia of Operations Management. New Jersey: Pearson Education, 2012.

IAEA. Database of World Thorium Deposits and Resources – ThDEPO. Disponível em: < <https://infcis.iaea.org/THDEPO/About.cshtml>>. Acesso em: 20 nov. 2019.

\_\_\_\_\_. INPRO. Enhancing Benefits of Nuclear Energy Technology Innovation through Cooperation among Countries: Final Report of the INPRO Collaborative Project SYNERGIES, Nuclear Energy Series No. NF-T-4.9. Vienna: IAEA, 2018.

\_\_\_\_\_. Evaluation of the Status of National Nuclear Infrastructure Development. IAEA Nuclear Energy Series. No. NG-T-3.2 (Rev. 1). Vienna: IAEA, 2016.

\_\_\_\_\_. Milestones in the Development of a National Infrastructure for Nuclear Power. IAEA Nuclear Energy Series. No. NG-G-3.1 (Rev. 1). Vienna: IAEA, 2015.

\_\_\_\_\_. NEA. Uranium 2020: Resources, Production and Demand. NEA No. 7551. OECD, 2020. Red Book 2020.

\_\_\_\_\_. Thorium Based Fuel Options for the Generation of Electricity: Developments in the 1990s, IAEA-TECDOC-1155. Vienna: IAEA, 2000.

\_\_\_\_\_. INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY, World Thorium Occurrences, Deposits and Resources, IAEA-TECDOC-1877. Vienna: IAEA, 2019.

IKUTA, Álvaro. Tecnologia de Purificação de Concentrados de Tório e sua Transformação em Produtos de Pureza Nuclear. Estudo do Sistema  $\text{Th}(\text{NO}_3)_4 - \text{HNO}_3 - \text{NaNO}_3 - \text{TBP} - \text{VARSOL}$ . Dissertação (Mestrado em Engenharia) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo. IEA 035. São Paulo, 1977.

KFA. NUCLEBRAS. Program of research and development on the Thorium utilization in PWR – Final Report. JUL – SPEZ 488/NUCLEBRAS – CDTN 600-88, Jülich-KFA, 1988.

KRUMHOLZ, P.; BRIL, K. J. Produção de Óxido de Tório Nuclearmente Puro. Publicação IEA nº 115. Dezembro, 1965. São Paulo: IEA, 1965.

KOK, Kenneth, D. (ed.). Nuclear Engineering Handbook. Boca Raton, FL: CRC Press, 2009.

LACOSTE, Yves. *Géopolitique: La longue histoire d'aujourd'hui*. Espagne: Larousse, 2012.

LAINETTI, Paulo E. O. et al. *Histórico e Perspectivas da Produção e Purificação de Compostos de Tório no IPEN*. Disponível em: < <https://www.ipen.br/biblioteca/2000/cgen/07195.pdf>>. Acesso em: 24 dez. 2021.

MAIORINO, José R. et al. *Da viabilidade da utilização de óxidos mistos de tório-urânio em um reator nuclear de geração III (AP1000)*. In: Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, 10, 2016. X CBPE, 2016, Gramado. Anais [...]. Disponível em: <[https://www.researchgate.net/profile/Jose-Maiori-no/publication/309742618\\_Da\\_viabilidade\\_da\\_utilizacao\\_de\\_oxidos\\_mistos\\_de\\_torio-ura-nio\\_em\\_um\\_reator\\_nuclear\\_de\\_geracao\\_III\\_AP1000/links/5821ba5b08aece82e27efef7/Da-viabilidade-da-utilizacao-de-oxidos-mistos-de-torio-uranio-em-um-reator-nuclear-de-geracao-III-AP1000.pdf](https://www.researchgate.net/profile/Jose-Maiori-no/publication/309742618_Da_viabilidade_da_utilizacao_de_oxidos_mistos_de_torio-ura-nio_em_um_reator_nuclear_de_geracao_III_AP1000/links/5821ba5b08aece82e27efef7/Da-viabilidade-da-utilizacao-de-oxidos-mistos-de-torio-uranio-em-um-reator-nuclear-de-geracao-III-AP1000.pdf)>. Acesso em: 24 dez. 2021.

MAIORINO, Jose R. et al. *Possibilidades para o Uso do Tório como Fonte de Energia Primária para a Geração de Eletricidade*. In: QUESTÕES SOBRE ENERGIA.1 ed. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2016, v.1, p. 327-351.

MAIORINO, José R. et al. *Thorium as a New Primary Source of Nuclear Energy*. In: Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, 9, 2014. IX CBPE, 2014, Florianópolis. Anais [...]. Disponível em: < [https://www.researchgate.net/profile/Jose-Maiori-no/publication/281270642\\_Thorium\\_as\\_a\\_New\\_Primary\\_Source\\_of\\_Nuclear\\_Energy/links/55ddaa4c08ae79830bb4e9bc/Thorium-as-a-New-Primary-Source-of-Nuclear-Energy.pdf](https://www.researchgate.net/profile/Jose-Maiori-no/publication/281270642_Thorium_as_a_New_Primary_Source_of_Nuclear_Energy/links/55ddaa4c08ae79830bb4e9bc/Thorium-as-a-New-Primary-Source-of-Nuclear-Energy.pdf)>. Acesso em: 24 dez. 2021.

MATTOS, Carlos de M. *Brasil, geopolítica e destino*. Rio de Janeiro: Biblioteca do Exército, J. Olympio, 1975.

MOREIRA, José M. L. et al. *Uma Proposta de Estudo Brasileira Visando a Utilização de Tório em Reatores*. In: International Nuclear Atlantic Conference 1999. INAC 1999. CD. Disponível em: <<https://www.ipen.br/biblioteca/cd/inac/1999/PDF/CG34AE.PDF>>. Acesso em: 24 dez. 2021.

MUREDDU, Francesco et al. *A New Roadmap for Next-Generation Policy-Making*. ICEGOV, Albany, New York, USA, p. 62-66, out. 2012. DOI: 10.1145/2463728.2463743.

OGUNNUBI, Olusola. *South Africa's soft power and the diplomacy of nuclear Geopolitics*. *GeoJournal* (2020). DOI: 10.1007/s10708-020-10252-x.

PATTI, Carlos. *O programa nuclear brasileiro: uma história oral*. 1. ed. digital. Rio de Janeiro: FGV-CPDOC, 2014.

PHAAL, R.; FARRUKH, C. J. P.; PROBERT, D. R. Developing a Technology Roadmapping System” in A Unifying Discipline for Melting the Boundaries Technology Management, 2005, pp. 99-111, DOI: 10.1109/PICMET.2005.1509680.

ROCHA FILHO, Álvaro e GARCIA, João C. V. Renato Archer: energia atômica, soberania e desenvolvimento. Rio de Janeiro: Contraponto, 2006.

TOLMASQUIM, Maurício T. (coord.). Energia Termelétrica: gás natural, biomassa, carvão, nuclear. Rio de Janeiro: EPE, 2016.

VALLE MACHADO DA SILVA, M. (2021). Brazil and the Refusal to the Additional Protocol: Is It Time to Review this Position? Carta Internacional, 16(1), e1108. DOI: <https://doi.org/10.21530/ci.v16n1.2021.1108>.

WICHROWSKI, Caio C. Reatores a Tório: Análise Evolutiva e Possibilidade de Con-versão para Reatores PWR. Dissertação (Mestrado em Engenharia Nuclear) – Instituto Militar de Engenharia, IME. Rio de Janeiro, 2017.

WILLYARD, Charles H.; MCCLEES, Cheryl W. Motorola’s Technology Roadmap Process. Research Management, 30:5, p. 13-19. 1987. DOI: 10.1080/00345334.1987.11757057.

YAMAURA, Mitiko. Determinação de Tório em Soluções do Processo THOREX por Espectrometria de Fluorescência de Raios – X. Dissertação (Mestrado na Área de Reatores Nucleares de Potência e Tecnologia do Combustível Nuclear) – Instituto de Pesquisas Energéticas Nucleares, Universidade de São Paulo. São Paulo, 1982.

## CÁLCULO DOS BENEFÍCIOS ENERGÉTICOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA SOLAR FOTOVOLTAICA

Guilherme Susteras<sup>1</sup>  
Alexandra Januário Susteras<sup>1</sup>

<sup>1</sup>*Sun Mobi S.A.*

DOI: 10.47168/rbe.v28i1.664

### RESUMO

O mercado brasileiro de geração distribuída (GD) está crescendo a taxas aceleradas, especialmente desde 2016, quando novas regras foram introduzidas pela agência reguladora (ANEEL). Com a publicação da Lei 14.300/2022, caberá ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) determinar diretrizes para que a ANEEL especifique o modelo tarifário a ser aplicado a partir de 2029, considerando o balanço adequado entre custos e benefícios da GD para toda a sociedade, especialmente para aqueles consumidores que não podem ou não querem instalar seu próprio sistema de geração. Entretanto, durante o debate para formular as novas regras, ficou evidente que existe uma falta de metodologias que adequadamente quantificam os benefícios da GD para o sistema brasileiro de energia. Este trabalho oferece uma metodologia que considera os impactos positivos da GD na redução do custo total de operação decorrentes da redução de necessidade de acionamento de usinas termoeletricas e da redução das perdas técnicas nas redes de transmissão e distribuição. A metodologia possui duas principais vantagens: foi concebida baseada nas condições reais do sistema brasileiro, evitando assim a necessidade de adaptar metodologias existentes para as características locais, e é baseada em informações públicas, evitando assim potencial risco de assimetria de informação. A análise foca no caso de geração solar fotovoltaica, que representa mais de 97% da capacidade instalada de GD no Brasil. Como resultado, estimamos que para cada 1 MWh gerado por GD, o custo total do sistema foi reduzido em R\$ 270 em 2019 e R\$ 347 em 2020.

Palavras-chave: Geração Distribuída; Geração solar; Análise de custo-benefício; Desregulação; Operação de sistemas de potência.

## ABSTRACT

The Brazilian market of distributed generation (DG) is growing at accelerated rates, especially since 2016 when new rules were introduced by the regulator (ANEEL). With the publication of the Law 14300/2022, it has been determined that the National Council of Energy Policy (CNPE) must establish guidelines for ANEEL, which will determine the tariff model to be applied from 2029 onwards, with due considerations for the adequate balance between costs and benefits of DG for the whole society, especially for the consumers that cannot or choose not to install their own generation system. However, during the debates to formulate those new rules, it has become apparent the lack of a methodology that adequately quantifies the benefits of DG for the Brazilian power system. This work offers a methodology that considers the positive impacts of DG in the reduction of the total operating costs due to the reduction of required thermoelectric generation and the reduction of technical losses in the transmission and distribution networks. The methodology presents two main advantages: it was conceived based on the actual conditions of the Brazilian system, thus avoiding the need to adapt extant methods to local characteristics, and it is based on publicly available information, thus mitigating potential risks of information asymmetry in the market. The analysis focuses on the case of solar photovoltaic generation, which represents more than 97% of the installed capacity of DG in Brazil. As a result, we estimate that for each 1 MWh produced by DG, the total system cost was reduced by BRL 270 in 2019 and BRL 347 in 2020.

Keywords: Distributed power generation; Solar power generation; Cost benefit analysis; Deregulation; Power system operation.

## 1. INTRODUÇÃO

A indústria de energia elétrica está em transformação. Os avanços tecnológicos, em especial nas tecnologias de geração de energia como a solar fotovoltaica, impulsionadas pelo crescente interesse na utilização de energias renováveis, têm levado ao aumento da adoção de recursos energéticos distribuídos, como a geração distribuída (GD) (MARTINS, MORANDI, e LACERDA 2019).

Na configuração tradicional de GD, o consumidor instala um sistema de geração junto à sua unidade consumidora (também chamado de produtor, neologismo que combina as palavras produtor e consumidor), mantendo-se conectado à rede de distribuição de energia. As implicações econômicas dessa instalação dependem do modelo regulatório adotado. A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) adotou para o mercado brasileiro o modelo do *Net Metering*,

oficialmente chamado de “Sistema de Compensação de Energia Elétrica” (SCE), em que a unidade com GD produz sua energia e a energia excedente não consumida instantaneamente é injetada na rede, podendo ser posteriormente compensada (DRANKA et al. 2018).

A primeira regulamentação de GD no Brasil foi a Resolução Normativa 482/2012, de 17/04/2012; entretanto, houve uma baixa adesão, motivada por questões econômicas e burocráticas (PINTO, FILHO, e MACHADO 2020). Assim, a ANEEL identificou a necessidade de se revisar a referida norma “com o objetivo de aumentar o público-alvo, reduzir prazos e custos para a conexão dessas centrais geradoras” (ANEEL 2015). De fato, a partir da entrada em vigor da Resolução Normativa 687/2015, resultante da referida revisão, observou-se um crescimento muito mais expressivo na capacidade instalada de GD, saindo de 14,2 MW instalados em 2015 para alcançar 9.043 MW instalados ao final de 2021 (ANEEL 2022).

A regulação vigente admite como GD unidades geradoras que utilizem fontes renováveis de energia ou cogeração qualificada, com potência instalada de até 5 MW, sendo que a partir de 2023 as unidades de geração solar fotovoltaica estarão limitadas a 3 MW. Ainda, o modelo regulatório prevê quatro modalidades de GD disponíveis para os consumidores:

- i. Geração junto à carga: modalidade mais tradicional, em que o sistema de geração de energia está localizado na mesma unidade consumidora em que a energia será utilizada;
- ii. Autoconsumo remoto: caracterizado por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma pessoa física, ou jurídica, que possua unidade consumidora com GD em local diferente das unidades consumidoras nas quais a energia será utilizada;
- iii. Geração compartilhada: caracterizada pela reunião de consumidores, por meio de consórcio ou cooperativa, composto por pessoas físicas ou jurídicas que possua unidade consumidora com GD em local diferente das unidades consumidoras nas quais a energia será utilizada; e
- iv. Empreendimento com múltiplas unidades consumidoras (EMUC): caracterizado pela implantação de uma unidade consumidora com GD na mesma propriedade ou em área contígua a um condomínio, para benefício das unidades consumidoras individuais e/ou para compensação do consumo nas áreas comuns.

Segundo ANEEL (2022), nota-se um predomínio da fonte solar fotovoltaica, respondendo por 97,6% da capacidade instalada de GD desde 2012, sendo que a configuração tradicional de geração junto à carga ainda é a mais popular, respondendo por mais de 70% das

instalações em todo o período, seguido pela modalidade Autoconsumo remoto, com valores da ordem de 17%, e que é especialmente popular entre grandes empresas que utilizam a energia produzida em uma usina solar de médio porte para fornecimento de energia de suas múltiplas unidades consumidoras (por exemplo, uma rede de varejo suprimindo suas múltiplas lojas com energia solar).

O crescimento expressivo da capacidade instalada de GD no Brasil, aliado a uma revisão programada das regras, levou à abertura de um processo de consulta à sociedade pela ANEEL, por meio de Consultas Públicas e Audiências Públicas, sendo a última delas a Audiência Pública 040/2019 (AP 040). O principal ponto de debate na AP 040 foi a alocação dos custos dos sistemas de distribuição entre os consumidores participantes do SCE e os demais consumidores. Em vista de um impasse nos debates realizados no âmbito da ANEEL, o tema acabou por ser absorvido pelo Congresso Nacional, se tornando a Lei 14.300/2022 que, entre outros aspectos, determinou que o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) estabeleça critérios para cálculo dos benefícios da GD para o setor elétrico.

Cabe ressaltar que o debate sobre modelos regulatórios que reflitam adequadamente o impacto de custos e benefícios da GD é de natureza reconhecidamente complexa (HAYIBO e PEARCE 2021), uma vez que os cálculos envolvidos requerem um conjunto de dados de difícil disponibilidade e acuracidade (MUNOZ e MILLS 2015; GAMI, SIOSHANSI, e DENHOLM 2017), com um desafio adicional de que as possuidoras da maior parte dos dados são as distribuidoras de energia e, uma vez que a GD pode ser percebida como uma ameaça ao seu modelo de negócio (PREHODA, PEARCE, e SCHELLY 2019), essas empresas têm um incentivo implícito para defender estruturas regulatórias que desencorajem o crescimento do mercado de GD (SCHELLY, LOUIE, e PEARCE 2017).

Um aspecto interessante nos debates internacionais sobre o tema é que tanto distribuidoras quanto prosumidores apontam que o modelo *net metering* é inadequado: de um lado, argumenta-se que o modelo causa uma remuneração inadequada dos ativos de distribuição pelos usuários da GD, resultando em um subsídio cruzado em favor dos prosumidores (ABRADEE 2020); de outro lado, o argumento é que o valor do *net metering* é insuficiente para remunerar o verdadeiro valor da GD, levando a um subsídio dos prosumidores em favor das concessionárias de distribuição de energia (HAYIBO e PEARCE 2021).

A relevância do tema fica evidente quando se considera o dilema entre optar por deixar o mercado de GD se consolidar, ou por permitir que haja outra forma de alocação de custos da GD entre os consumidores ao alterar o SCE adotado anteriormente. Uma decisão de não considerar os benefícios da GD restringiria demasiadamente a

compensação no SCE, o que levaria a um desestímulo aos agentes que pretendiam implantar novas unidades de GD (RODI e BERMANN 2020). Entretanto, a GD pode ser um importante fator de segurança energética para o país. De fato, segundo dados do Operador Nacional do Sistema (ONS), o nível de recuperação dos reservatórios está prejudicado desde o ano de 2013. Ainda, conforme ANEEL (2021), desde janeiro de 2015, quando começaram a ser cobradas as bandeiras tarifárias, em 58% dos meses foi feita cobrança adicional na conta de luz dos consumidores. Assim, fica evidenciado que o custo de operação do SIN está cada vez mais pressionado, daí a importância do debate sobre o tema da inserção da GD no mercado e a consideração dos seus benefícios.

Neste contexto, este artigo tem como objetivo propor uma metodologia de cálculo de benefícios da geração distribuída no Brasil, de modo a contribuir com os relevantes debates acerca dos impactos da GD no Setor Elétrico Brasileiro, aprofundando as análises iniciais apresentadas por Sun Mobi (2019). Dentre os benefícios citados na literatura internacional, este trabalho priorizou a quantificação da geração de energia evitada nas usinas termelétricas de grande porte, decorrente da geração injetada pelos sistemas de GD e a quantificação da redução das perdas elétricas referentes ao transporte dessa parcela de energia que deixa de ser produzida em grandes usinas e passa a ser gerada junto ao local de consumo.

Importante ressaltar que não é objetivo dos autores analisar ou criticar a metodologia de cálculo dos custos apresentados pela ANEEL, ainda que eventualmente tenhamos nossas ressalvas a seu respeito. Tampouco é objetivo deste trabalho discutir a adequação das alternativas propostas pela ANEEL ao SCE, mas sim oferecer uma metodologia tanto para o CNPE quanto para a ANEEL para que possam tomar decisões de forma equilibrada, ao incluir o cálculo de benefícios da GD.

## **2. O PROCESSO DE REVISÃO DAS REGRAS DA GD**

Pelas regras em vigor, para cada 1 kWh injetado pela instalação de GD – em qualquer que seja a modalidade – o consumidor tem compensado em sua conta de energia o mesmo 1 kWh. Essa compensação “1 para 1” significa que a energia gerada pela GD compensa todas as parcelas que compõem a tarifa do consumidor final, nomeadamente:

- Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) - Fio B: formada por custos regulatórios pelo uso de ativos de propriedade da própria distribuidora;
- TUSD - Fio A: formada por custos regulatórios pelo uso de ativos de propriedade de terceiros, como os sistemas de transmissão que compõe a Rede Básica (RB) e sistemas de distribuição de outras distribuidoras
- TUSD - Encargos: parcela que recupera os custos de a) Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (P&D\_EE); b) Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE); c) Contribuição para o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS); d) Quota da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE); e) Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA); e f) Quota da Conta de Desenvolvimento Energético Conta COVID (CDE COVID);
- TUSD - Perdas: parcela que recupera os custos regulatórios com a) Perdas técnicas do sistema da distribuidora; b) Perdas não técnicas; c) Perdas na Rede Básica devido às perdas regulatórias da distribuidora; e d) Receitas Irrecuperáveis;
- Tarifa de Energia (TE) – Encargos: parcela que recupera os custos de: a) Encargos de Serviços de Sistema (ESS) e Encargo de Energia de Reserva (EER); b) P&D\_EE; c) Contribuição sobre Uso de Recursos Hídricos (CFURH); e d) CDE COVID; e
- TE – Energia: parcela da TE que recupera os custos pela compra de energia elétrica para revenda ao consumidor, incluindo os custos com energia comprada de Itaipu e de geração própria.

Dentro da nomenclatura utilizada pela ANEEL durante o processo de consulta pública, a regra vigente foi chamada de Alternativa 0. Para avaliação de opções, a ANEEL criou outras cinco alternativas nas quais, cumulativamente, componentes da tarifa aplicada ao consumidor deixariam de ser compensadas pela energia gerada pela GD. A Figura 1 ilustra quais componentes tarifários seriam compensados em cada alternativa proposta pela ANEEL.

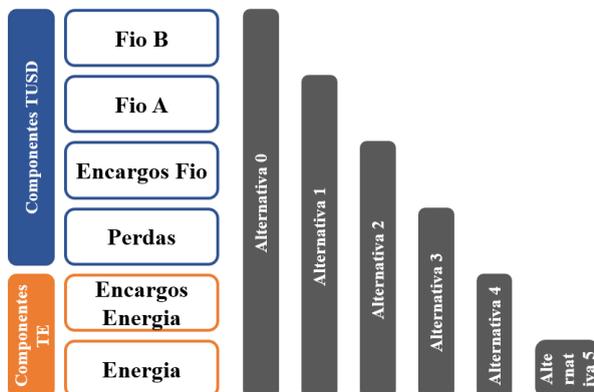


Figura 1 - Alternativas de compensação da energia gerada por GD propostas pela ANEEL

Um dos documentos chave para embasar a participação social no processo de consulta pública foi a Nota Técnica nº 188/2019-SGT/ANEEL, cujo objetivo era mensurar o impacto tarifário da micro e minigeração distribuída para os demais consumidores e para as concessionárias de distribuição de energia elétrica. Este documento, todavia, explicita que não considerou como escopo de suas análises a quantificação de potenciais benefícios da GD sobre os custos do sistema, conforme parágrafo 25 da Nota Técnica, que diz “como já dito, não é objeto do presente estudo avaliar potenciais benefícios que a mini e microgeração distribuída teria na postergação de investimento, nos custos operacionais, nas perdas técnicas, dentre outros aspectos”.

Os debates do processo de consulta pública conduzido pela ANEEL levaram a um impasse entre os diferentes agentes do setor, de modo que a pacificação do tema acabou por ser levada ao Congresso Nacional, resultando na Lei 14.300/2022. Esta lei prevê que caberá ao CNPE o estabelecimento das diretrizes para que a ANEEL calcule os benefícios da GD para a sociedade brasileira. Assim, a ausência da aplicação de uma metodologia consagrada de cálculo de benefícios pela ANEEL no seu processo de consulta pública e a previsão na lei da GD do estabelecimento de diretrizes de cálculo de benefícios pelo CNPE tornam evidente a lacuna para a proposição de uma metodologia que considere os benefícios da GD para a realidade brasileira.

Embora a literatura aponte como benefícios técnicos da GD a melhoria da confiabilidade do sistema, a redução de perdas de transmissão e distribuição, a melhoria do perfil de tensão da rede, a postergação de investimentos nas infraestruturas de distribuição e transmis-

são e a melhoria da qualidade da energia (BANERJEE e ISLAM 2011; LIU, BAO, e LIU 2011; SAAD et al. 2018; BARKER e DE MELLO 2000), este trabalho foca apenas no efeito direto do papel da GD como elemento de eficiência energética, quantificando seu impacto em duas principais dimensões:

- Redução da demanda líquida percebida pelo ONS, que acarreta a exclusão de usinas de CVU (Custo Variável Unitário) mais altos da pilha de despacho, o que acaba por impedir o aumento do Custo Total de Operação (CTO) do sistema; e
- Redução das perdas técnicas no sistema. É importante frisar que, além da redução dos custos rateados da energia perdida, a redução das perdas técnicas tem um efeito secundário na redução do CTO, uma vez que com menos perdas no sistema, a demanda percebida pelo ONS também é reduzida.

Dentre as diferentes metodologias propostas na literatura para quantificação de benefícios destacam-se dois manuais propostos no contexto dos mercados de energia dos EUA pelo Interstate Renewable Energy Council (IREC) (J. B. KEYES e K. R. RÁBAGO 2013) e pelo National Renewable Energy Laboratory (NREL) (DENHOLM et al. 2014). Entretanto, dadas as peculiaridades do mercado de energia brasileiro, em especial as diferenças fundamentais dos perfis das matrizes energéticas e dos métodos de contabilização e liquidação aplicados em cada mercado, os métodos propostos nestes manuais acabam tendo baixa aplicabilidade para o caso do Sistema Elétrico Brasileiro. Assim, a primeira vantagem da metodologia ora proposta é ter sido construída integralmente com base na realidade da operação do setor elétrico brasileiro. Ainda, a solução proposta detalhadamente na próxima seção se utiliza de dados disponíveis publicamente, o que endereça um dos grandes desafios para as quantificações dessa natureza que é a existente assimetria de informações entre as distribuidoras de energia, que muitas vezes são partes interessadas no processo e que podem ter algum conflito de interesse (PREHODA, PEARCE, e SCHELLY 2019; SCHELLY, LOUIE, e PEARCE 2017), e os demais agentes da sociedade, incluindo órgãos governamentais e reguladores.

### **3 SOLUÇÃO PROPOSTA**

#### **3.1 Efeito da GD na curva de despacho**

O sistema elétrico brasileiro é operado de forma centralizada pelo ONS, cuja missão é “promover a otimização da operação do sistema eletroenergético, visando ao menor custo para o sistema, obser-

vados os padrões técnicos e os critérios de confiabilidade estabelecidos nos Procedimentos de Rede aprovados pela Aneel”. Para atingir tal objetivo, o ONS executa um conjunto de atividades desde o planejamento de longo prazo da operação, até o controle da geração para garantir balanço em tempo real entre produção e consumo.

De forma simplificada, a operação ótima do sistema se faz com o “empilhamento” das unidades geradoras de menor CVU até que se atenda a demanda de energia, conforme ilustrado na Figura 2. A área sob o gráfico indica o custo total de operação do sistema, cujo valor o ONS busca minimizar, e o Custo Marginal de Operação (CMO) representa o CVU da unidade marginal despachada.

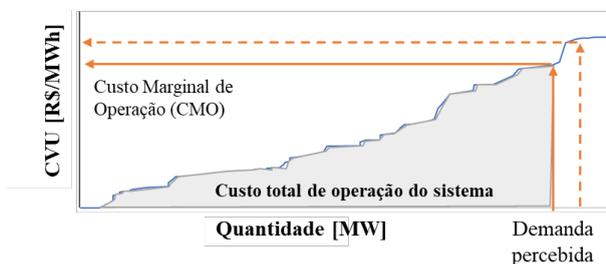


Figura 2 - Ilustração do processo de despacho ótimo utilizado pelo ONS

Vale ressaltar que o ONS, ao operar o Sistema Elétrico Brasileiro de forma centralizada, considera na minimização de custos para o sistema apenas aspectos técnicos, sem qualquer influência da posição contratual dos agentes, isto é, o custo de operação do sistema é absolutamente independente dos volumes ou preços de contrato estabelecidos no mercado. Assim, trata-se de um custo à sociedade como um todo e qualquer esforço para reduzi-lo se traduz em benefício universal para todos os consumidores de energia.

A metodologia proposta quantifica o impacto da redução da demanda percebida pelo ONS em decorrência da geração de energia da GD, que leva à redução do CTO do sistema, evidentemente apenas no período de produção de energia solar, por exemplo. Tal metodologia é considerada conservadora pois assume que o CVU marginal não se alteraria na ausência da geração distribuída, ou seja, não considera uma eventual necessidade de despacho de novas usinas na curva de mérito do sistema, conforme indicado na Figura 3.

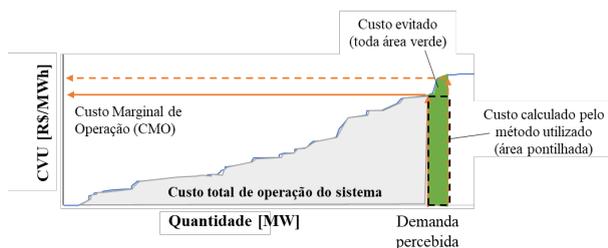


Figura 3 - Premissa conservadora da metodologia de cálculo do efeito da GD no CTO

Cabe destacar que para fins de operação do ONS, o Sistema Interligado Nacional (SIN) é subdividido em quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte. Isso ocorre porque, apesar de ter praticamente todas as regiões interligadas ao sistema elétrico, com exceção de algumas localidades na região Norte, há restrições físicas no sistema de transmissão que limitam o fluxo de energia entre diferentes regiões interligadas. Assim, há CMOs diferentes para cada subsistema, considerando o balanço de carga e parque gerador disponível em cada região e a possibilidade de eventual intercâmbio de energia entre regiões. Desta forma, as análises sobre o efeito da GD na curva de despacho precisam ser feitas para cada um dos quatro subsistemas.

Outra característica importante do CMO é que, além de ser definido por subsistema, ele é divulgado em base semi-horária, o que permite identificar a variação do custo de operação do sistema ao longo do dia, conforme ilustrado na Figura 4. Assim, é possível valorar o efeito da curva de geração da GD vis-à-vis a variação do CMO em cada momento do dia. Por exemplo, com base nos dados reais de geração horária de uma usina de GD solar e os valores publicados de CMO semi-horário, para os anos de 2019 e 2020, é possível averiguar a correlação entre esses dois parâmetros (calculada em 0,48).

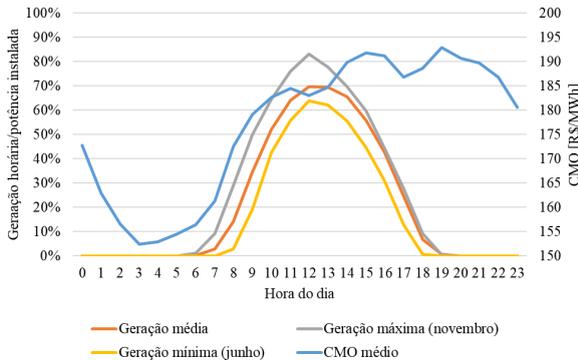


Figura 4 - Curvas horárias de geração e CMO

A Figura 4 mostra a média do fator de capacidade de geração horária da usina, para o mês de novembro (mês de máxima geração), junho (mês de mínima geração) e a média horária para todo o período do estudo, além de mostrar o CMO médio horário para o período.

### 3.2 Efeito da GD nas perdas

Como se sabe, o sistema elétrico opera sob três leis fundamentais da física, a partir das quais serão discutidos os efeitos sobre as perdas técnicas decorrentes da injeção de energia na rede de distribuição oriunda de GD:

1. Geração e demanda devem estar balanceadas instantaneamente para manutenção da frequência do sistema em 60 Hz;
2. O fluxo de energia pelos condutores e transformadores causa uma perda, também chamada de perdas Joule, proporcional ao quadrado da corrente, conforme a fórmula  $P_{\text{Joule}} = R \times I^2$ ; e
3. Os transformadores apresentam perdas associadas à sua magnetização, também chamadas de perdas no ferro, proporcional ao quadrado da tensão, conforme a fórmula  $P_{\text{Ferro}} = V^2/R$ .

Assim, ao se injetar uma corrente no sistema de distribuição, através de uma unidade de GD, há uma redução no fluxo de energia proveniente do sistema de transmissão (Rede Básica), em função do balanceamento instantâneo entre geração e demanda. Por outro lado, a injeção de energia nas redes de distribuição pode causar uma elevação no nível de tensão de até 5%, limite regulatório estabelecido no

Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST) da ANEEL.

Para a obtenção do modelo simplificado de cálculo do impacto da GD nas perdas Joule e no ferro dos transformadores, utilizando-se como base o teorema da superposição (URBANO 2019), pode-se analisar o efeito marginal da GD sobre o sistema de potência considerando-se um sistema radial simplificado conforme ilustrado na Figura 5, onde  $I$  é a corrente que sai da Rede Básica até as unidades consumidoras; a tensão nas redes de Alta Tensão (AT), Média Tensão (MT) e Baixa Tensão (BT) são, respectivamente,  $V_{AT}$ ,  $V_{MT}$  e  $V_{BT}$ ; a corrente proveniente de uma instalação com GD em Média Tensão é  $\Delta I_{MT}$ ; e a corrente proveniente de uma instalação com GD em Baixa Tensão é  $\Delta I_{BT}$ .

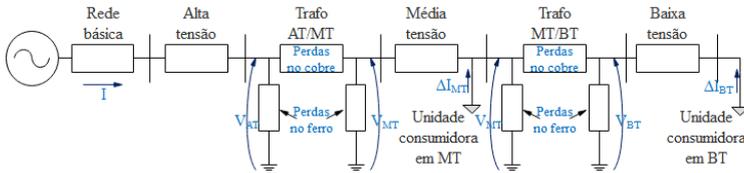


Figura 5 - Representação simplificada do sistema elétrico de potência (em p.u.)

Note-se que o sistema da Figura 5 é composto tanto por elementos *série*, que são afetados pela variação da corrente, quanto por elementos *shunt*, que modelam o efeito das perdas nos ferros dos transformadores e são afetados pela variação de tensão em seus terminais. Assim, o cálculo das Perdas Joule nos elementos *série* na situação inicial, isto é, sem a injeção de corrente pelas unidades de GD; pode ser descrito como:

$$Perdas_{Joule} = (R_{RB} + R_{AT} + R_{AT/MT(Cu)} + R_{MT} + R_{MT/BT(Cu)} + R_{BT}) \cdot I^2 \quad (1)$$

Onde,

$R_{RB}$  é a resistência ôhmica equivalente da Rede Básica;

$R_{AT}$  é a resistência ôhmica equivalente da Rede de Distribuição de Alta Tensão;

$R_{AT/MT(Cu)}$  é a resistência ôhmica equivalente dos transformadores entre a Alta e a Média Tensão;

$R_{MT}$  é a resistência ôhmica equivalente da Rede de Distribuição de Média Tensão;

$R_{MT/BT(Cu)}$  é a resistência ôhmica equivalente dos transformadores entre a Média e a Baixa Tensão;

$R_{BT}$  é a resistência ôhmica equivalente da Rede de Distribuição de Baixa Tensão.

Para uma injeção de corrente por uma unidade de GD na Baixa Tensão, o novo nível de Perdas Joule passa a ser dado por:

$$Perdas_{Joule}' = (R_{RB} + R_{AT} + R_{AT/MT(Cu)} + R_{MT} + R_{MT/BT(Cu)} + R_{BT}) \cdot [(I - \Delta I_{BT})]^2 \quad (2)$$

Determinando  $\Delta I_{BT}$  como uma parcela  $n$  de  $I$ , sendo  $n$  um número real entre 0 e 1, e fazendo-se as devidas substituições, chega-se que:

$$\Delta I_{BT} = n \cdot I \Rightarrow Perdas_{Joule}' = (R_{RB} + R_{AT} + R_{AT/MT(Cu)} + R_{MT} + R_{MT/BT(Cu)} + R_{BT}) \cdot [(1 - n) \cdot I]^2 \quad (3)$$

$$Perdas_{Joule}' = (R_{RB} + R_{AT} + R_{AT/MT(Cu)} + R_{MT} + R_{MT/BT(Cu)} + R_{BT}) \cdot (1 - 2n + n^2) \cdot I^2 \quad (4)$$

Logo, a variação das Perdas Joule seria dada por:

$$\Delta Perdas_{JouleBT} = (2n - n^2) \cdot (R_{RB} + R_{AT} + R_{AT/MT(Cu)} + R_{MT} + R_{MT/BT(Cu)} + R_{BT}) \cdot I^2 \quad (5)$$

$$\Delta Perdas_{JouleBT} = (2n - n^2) \cdot Perdas_{Joule} \quad (6)$$

No caso em que a injeção de corrente se dá na Média Tensão, a diferença no resultado está na manutenção das perdas Joule no Transformador MT/BT e na rede de Baixa Tensão:

$$Perdas_{Joule}'' = (R_{RB} + R_{AT} + R_{AT/MT(Cu)} + R_{MT}) \cdot [(I - \Delta I_{MT})]^2 + (R_{MT/BT(Cu)} + R_{BT}) \cdot I^2 \quad (7)$$

$$\Delta Perdas_{JouleMT} = (2n-n^2) \cdot (Perdas_{Joule} - Perdas_{MT/BT(Cu)} - Perdas_{BT}) \quad (8)$$

Com relação às perdas não Joule, isto é, as perdas nos ferros dos Transformadores, a modelagem é ligeiramente distinta. No primeiro caso, em que há injeção de corrente por uma unidade de GD na Baixa Tensão, pode-se modelar o sistema do lado primário do trafo MT/BT como um barramento infinito (SADNAN, KRISHNAMOORTHY, e DUBEY 2020), conforme ilustrado na Figura 6. Nessa situação, a injeção de  $\Delta I_{BT}$  causaria um possível aumento de tensão apenas no lado de baixa do transformador.

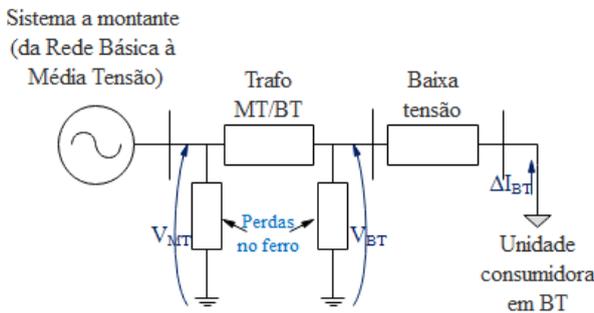


Figura 6 - Foco no sistema de Baixa Tensão para cálculo do efeito da GD sobre a perda no ferro do trafo MT/BT (em p.u.)

Uma vez que as perdas no ferro do trafo *MT/BT* podem ser modeladas como ocorrendo metade em cada lado do trafo, qualquer que seja sua configuração (DE LEON, FARAZMAND, e JOSEPH 2012), temos que:

$$0,5 Perdas_{FerroMT/BT} = V_{MT}^2 / R_{MT/BT(Fe)} \quad (9)$$

$$0,5 Perdas_{FerroMT/BT} = V_{BT}^2 / R_{MT/BT(Fe)} \quad (10)$$

Onde,  $R_{MT/BT(Fe)}$  é a resistência que representa a perda no ferro dos transformadores entre a Média e a Baixa Tensão.

Como a injeção de corrente na Baixa Tensão não altera o nível de tensão do lado de Média Tensão, dado ser considerado um barramento infinito, a variação das perdas no ferro do trafo  $MT/BT$ , para um aumento  $x$  do nível de tensão no lado BT, seria de:

$$Perdas_{FerroMT/BT}' = V_{MT}^2/R_{MT/BT(Fe)} + [(1+x) \cdot V_{BT}]^2/R_{MT/BT(Fe)} \quad (11)$$

$$Perdas_{FerroMT/BT}' = V_{MT}^2/R_{MT/BT(Fe)} + V_{BT}^2/R_{MT/BT(Fe)} + (x^2+2x) \cdot V_{BT}^2/R_{MT/BT(Fe)} \quad (12)$$

$$Perdas_{FerroMT/BT}' = Perdas_{FerroMT/BT} + (0,5x^2+x) \cdot Perdas_{FerroMT/BT} \quad (13)$$

$$\Delta Perdas_{FerroMT/BT} = (0,5x^2+x) \cdot Perdas_{FerroMT/BT} \quad (14)$$

Já quando a injeção de corrente ocorre na Média Tensão, o efeito de elevação de tensão pode ser percebido tanto no secundário do trafo  $AT/MT$  quanto em ambos os lados do trafo  $MT/BT$ , conforme sistema modelado na Figura 7.

Nessa situação, a elevação das perdas no ferro do trafo  $AT/MT$  é análoga ao efeito resultante da Eq. (14), *mutatis mutandis*:

$$\Delta Perdas_{FerroAT/MT} = (0,5x^2+x) \cdot Perdas_{FerroAT/MT} \quad (15)$$

Com relação aos efeitos de perda no ferro do Trafo  $MT/BT$ , os cálculos são:

$$Perdas_{FerroMT/BT}'' = [(1+x) \cdot V_{MT}]^2/R_{MT/BT(Fe)} + [(1+x) \cdot V_{BT}]^2/R_{MT/BT(Fe)} \quad (16)$$

$$Perdas_{FerroMT/BT}'' = V_{MT}^2/R_{MT/BT(Fe)} + V_{BT}^2/R_{MT/BT(Fe)} + (x^2+2x).[V_{MT}^2/R_{MT/BT(Fe)}+V_{BT}^2/R_{MT/BT(Fe)}] \quad (17)$$

$$Perdas_{FerroMT/BT}'' = Perdas_{FerroMT/BT} + (x^2+2x).Perdas_{FerroMT/BT} \quad (18)$$

$$\Delta Perdas''_{FerroMT/BT} = (x^2+2x) \cdot Perdas_{FerroMT/BT} \quad (19)$$

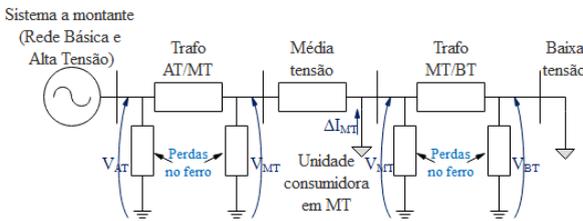


Figura 7 - Foco no sistema de Média Tensão para cálculo do efeito da GD sobre a perda no ferro dos trafos AT/MT e MT/BT (em p.u.)

Uma vez definidas as fórmulas de variação de perdas em função da injeção de corrente por GD, passa-se agora à estimativa do valor central das perdas por elemento do sistema. O ponto de partida são os fatores de perdas médios, cujos valores são de 5% da energia injetada na Rede Básica (CCEE 2018) e de 7,5% da energia injetada nas Redes de Distribuição (ANEEL 2020). Na sequência, foi calculada a média das distribuições de perdas por nível de tensão das seis áreas de concessão responsáveis por 50% da capacidade instalada de GD, com base nas notas técnicas dos respectivos processos de revisão tarifária: CEMIG, COPEL, CPFL Paulista, ENEL Goiás, Energisa Mato Grosso e RGE Sul. A distribuição final das perdas por nível de tensão utilizada encontra-se na Tabela 1.

Tabela 1 - Distribuição das perdas técnicas por nível de tensão

Nível de Tensão	Perdas Técnicas	Observação
Rede Básica	5,0%	Sujeitos a redução conforme Eq. (6) e (8)
<i>AT</i>	2,4%	
Trafo <i>AT/MT</i> (Cobre)	0,2%	
<i>MT</i>	1,9%	
Trafo <i>MT/BT</i> (Cobre)	0,5%	
<i>BT</i>	0,7%	
Trafo <i>AT/MT</i> (Ferro)	0,2%	Sujeitos a aumento conforme Eq. (14), (15) e (19)
Trafo <i>MT/BT</i> (Ferro)	1,4%	
Medidor	0,2%	Não se altera com GD
Total	12,5%	

Vale ressaltar que a redução das perdas técnicas se monetiza duplamente: pela redução da demanda percebida a ser atendida pelo ONS, com efeito no Custo de Operação do Sistema, e pela redução da energia utilizada pela concessionária de distribuição para atendimento a seu mercado, valorado a Preço de Liquidação de Diferenças (PLD). Isso acontece porque ao contratar energia, as distribuidoras já consideram um determinado nível de perdas técnicas, volume este que não gerará nenhum tipo de receita. Ao reduzir as perdas técnicas, essa sobra de energia não consumida será liquidada no mercado de curto prazo da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) a PLD, gerando, assim receita para as distribuidoras.

#### 4. RESULTADOS

A metodologia utilizada para calcular o impacto da GD no Sistema Elétrico Brasileiro utilizou o CMO semi-horário disponibilizado pelo ONS, capacidade instalada de geração distribuída disponibilizada pela ANEEL, o PLD mensal por patamar de carga disponibilizado pela CCEE e a medição horária de uma usina solar fotovoltaica GD localizada na cidade de Araçoiaba da Serra-SP, com capacidade instalada de 400 kWp, para o período de janeiro de 2019 a dezembro de 2020 (dados podem ser disponibilizados pelos autores sob demanda).

#### 4.1 Resultado intermediário: cálculo do fator relacionando a geração da GD com a redução de perdas

A partir da aplicação das Eq. (6), (8), (14), (15) e (19) nas respectivas parcelas de perdas técnicas, foram calculados os efeitos na redução total de perdas no sistema para níveis crescentes de penetração de GD, até o valor de 15%, que representa o dobro do nível de penetração máxima projetada pela Empresa de Pesquisa Energética para 2030 (EPE 2020b; 2020a), com os resultados apresentados na Figura 8. Note-se que a cada nível de penetração há dois valores calculados, sendo o limite superior referente à não variação de tensão e o limite inferior referente à variação máxima de 5% nos níveis de tensão.

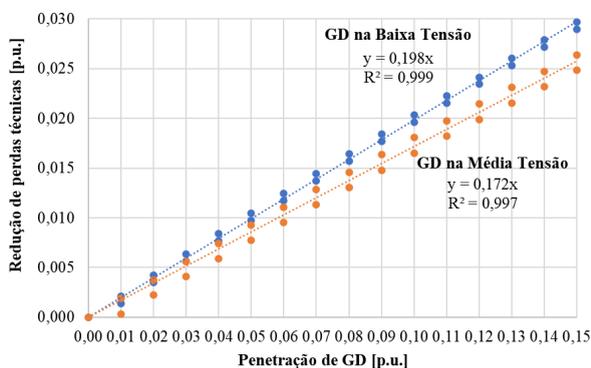


Figura 8 - Relação entre penetração de GD e redução de perdas técnicas

Interpretando-se o resultado do gráfico da Figura 8, pode-se enunciar que a cada 100 kW de injeção de GD na BT acarretaria uma redução nas perdas do sistema de 19,8 kW e, caso os 100 kW fossem injetados na MT, a redução de perdas seria de 17,2 kW. Como a potência instalada de GD está 78% na BT e 22% na MT, será considerado como fator final a média ponderada dos respectivos valores encontrados para BT e MT, que resulta em 19,2%.

Já para a parcela de ganho relativo à receita adicional da distribuidora na liquidação na CCEE, no entanto, só se deve considerar metade do benefício da redução de perdas na Rede Básica, parcela que de fato recai na contabilização dos agentes de consumo. Assim, reaplicando-se as Eq. (6), (8), (14), (15) e (19) e reproduzindo-se o mesmo processo descrito acima, obtêm-se o gráfico da Figura 9.

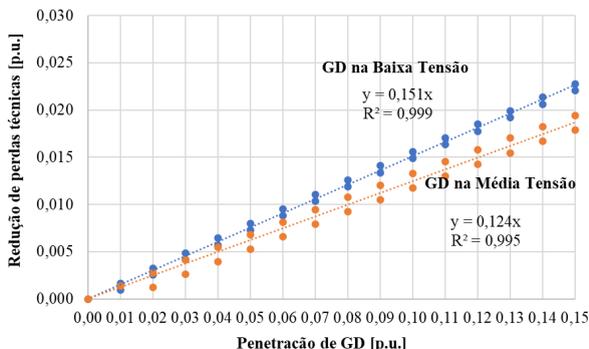


Figura 9 - Relação entre penetração de GD e redução de perdas técnicas na contabilização da CCEE

Novamente, interpretando-se o resultado do gráfico da Figura 9, pode-se enunciar que a cada 100 kW de injeção de GD na BT acarretaria uma redução da energia contabilizada na CCEE de 15,1 kW e, caso os 100 kW fossem injetados na MT, a redução na contabilização seria de 12,4 kW. Aplicando a ponderação da potência instalada de GD entre BT e MT, resulta no fator de perdas a ser aplicado para esta parcela de 14,5%.

#### 4.2 Redução do Custo Total de Operação do Sistema

A Tabela 2 apresenta os resultados do CTO evitado por subsistema, considerando o fator de perdas de 19,2%. Vale salientar que o efeito geral da GD no mercado brasileiro representa uma média ponderada dos CTOs evitados pela capacidade instalada em cada subsistema. Os maiores benefícios de CTO evitado estão nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul, justamente aqueles com maior capacidade instalada de GD. Assim, temos que o CTO evitado médio para todo o sistema foi de 314 R\$/MWh em 2019 e 243 R\$/MWh em 2020.

Tabela 2 - Capacidade instalada de GD Solar e CTO evitado médio e CMO Médio por subsistema para 2019 e 2020, para perdas de 19,2%

	2019			2020		
	Capacidade Instalada GD	CTO evitado	CMO médio	Capacidade Instalada GD	CTO evitado	CMO médio
	[MW]	[R\$/MWh]		[MW]	[R\$/MWh]	
SE/CO	792,7	322	241	2333,4	257	177
S	426,7	322	241	1025,5	266	187
NE	218,3	280	198	720,3	171	129
N	55,8	262	170	174,6	190	139

Pode-se notar que o valor médio do CTO evitado é superior ao CMO médio de cada um dos subsistemas. Isso ocorre porque a demanda reduzida é maior do que a geração e, conforme ilustrado na Figura 4, existe uma correlação positiva (calculada em 48%) entre a curva horária de geração e a curva do CMO. Para ilustrar os efeitos, apresentamos o caso de um dia típico na Tabela 3. Note-se que, naquele caso, embora o CMO médio fosse de 187,80 R\$/MWh, o CTO evitado médio ficou em 238,86 R\$/MWh.

Tabela 3 - Cálculo ilustrativo do CTO Evitado vs. CMO Médio para um dia típico (06/02/2020, subsistema Sudeste/Centro-Oeste)

Hora	Geração (MWh)	CMO (R\$/MWh)	Redução de demanda (MWh)	CTO evitado (R\$)
00:00	-	185,02	-	-
01:00	-	179,56	-	-
02:00	-	178,59	-	-
03:00	-	178,05	-	-
04:00	-	178,16	-	-
05:00	-	178,35	-	-
06:00	-	180,08	-	-
07:00	19	183,33	24	4.323
08:00	92	188,59	114	21.505
09:00	167	191,45	207	39.662
10:00	316	192,55	391	75.233
11:00	668	192,87	827	159.494
12:00	708	191,66	877	168.025

Tabela 3 - Cálculo ilustrativo do CTO Evitado vs. CMO Médio para um dia típico (06/02/2020, subsistema Sudeste/Centro-Oeste) (cont.)

Hora	Geração (MWh)	CMO (R\$/MWh)	Redução de demanda (MWh)	CTO evitado (R\$)
13:00	471	193,04	583	112.628
14:00	710	195,04	879	171.438
15:00	582	194,90	720	140.371
16:00	695	194,38	860	167.252
17:00	446	190,57	552	105.240
18:00	59	187,80	73	13.714
19:00	8	190,91	10	1.825
20:00	-	191,29	-	-
21:00	-	192,56	-	-
22:00	-	191,08	-	-
23:00	-	187,38	-	-
	Total: 4.943 (1)	Média: 187,80		Total: 1.810.710 (2)
				Média: (2)/(1) = 238,86 R\$/MWh

#### 4.3 Receita adicional às distribuidoras pela liquidação das perdas técnicas evitadas a PLD

A redução das perdas técnicas tem o benefício secundário de geração de receita adicional às distribuidoras, uma vez que um volume de energia que não geraria receita passa a ser liquidado na CCEE, valorado a PLD. A Tabela 4 apresenta os resultados da receita adicional decorrente da liquidação na CCEE por subsistema aplicando-se o fator de 14,5% de redução de perdas na CCEE. Vale esclarecer que, mesmo no cenário mais extremo de penetração de GD, de 15% (dobro do previsto pela EPE no Plano Decenal), a energia que resultará em receita na CCEE será equivalente a, no máximo,  $15\% \times 14,5\% = 2,175\%$ , ou seja, dentro do limite regulatório de 5% de repasse à tarifa pelas distribuidoras.

Tabela 4 - Receita adicional em R\$/MWh decorrente da liquidação na CCEE por subsistema, para redução de perdas de 14,5%

	SE/CO	S	NE	N	Total
2019	34	34	28	27	33
2020	28	29	21	27	27

Ao somar os resultados de CTO evitado ao da receita adicional resultante da redução de perdas, temos o benefício total da GD calculado pela metodologia: 347 R\$/MWh para 2019 e 270 R\$/MWh para 2020.

## 5. CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou uma metodologia para quantificação de parte dos benefícios elétricos e energéticos proporcionados pela introdução da GD, o que é de grande relevância considerando o contexto atual em que a Lei 14.300/2022 determinou que a ANEEL deverá calcular os benefícios da GD para a sociedade brasileira. A metodologia proposta se baseia unicamente em aspectos técnicos, de modo a permitir que a discussão permaneça equilibrada. Como resultado, estimamos que os benefícios da GD ficaram entre 270 R\$/MWh e 347 R\$/MWh para os anos de 2019 e 2020, mitigando os impactos identificados pela ANEEL na Nota Técnica mencionada, de 330 R\$/MWh, entre 82% e 105%.

O método proposto apresenta duas principais vantagens em relação a outros métodos propostos na literatura internacional: (1) trata-se de metodologia desenvolvida plenamente com base na estrutura do mercado brasileiro, ou seja, sem a necessidade de adaptações decorrentes da diferença de estruturas de mercado internacionais em relação ao setor elétrico brasileiro e (2) utiliza informações disponíveis publicamente e de fácil acesso, endereçando o desafio da assimetria de informações entre as distribuidoras de energia e demais interessados no tema, como sociedade civil organizada, órgãos governamentais e reguladores.

Certamente a metodologia aqui proposta apresenta limitações, sendo as mais relevantes a utilização de uma curva única de geração e uma estimativa do fator de perdas único para todo o país, uma vez que características regionais podem levar a uma variabilidade maior dos resultados. Assim, uma sugestão para trabalhos futuros é estender os cálculos com dados mais detalhados representativos para cada uma das distribuidoras, ou pelo menos para as mais relevantes, como aquelas de maior carga e de maior capacidade de GD solar. Outra possível extensão seria a simulação detalhada dos efeitos calculados teoricamente neste trabalho em redes reais de distribuidoras selecionadas.

É importante notar que para esta metodologia selecionamos apenas dois benefícios da inclusão da GD para o sistema. Para futuros trabalhos, sugerimos a inclusão de outros benefícios conhecidos da GD, como redução dos valores a serem pagos a título de Encargo de Serviços do Sistema (ESS), redução das Bandeiras Tarifárias pagas por

todos os consumidores, além dos benefícios socioeconômicos e ambientais. Por fim, um trabalho futuro mais amplo poderia discutir a estrutura tarifária em si, e como mais adequadamente alocar os custos e benefícios da GD na estrutura tarifária dos consumidores.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABRADEE. 2020. Geração Distribuída de Energia Elétrica no Brasil. <https://energiasemprecomvoce.com.br/downloads/geracao-distribuida-da-energia-eletrica-no-brasil.pdf>.

ANEEL. 2015. “Nota Técnica nº 0017/2015-SRD/ANEEL”. <https://tinyurl.com/y6xnuopo>

———. 2020. “Perdas de Energia Elétrica na Distribuição”. <https://tinyurl.com/1lsce4hj>.

———. 2021. “Bandeiras Tarifárias – Relatório de Acionamento”. <https://tinyurl.com/ivm3cm3m>.

———. 2022. “Unidades Consumidoras com Geração Distribuída - Informações compiladas e mapa”. 2022. <https://tinyurl.com/yxv5vknb>.

BANERJEE, BINAYAK, e SYED M. ISLAM. 2011. “Reliability Based Optimum Location of Distributed Generation”. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 33 (8): 1470–78. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2011.06.029>.

BARKER, P.P., e R.W. DE MELLO. 2000. “Determining the impact of distributed generation on power systems. I. Radial distribution systems”. Em *2000 Power Engineering Society Summer Meeting (Cat. No.00CH37134)*, 3:1645–56 vol. 3. <https://doi.org/10.1109/PESS.2000.868775>

CCEE. 2018. “InfoMercado Dados Gerais”. <https://tinyurl.com/64phw4vl>.

DENHOLM, P., R. MARGOLIS, B. PALMINTIER, C. BARROWS, E. IBANEZ, L. BIRD, e J. ZUBOY. 2014. “Methods for Analyzing the Benefits and Costs of Distributed Photovoltaic Generation to the U.S. Electric Utility System”. NREL/TP-6A20-62447, 1159357. <https://doi.org/10.2172/1159357>.

DRANKA, GÉREMI GILSON, JOSÉ DONIZZETI DE LIMA, RAFAEL COSTA BONOTTO, e RAPHAEL HENRIQUE SOARES MACHADO. 2018. “Economic and Risk Analysis of Small-Scale PV Systems in Brazil”. *IEEE Latin America Transactions* 16 (10): 2530–38.

EPE. 2020a. “Plano Decenal de Energia 2030 – Caderno temático Demanda de Eletricidade”. Rio de Janeiro. <https://tinyurl.com/2scse6zf>.

- . 2020b. “Plano Decenal de Energia 2030 – Caderno temático Micro e Minigeração Distribuída & Baterias”. Rio de Janeiro. <https://tinyurl.com/ywpmzaj7>.
- GAMI, DHRUV, RAMTEEN SIOSHANSI, e PAUL DENHOLM. 2017. “Data Challenges in Estimating the Capacity Value of Solar Photovoltaics”. *IEEE Journal of Photovoltaics* 7 (4): 1065–73. <https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2017.2695328>.
- HAYIBO, KOAMI SOULEMANE, e JOSHUA M. PEARCE. 2021. “A Review of the Value of Solar Methodology with a Case Study of the U.S. VOS”. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 137 (março): 110599. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110599>.
- J. B. KEYES e K. R. RÁBAGO. 2013. “A Regulator’s Guidebook: Calculating the Benefits and Costs of Distributed Solar Generation”. Interstate Renewable Energy Council (IREC).
- LEON, FRANCISCO DE, ASHKAN FARAZMAND, E PEKIR JOSEPH. 2012. “Comparing the T and Pi Equivalent Circuits for the Calculation of Transformer Inrush Currents”. *IEEE Transactions on Power Delivery* 27 (4): 2390–98. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2012.2208229>.
- LIU, LEI, HAI BAO, E HONG LIU. 2011. “Siting and sizing of distributed generation based on the minimum transmission losses cost”. Em 2011 IEEE Power Engineering and Automation Conference, 3:22–25. <https://doi.org/10.1109/PEAM.2011.6135006>.
- MARTINS, JONATAS CAMPOS, MARIA ISABEL WOLF MOTTA MORANDI, E DANIEL PACHECO LACERDA. 2019. “Estimando o Impacto Financeiro a Longo Prazo da Microgeração solar e Eficiência Energética em uma Empresa Brasileira de Médio Porte”. *IEEE Latin America Transactions* 17 (10): 1607–15.
- MUNOZ, FRANCISCO D., E ANDREW D. MILLS. 2015. “Endogenous Assessment of the Capacity Value of Solar PV in Generation Investment Planning Studies”. *IEEE Transactions on Sustainable Energy* 6 (4): 1574–85. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2015.2456019>.
- PINTO, ADEON CECILIO, TEODORO GOMES DA SILVA FILHO, E EUBIS PEREIRA MACHADO. 2020. “Evaluation of Photovoltaic Micro-generation Systems Connected to Utility Network in Brazil Northeast”. *IEEE Latin America Transactions* 100 (1e). <https://latamt.ieeeer9.org/index.php/transactions/article/view/2274>.
- PREHODA, EMILY, JOSHUA PEARCE, E CHELSEA SCHELLY. 2019. “Policies to Overcome Barriers for Renewable Energy Distributed Generation: A Case Study of Utility Structure and Regulatory Regimes in Michigan”. *Energies* 12 (fevereiro): 674. <https://doi.org/10.3390/en12040674>.

RODI, RODRIGO MOTA, E CÉLIO BERMANN. 2020. “A regulação da Geração Distribuída no Brasil”. *Revista Brasileira de Energia* 26 (2). <https://doi.org/10.47168/rbe.v26i2.565>.

SAAD, N., MUHAMAD SUJOD, LEE MING, MOHAMMAD FADHIL ABAS, MO SHA, M. ISHAK, E NOR RUL HASMA ABDULLAH. 2018. “Impacts of Photovoltaic Distributed Generation Location and Size on Distribution Power System Network”. *International Journal of Power Electronics and Drive Systems (IJPEDS)* 9 (junho): 905. <https://doi.org/10.11591/ijped.v9.i2.pp905-913>.

SADNAN, RABAYET, GAYATHRI KRISHNAMOORTHY, E ANAMIKA DUBEY. 2020. “Transmission and Distribution (T&D) Quasi-Static Co-Simulation: Analysis and Comparison of T&D Coupling Strength”. *IEEE Access* 8: 124007–19. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.3006058>.

SCHELLY, CHELSEA, EDWARD P. LOUIE, E JOSHUA M. PEARCE. 2017. “Examining Interconnection and Net Metering Policy for Distributed Generation in the United States”. *Renewable Energy Focus* 22–23 (dezembro): 10–19. <https://doi.org/10.1016/j.ref.2017.09.002>.

SUN MOBI. 2019. “Contribuição à Consulta Pública 25/2019”.

URBANO, MAGNO. 2019. *Introductory Electrical Engineering with Math Explained in Accessible Language*. 1o ed. Wiley. <https://doi.org/10.1002/9781119580164>.

## IMPACTOS DO GASODUTO BOLÍVIA-BRASIL: UMA ANÁLISE BIBLIOMÉTRICA E QUALITATIVA

Yuri Freitas Marcondes da Silva<sup>1</sup>  
Anna Luisa Abreu Netto<sup>1</sup>  
Drielli Peyerl<sup>1</sup>  
Edmilson Moutinho dos Santos<sup>1</sup>

*<sup>1</sup>Universidade de São Paulo*

DOI: 10.47168/rbe.v28i1.668

### RESUMO

O Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL) completou 20 anos de operação em 2019, tendo impactado em diversos aspectos os dois países envolvidos. Um empreendimento deste porte, no setor energético, tende a gerar uma produção de conhecimento em diversas áreas impactadas por ele. Dessa forma, o objetivo deste artigo é analisar a produção científica relacionada ao GASBOL, avaliando o impacto deste gasoduto nas diversas áreas do conhecimento. Para tanto, foi realizada uma análise bibliométrica e qualitativa das publicações sobre o tema, entre 1999 e 2020. A análise bibliométrica demonstrou, dentre outros, a importância das conferências para a produção científica, a publicação da maioria dos artigos de periódicos em revistas bem avaliadas pela Capes e uma grande quantidade de autores filiados às empresas que administram o Gasoduto. Na análise qualitativa, as publicações mais relevantes foram classificadas em cinco categorias, as quais foram descritas para a compreensão dos impactos do gasoduto em ambos os países.

Palavras-chave: Gasoduto Bolívia-Brasil; Gás Natural; Bibliometria; Análise qualitativa.

### ABSTRACT

The Bolivia-Brazil Gas Pipeline (GASBOL) completed 20 years of operation in 2019, impacting both countries in several aspects. An enterprise of this size in the energy sector tends to generate knowledge in diverse areas covered by it. Thus, the objective of this paper is to analyze the scientific production related to GASBOL, evaluating the impact of this pipeline in different areas of knowledge. Therefore, a bibliometric and qualitative analysis of publications on the subject

between 1999 and 2020 was carried out. The bibliometric analysis demonstrated, among others, the importance of conferences for scientific production, the publication of most papers in journals well evaluated by Capes and a large number of authors affiliated with the companies that manage the Gas Pipeline. The most relevant publications were classified into five categories in the qualitative analysis, described to understand the pipeline's impacts in both countries.

Keywords: Bolivia-Brazil Gas Pipeline; Natural gas; Bibliometrics; Qualitative analysis.

## 1. INTRODUÇÃO

No final do ano de 2019, o fornecimento do Gás Natural (GN) por meio do Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL) completou 20 anos, tendo afetado em vários aspectos os dois países envolvidos nesse empreendimento. A Bolívia, produtora de GN, beneficiou-se com a entrada estável de recursos financeiros no país, indispensáveis para ampliação dos programas sociais e de investimentos na infraestrutura produtiva (FGV, 2014). Já o Brasil, importador do GN, favoreceu-se com a segurança energética provida pela entrada constante dessa fonte de energia, o que possibilitou, dentre outras coisas, a expansão das termelétricas no país (HOLANDA, 2001) e de mercados que se beneficiam da oferta de GN, como o de Gás Natural Veicular (GNV) (BELCHIOR, et al., 2001). Um empreendimento deste porte, no setor energético, tende a gerar uma produção de conhecimento em diversas áreas, direta ou indiretamente impactadas por ele.

Para a avaliação dos múltiplos impactos ocasionados por grandes infraestruturas, a exemplo das do setor energético, pode-se utilizar o estudo bibliométrico, o qual se define por um método de análise quantitativa que possibilita a execução de uma revisão sistemática e reproduzível de um tema por meio de indicadores, como a descrição dos artigos mais citados, dos periódicos onde houve mais citações e das palavras-chave mais utilizadas (ZUPIC; ČATER, 2014). Usualmente, essas pesquisas têm como objetivo delinear um campo específico da ciência e apontar lacunas para trabalhos futuros (CHUEKE; AMATUCCI, 2015). Contudo, também é possível, por meio do uso destes mesmos indicadores, partir de um objeto (no caso, o GASBOL) para entender quais áreas de pesquisa são impactadas por ele, ou seja, investigar em quais contextos de produção científica o objeto se insere, permitindo entender os impactos a longo prazo daquela infraestrutura no ambiente no qual ela se insere. A relevância deste tipo de estudo quantitativo está não apenas na avaliação científica dos temas discutidos nas pesquisas, mas também na demonstração para gestores de empresas e o poder público de como um determinado tipo de empre-

endimento afeta uma região, por vezes de forma imprevista. No caso de infraestruturas do setor energético, é relevante este tipo de abordagem não apenas para levantar as repercussões diretas dessas obras, mas também para verificar as consequências a longo prazo, por vezes ignoradas ou impossíveis de se mensurar no planejamento original.

Diante deste quadro, o objetivo deste artigo é analisar a produção científica relacionada ao Gasoduto Bolívia-Brasil, utilizando a bibliometria para avaliar o impacto deste gasoduto nas diversas áreas do conhecimento. Além disso, a fim de complementar o estudo, realizou-se uma pesquisa qualitativa, categorizando os artigos mais relevantes e discorrendo acerca do conteúdo. O artigo, além da introdução, é composto de mais quatro seções, (ii) Panorama histórico e atual do Gasoduto Bolívia-Brasil, (iii) Metodologia, (iv) Resultado e discussão, e (iv) Considerações finais.

## 2. PANORAMA HISTÓRICO E ATUAL DO GASODUTO BRASIL-BOLÍVIA

O GASBOL foi fruto de quase meio século de negociações entre o Brasil e a Bolívia. Desde o fim da década de 1970, com a crise energética mundial, o Brasil já estudava alternativas de abastecimento do GN em larga escala por meio da importação de países vizinhos, em razão da indisponibilidade logística de exploração do GN dos campos *offshore* da Bacia de Campos (LAUREANO, 2002). Na década de 1980, a possibilidade de importação de GN boliviano, argentino e peruano foi aventada com maior intensidade. Segundo análise da Petrobras à época, o GN boliviano era o que melhor atendia aos requisitos econômicos, apresentando vantagens competitivas na importação via gasoduto quando comparado à importação de Gás Natural Liquefeito (GNL) (EPE, 2017). Para a Bolívia, a exportação de GN para o Brasil seria uma solução para atenuar as dificuldades enfrentadas pelo mercado de gás boliviano, que se limitava majoritariamente a abastecer a demanda doméstica, pouco industrializada e rural (FGV, 2014).

Diante deste cenário, em agosto de 1992 Brasil e Bolívia firmaram o Tratado de Compra do GN Boliviano, pelo qual se estabeleciam as bases para a importação do gás pelo Brasil, prevendo o fornecimento primeiramente de 8 milhões m<sup>3</sup>/dia e, em seguida, 16 milhões de m<sup>3</sup>/dia de GN por um gasoduto, a ser construído pelos dois países. A construção do GASBOL ficou a cargo da empresa brasileira Petrobras, então executora exclusiva do monopólio estatal sobre a exploração, produção, exportação, importação e transporte de petróleo e GN (EPE, 2017). Por sua vez, a empresa boliviana *Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos* (YPFB) ficou responsável pela administração e exportação do gás boliviano.

A construção do gasoduto iniciou em 1996, com o trecho norte do lado brasileiro, ligando Corumbá-MS a Paulínia-SP, inaugurado em julho de 1999, e o trecho sul, ligando Paulínia-SP a Canoas-RS, inaugurado em março de 2000 (Figura 1) (TBG, 2014). O gasoduto, atualmente, interliga a região de Santa Cruz de La Sierra, na Bolívia, percorrendo, no Brasil, 136 Municípios, até chegar em Canoas-RS (TBG, 2014). Destaca-se que o GASBOL é o mais extenso gasoduto da América do Sul, sendo orçado, à época, em mais de 2,5 bilhões de dólares, possuindo a dimensão de 3150 km, dos quais 2593 km estão no território brasileiro (HAGE, 2008).

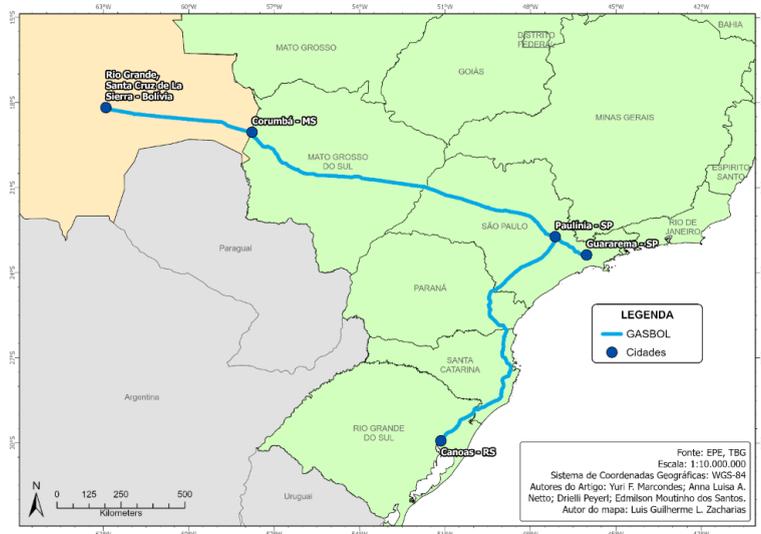


Figura 1 – Mapa do GASBOL

A Figura 2 apresenta, de forma sintética, o processo bilateral de negociações e outros fatos marcantes para o acordo de fornecimento de GN. O fluxograma cobre alguns fatos, desde o primeiro acordo da indústria petrolífera entre os dois países, o Tratado de Robore, de 1938, passando pela inauguração do GASBOL em 1999, até o vencimento do primeiro e principal contrato de compra de GN em 2019 (HAGE, 2008; GOSMANN, 2011; ANP, 2019; MRE, 2020).

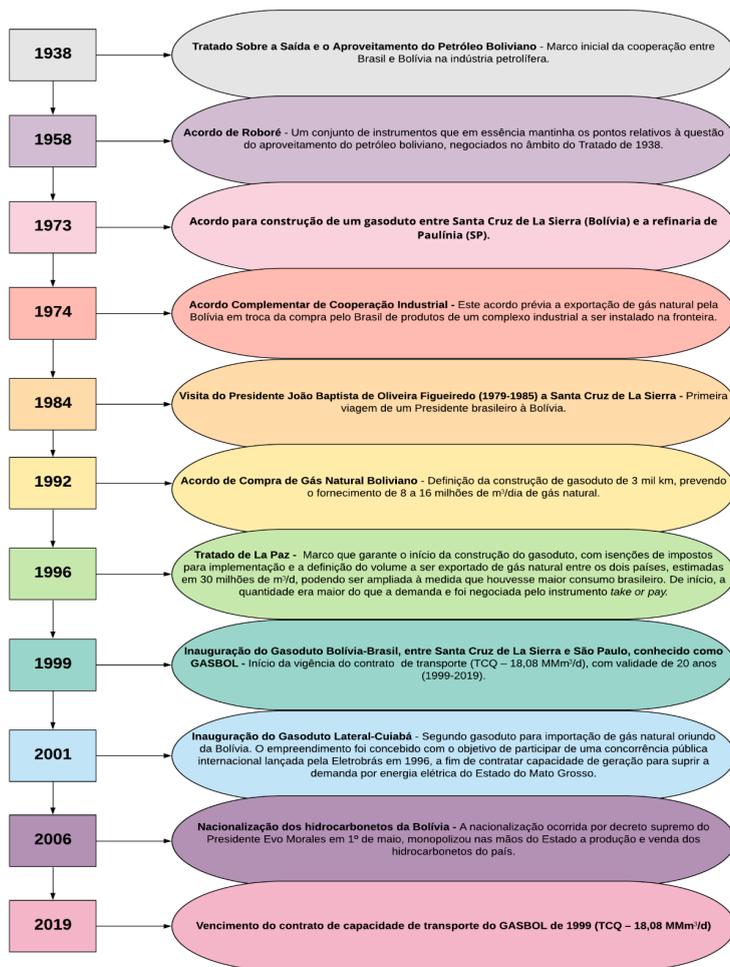


Figura 2 - Histórico de relações entre Bolívia e Brasil no contexto da indústria do Gás Natural

Nestes mais de 20 anos de parceria, o GN importado da Bolívia teve uma grande importância para o Brasil. Entre 2006 e 2008, por exemplo, o GN transportado por meio desse gasoduto foi responsável por mais de 50% da média do consumo brasileiro de GN (MME, 2009). Contudo, a exploração de GN no pré-sal brasileiro, iniciada em 2006, diminuiu relativamente a importância da importação dessa fonte ener-

gética, uma vez que houve um aumento gradual da oferta de gás nacional (LEAL et al., 2019). Conforme pode ser observado na Figura 3, a participação do GN boliviano na matriz energética brasileira reduziu paulatinamente a partir de 2014, segundo o Ministério de Minas e Energia - MME (2009; 2014; 2019).

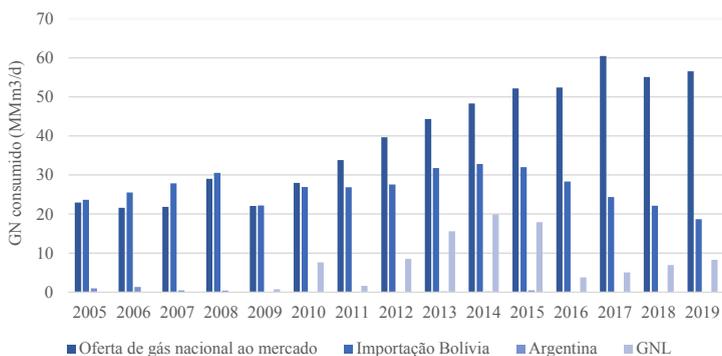


Figura 3 - Origem do gás natural consumido no Brasil

Em 2019, o Governo Federal lançou um programa denominado “Novo mercado do Gás”, no qual estimulava-se a entrada do setor privado e a quebra do monopólio da Petrobras neste mercado, com a finalidade de reduzir o preço do GN (MME, 2019). Assim, no âmbito desta nova política governamental, a Petrobras assinou, em julho de 2019, um acordo com o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE), denominado Termo de Cessação de Conduta (TCC), cujo objetivo é reduzir a participação da estatal no mercado de GN, prevendo entre outras coisas, a venda das ações controladas pela Petrobras<sup>1</sup> da Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S/A (TBG), empresa que é proprietária e operadora em solo brasileiro do GASBOL (CADE, 2019).

No final de 2019 teve fim a vigência do principal contrato de transporte de GN do GASBOL, o TCQ – 18,08 MMm³/d, firmado em 1999 entre a TBG e a Petrobras. Porém, para garantir o fornecimento em 2020, a Petrobras fechou para aquele ano um contrato de fornecimento de 18,08 MMm³/d, contudo, comprometeu-se com a CADE a leiloar aos interessados 10 MMm³/d, cumprindo o acordado no TCC (EPBR,

1 A TBG possui como acionistas a Petrobras (51%), BBPP Holdings (29%), YPFB Transporte do Brasil (12%) e a GTB-TBG Holdings (8%) (TBG, 2014).

2020). Além disso, a empresa brasileira Gerdau contratou um volume de 8,5mil m<sup>3</sup>/dia para 2020 (EPBR, 2020). Para 2021, a Petrobras contratou 8 MMm<sup>3</sup>/d, não havendo previsão de 2022 em diante.

Destaca-se, ainda, que a importação do GN por meio do GASBOL por outras empresas foi dificultada pela crise política da Bolívia (EPBR, 2020). Em novembro de 2019, denúncias de fraude eleitoral levaram à queda de autoridade políticas, como o presidente Juan Evo Morales Ayma (2006-2019), as quais dificultaram o processo de reconstrução (ODÓNEZ, 2019).

Sobre o futuro desse empreendimento binacional pairam muitas incertezas, oriundas de questões políticas brasileiras, bolivianas e de uma possível autossuficiência em GN que pode ser alcançada pelo Brasil em alguns anos, proveniente do pré-sal. No entanto, acredita-se que, nos próximos anos, o GASBOL ainda terá uma avantajada importância no mercado de GN brasileiro, devido principalmente à sua importância na geração elétrica e fornecimento seguro de gás aos principais mercados consumidores do país, em especial o estado de São Paulo.

### 3. MATERIAIS E MÉTODOS

A fim de analisar como a implementação do gasoduto Bolívia-Brasil influenciou a produção acadêmica, realizou-se uma análise bibliométrica do tema. As pesquisas bibliométricas são estudos de cunho quantitativo que possibilitam o desenvolvimento de uma ampla observação, entendimento e principalmente o mapeamento temático, avaliando, dentre outros aspectos, a contagem de artigos científicos, autores, citações e a distribuição temporal dessas produções ao longo do tempo (SOARES; CASTRO, 2016). Esses estudos buscam a sistematização da produção científica e, quando bem elaborados, contribuem para o incremento da relevância e rigor de novas pesquisas (CHUEKE; AMATUCCI, 2015).

O levantamento bibliográfico foi realizado no repositório Scopus, em maio de 2020. Para tanto, dois conjuntos de palavras-chave foram pesquisados: “*pipeline*” AND “*Brazil*” AND “*Bolívia*” (107 documentos); e “*natural*” AND “*gas*” AND “*Brazil*” AND “*Bolívia*” (106 documentos). Nas duas pesquisas, as palavras-chave foram buscadas nos títulos dos artigos (*article title*), resumos (*abstracts*) e palavras-chave (*keywords*) dos documentos, limitando os resultados do tipo de documento para artigo (*article*), artigo de conferência (*conference paper*), livro (*book*) e capítulo de livro (*book chapter*). Além disso, definiu-se uma limitação temporal para a pesquisa, incluindo documentos produzidos entre 1999 (ano da inauguração do gasoduto) e maio de 2020 (data

da coleta de dados). Para unir os resultados das duas pesquisas realizadas, as publicações de ambas foram comparadas e os documentos repetidos excluídos para que não fossem contabilizados duas vezes (64 documentos excluídos). Em seguida, os títulos e resumos dos artigos foram examinados a fim de excluir aqueles que não tinham relação com o gasoduto Bolívia-Brasil (16 artigos excluídos). Assim, a pesquisa resultou em 133 documentos que discorriam, direta ou indiretamente, sobre o GASBOL.

Os seguintes elementos dos documentos foram organizados em tabela para a execução da análise bibliográfica dos documentos coletados, sendo eles: título, ano, número de citações, área de conhecimento, origem geográfica do primeiro autor, filiação dos autores, tipo de documento, língua, palavras-chave.

Com o objetivo de aprofundar a análise bibliométrica e dar sentido às palavras-chave analisadas realizou-se ainda uma análise qualitativa dos artigos coletados e que haviam recebido citação. Nesta análise, os artigos foram colocados em categorias, criadas pelos autores, para simplificar a exposição do conteúdo dos artigos.

## 4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

### 4.1 Análise bibliométrica da literatura científica relacionada ao Gasoduto Bolívia-Brasil

Para a análise quantitativa dos 133 documentos identificados, primeiramente, observou-se o tipo de documento, considerando a limitação descrita na metodologia para os seguintes quatro tipos: artigos científicos, publicações em congressos, livros e capítulo de livros (Figura 4).

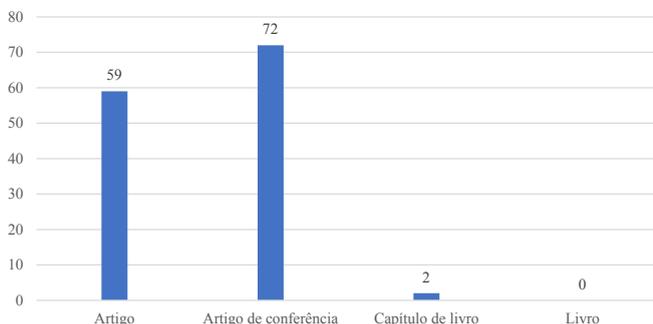


Figura 4 – Classificação das publicações de acordo com o tipo de documento

Conforme pode ser observado na Figura 4, a maioria dos documentos foram classificados pelo Scopus como artigos publicados em conferências (72 ocorrências), seguido de artigos (59 ocorrências), dois capítulos de livro (2 ocorrências) e nenhum livro. Contudo, ao empregar um olhar mais criterioso sobre a classificação do Scopus para artigos, observou-se que este repositório não classificava como artigos apenas os artigos científicos com revisão cega por pares (periódicos), mas também artigos publicados em revistas especializadas, como a *Oil and Gas Journal*, *Oil and Gas Journal Latinoamerica* e a *Global Pipeline Monthly*. Ao todo, foram encontrados 53 artigos publicados em 15 revistas especializadas, restando apenas 19 artigos publicados em periódicos. A Tabela 1 apresenta os periódicos com as publicações no tema:

Tabela 1 – Periódicos de acordo com o número de publicações

Revista científica	Número de publicações	Classificação CAPES
<i>Applied Energy</i>	3	A1
<i>Energy Policy</i>	2	A1
<i>Journal of Natural Gas Science and Engineering</i>	2	A2
<i>PLoS Neglected Tropical Diseases</i>	2	A1
<i>SAE Technical Papers</i>	2	B4
Boletim Paranaense de Geociências	1	B1
<i>Clean Technologies and Environmental Policy</i>	1	A1
<i>Energy Strategy Reviews</i>	1	B3
<i>Geopolitics of Energy</i>	1	-
<i>Parasites &amp; vectors</i>	1	A1
<i>PLoS ONE</i>	1	A1
Revista de Saúde Pública	1	A1
<i>Revue de l'Energie</i>	1	C

A fim de examinar a qualidade das publicações encontradas, utilizou-se a avaliação Qualis de periódicos realizada pela Capes, a qual está disponível na Plataforma Sucupira. Nesta plataforma foi selecionada a classificação de periódicos do quadriênio 2013-2016 (mais recente disponível na plataforma) e tomada apenas a classificação mais alta, uma vez que um mesmo periódico pode ter diversas classificações a depender da área de conhecimento. Observa-se que a ma-

ioria dos artigos foram publicados em revistas de alta reputação, classificadas pela Capes como A1 (11 artigos), sendo que o periódico *Applied Energy* obteve o maior número de publicações, três no total. A única revista não classificada pela Capes foi *Geopolitics of Energy*.

Com relação às conferências, observou-se que 59 artigos foram publicados em 18 conferências, duas delas com maior destaque com relação ao número de artigos publicados, considerando múltiplos anos: *Proceedings of the Biennial International Pipeline Conference* (15 artigos publicados em 2002, 2004, 2007, 2009 e 2010) e o *Rio Pipeline Conference and Exposition* (21 artigos publicados em 2009, 2011, 2013, 2015 e 2017). Ressalta-se que, a base Scopus não indexa todas as conferências, não incluindo, por exemplo, a conferência *Rio Oil and Gas*, cujo escopo abarca artigos sobre o gasoduto Bolívia-Brasil.

A análise descritiva dos artigos inclui também uma avaliação da distribuição das publicações durante os anos de existência do gasoduto, conforme é apresentado na Figura 5.

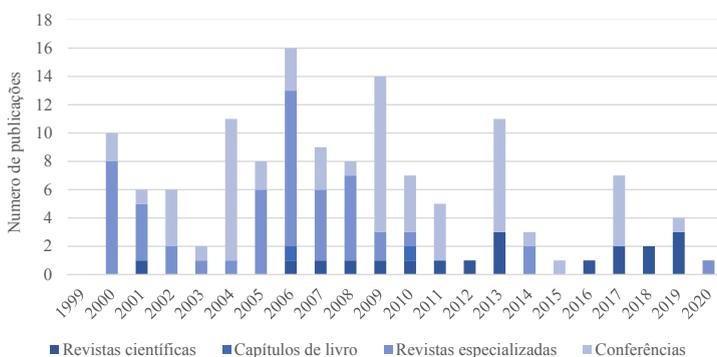


Figura 5 – Distribuição das publicações por ano

Na Figura 5 é possível perceber que os primeiros 10 anos de funcionamento do gasoduto foram numericamente muito mais ricos em publicações do que os anos seguintes. Entretanto, analisando apenas as publicações em periódicos, observou-se que essas tiveram menor ocorrência nos primeiros 10 anos (cinco artigos) do que nos anos seguintes (14 artigos). Uma hipótese é que artigos que analisam impactos do gasoduto são elaborados após alguns anos do início da operação,

por isso há uma quantidade maior após 2009. Além disso, verificou-se que as conferências tiveram um forte impacto na distribuição dos artigos ao longo dos anos, contribuindo para picos de publicações em diversos anos, como 2009 (oito artigos), 2013 (oito artigos) e 2017 (cinco artigos). Nos anos de 2006, 2007 e 2008, houve um grande interesse das revistas especializadas sobre o GASBOL (11 publicações). Após revisão dessas publicações, observou-se que o interesse ocorreu, principalmente, em razão da nacionalização dos hidrocarbonetos bolivianos, em 2006, gerando mudanças nas políticas energéticas da região.

Com relação à área de conhecimento das publicações, as que tiveram maior representatividade foram as áreas de Energia, Engenharia, Ciências dos Materiais, Ciência Ambiental, Engenharia Química e Ciências da Terra e do Planeta, todas com mais de 10 publicações. Vale ressaltar que a maioria dos artigos tem mais de uma classificação com relação à área de conhecimento, e por isso a soma das áreas equivale a mais de 133. Na Figura 6 é possível observar todas as áreas de conhecimento abarcadas no estudo.

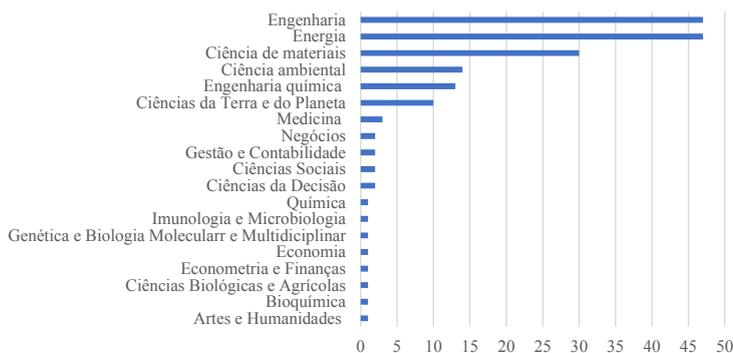


Figura 6 – Classificação das publicações de acordo com a área de conhecimento

Na pesquisa quantitativa também foram analisados os países de filiação dos primeiros autores das publicações. A distribuição de países está representada na Figura 7.

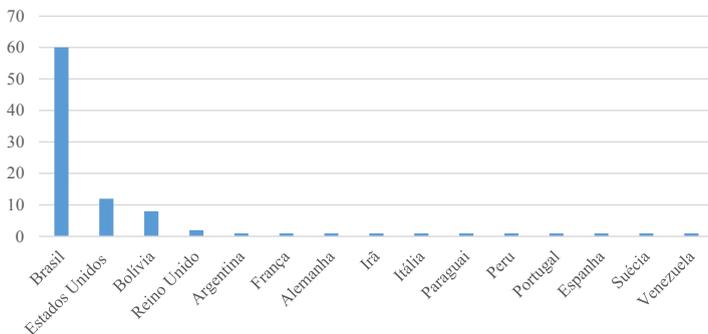


Figura 7 – Publicações por país

No que diz respeito a nacionalidade<sup>1</sup> das publicações (Figura 7), observa-se que a maioria dos artigos foi produzida por autores brasileiros, o que é compreensível, considerando que o gasoduto está em território nacional e foi construído para abastecimento do setor energético do Brasil. Interessante perceber que os artigos produzidos nos Estados Unidos tiveram maior representatividade quantitativa do que os artigos produzidos por autores da Bolívia.

Além da avaliação segundo o país das instituições dos primeiros autores, também se fez a avaliação da filiação dos autores das publicações, considerando as 84 publicações que detinham essa informação, conforme apresentado na Figura 8.



Figura 8 – Filiação dos autores

1 A nacionalidade da publicação é definida pela filiação empresarial, institucional ou universitária do primeiro autor.



A segunda análise envolvendo palavras citadas foi realizada por meio do *VOSViewer*, com o uso das palavras presentes nos títulos e resumos dos artigos, para criar um mapa em rede de palavras relevantes (Figura 10).

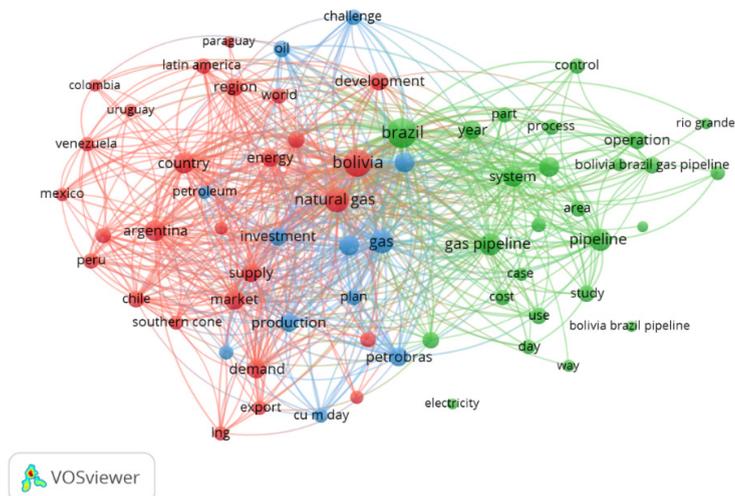


Figura 10 – Rede de palavras das publicações relacionadas ao GASBOL

Na representação, o *software* separa as palavras em categorias (*clusters*), dividindo os itens por cores. Cada círculo representa uma palavra, sendo que o tamanho representa a relevância dela na pesquisa. Quanto maior o número de coocorrências, maior será a proximidade entre as palavras. (VAN ECK e WALTMAN, 2010). Na Figura 10 observa-se o mapa de redes.

No mapa criado, verifica-se que três categorias foram criadas pelo *software*. As três categorias estão bastante próximas umas das outras, formando quase um círculo, o que evidencia a proximidades dos temas abordados pelos artigos. A categoria vermelha, a qual possui palavras como Bolívia, gás natural, região, América Latina, Argentina, mercado, oferta e energia, pode ser denominada de mercado regional de energia. Já a categoria verde, a qual inclui palavras como Brasil, gasoduto, sistema, operação, estudo, tempo, processo e controle, parece estar relacionada a questões técnicas ligadas ao GASBOL. Por fim, a

categoria azul, é uma categoria não tão bem delineada, pois parece estar imbricada nas demais categorias. Ela tem como palavras centrais gás, produção, Petrobras, petróleo, investimento, projeto e desafio, o que sugere uma categoria denominada mercado de petróleo e gás brasileiro.

A categorização elaborada pelo *VOSviewer* e a nuvem de palavras pelo *Word Cloud* auxiliaram na etapa de análise qualitativa da pesquisa.

#### **4.2 Análise qualitativa da literatura científica relacionada ao Gasoduto Bolívia-Brasil**

Para a análise qualitativa dos artigos, considerou-se como relevantes aqueles estudos que obtiveram ao menos uma citação, ou seja, aqueles que de alguma forma impactaram suas áreas. A esses artigos acrescentou-se ainda os artigos de 2018 e 2019 que não obtiveram citação, mas que foram publicados em revista A1, acrescentado, assim, o artigo produzido por García Kerdan et al. (2019), o qual obedecia ao critério.

Os artigos foram, em seguida, categorizados de acordo com os objetivos de pesquisa, considerando as categorias previamente formadas na pesquisa bibliométrica por meio do *VOSViewer*. As categorias definidas foram as seguintes: (I) Setor energético brasileiro (expansão da categoria mercado de petróleo e gás brasileiro do mapa de redes); (II) Influência do GN no desenvolvimento de outras tecnologias (nova categoria); (III) Mercado regional de energia (categoria identificada no mapa de redes); (IV) Análise técnica do GASBOL e das áreas diretamente afetadas (expansão da categoria questões técnicas ligadas ao GASBOL) e; (V) Impacto para disseminação de doença (nova categoria).

Na categoria do “Setor energético brasileiro” destacaram-se cinco artigos: García Kerdan et al. (2019) – zero citações, Falcetta et al. (2014) – duas citações, Paz Antolín e Ramírez Cendrero (2013) – nove citações, Mathias e Szklo (2007) – 14 citações e Bahia (2001) – uma citação. Esta categoria abarca publicações que versam sobre o impacto do gasoduto Bolívia-Brasil no setor energético brasileiro.

O artigo mais recente na categoria (García Kerdan et al., 2019) desenvolve uma análise regional do setor energético brasileiro, projetando a demanda futura de cinco estados (Mato Grosso do Sul, São Paulo, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul), considerando a possibilidade de construção de novas infraestruturas para suprimento da demanda. Os autores definiram três cenários de análise e, analisando as incertezas acerca das importações de GN da Bolívia, determinaram quantidades diferentes de GN importado pelo gasoduto Bolívia-

Brasil em cada um dos cenários. Ademais, foi considerada a hipótese de aumento na produção do pré-sal, importações de GNL e importações via um novo gasoduto argentino.

Outro artigo relevante é o de Mathias e Szklo (2007), no qual é apresentada a reforma da indústria do GN no Brasil, focando nos fatos ocorridos na década de 1990 e apontando as lições da reforma setorial brasileira que contribuiu para cenário internacional. No tocante ao GASBOL, os autores pontuam que umas das lições deste empreendimento foi a busca brasileira por uma maior segurança energética, a qual foi ameaçada pela nacionalização dos hidrocarbonetos bolivianos em 2006, colocando em risco o abastecimento de GN para o Brasil. À época, para garantir o abastecimento energético nacional, uma das atitudes do governo foi a construção dos primeiros terminais de GNL no litoral brasileiro. Ainda nesta categoria, o estudo de Paz Antolín e Ramírez Cendrero (2013) avalia a gestão do gasoduto Bolívia-Brasil para verificar se o modelo de gestão combinada público e privado é um modelo interessante para o desenvolvimento e dinamismo da indústria do petróleo e do GN.

Nos últimos dois estudos desta categoria, a relevância do Gasoduto Brasil-Bolívia é apontada de forma indireta, como um dos componentes para o aumento utilização do GN no Brasil. Neste contexto, o artigo de Falcetta et al. (2014) faz uma avaliação do histórico da capacidade instalada e de regulação de reservatórios das hidrelétricas brasileiras com seus possíveis impactos na operação e expansão do sistema termelétrico a GN no Brasil. Por sua vez, o estudo de Bahia (2001), analisa um sistema de compensação das emissões de CO<sub>2</sub> produzidas pelo aumento do consumo de GN.

Na categoria “Influência do GN no desenvolvimento de outras tecnologias”, enquadraram-se sete artigos, sendo eles: Guerini Filho et al. (2019) – uma citação, Velasco et al. (2010) - 33 citações, Modesto et al. (2009) – duas citações, Schwob et al. (2009) – 13 citações, Zanetti et al. (2007) – cinco citações, Penese et al. (2005) – 11 citações e Belchior et al. (2001) - cinco citações.

Dentre as pesquisas, destacam-se os estudos de Penese et al. (2005) e Belchior et al. (2001), que analisam os veículos convertidos para o uso do GNV ou desenvolvidos para a utilização do GNV junto com outros combustíveis, tecnologia disseminada no Brasil em razão da construção do GASBOL. Ademais, em outros parâmetros de desenvolvimento tecnológico, temos dois artigos de caráter industrial. O artigo de Velasco et al. (2010) disserta sobre uma possível solução para a escassez do diesel na Bolívia, com a utilização de parte da produção nacional de GN na síntese *Gas to liquids* (GTL). Assim, além da exportação de GN por meio de gasoduto, a Bolívia também poderia exportar o GTL para países vizinhos, como o Brasil. Já o estudo de

Schwob, Henriques e Szklo (2009) avalia a substituição da lenha por GN, com parte do suprimento vindo da Bolívia, para mais de 7 mil unidades industriais de produção de cerâmica vermelha, a fim de se reduzir o desmatamento no Brasil.

Os três artigos seguintes possuem temáticas semelhantes. Dois estudos (MODESTO et al., 2009; ZANETTI et al., 2007) analisam o BIGCC (Ciclo Combinado de Gaseificação Integrada a Biomassa), sistema de cogeração de eletricidade constituído por um conjunto de turbinas movidas a GN ou gás de biomassa oriunda do bagaço de cana, sendo que para a implantação desse sistema poderia se utilizar a infraestrutura já constituída ao longo do GASBOL. Já o estudo de Guerini Filho et al. (2019) avalia a produção de biogás no Rio Grande do Sul, onde as projeções indicam que a produção estadual poderia suprir toda a demanda por GN, substituindo as importações de GN boliviano e minimizando o impacto dos combustíveis fósseis.

Na categoria “Mercado Regional de Energia”, cinco artigos foram identificados: Beltrán-Jiménez et al. (2018) – duas citações, Chávez-Rodríguez et al. (2017) – 10 citações, Chávez-Rodríguez et al. (2016) – 10 citações, Sullivan et al. (2010) – uma citação, Hartley e Medlock (2008) – uma citação e Mares (2006) – seis citações. Estes artigos abrangem análises de projeções da produção e integração física dos mercados de GN da América Latina, da América do Sul, do Cone Sul<sup>1</sup>, e entre Brasil e Bolívia.

Dentre os artigos, destacam-se os que analisam especificamente o caso boliviano, fundamental para o entendimento do GASBOL no mercado regional de GN, sendo esses os estudos de Chávez-Rodríguez et al. (2016) e Hartley e Medlock (2008). Neste último artigo, uma das constatações é que a integração energética provinda da Bolívia só pode ter efetividade se ela vier associada a uma confiabilidade no fornecimento de GN.

Já no que se refere aos outros recortes espaciais desta categoria, em seu contexto analítico das integrações e projeções do mercado regional de GN, ficou a cargo dos artigos de Chávez-Rodríguez et al. (2017) e Sullivan et al. (2010) a América Latina e, dos estudos de Beltrán-Jiménez et al. (2018) e Mares (2006) a região do Cone-Sul. Nestas pesquisas o GASBOL é citado como uma importante iniciativa de integração de mercados de GN desenvolvida na região.

Na categoria denominada de “análise técnica do GASBOL e das áreas diretamente afetadas”, há oito artigos: Painter e Castillo (2014) – três citações, Freitas et al. (2009) – duas citações, Dos Santos e Mokhtab (2008) – duas citações, Dos Santos et al. (2007) – três citações, Vasconcellos et al. (2004) – três citações, Borgli et al. (2004) -

<sup>1</sup> Beltrán-Jiménez, Chávez-Rodríguez e Szklo (2018) definem o Cone-Sul como uma região abrangendo Argentina, Bolívia, Brasil e Chile. Já Mares (2006) acrescenta a esses países o Paraguai e o Uruguai.

uma citação, Dos Santos e Saliby (2003) – duas citações e Bianchini (2001) – uma citação.

Inicialmente, pode-se destacar os trabalhos encabeçados por Dos Santos, com três artigos presentes nesta categoria, sendo todos eles referentes a serviços ou estações de compressão de GN ao longo do gasoduto. Um dos artigos discorreu sobre a viabilidade da contratação de serviços de compressão para o GASBOL, dada a massiva expansão das termelétricas a GN no início dos anos 2000 (DOS SANTOS; SALIBY, 2003). Outro estudo refere-se à importância das estações de compressão no gerenciamento do gasoduto (DOS SANTOS et al. 2007). E o terceiro estudo analisa uma projeção de falha em uma das 14 estações de compressão ao longo do GASBOL, avaliando as formas pelas quais o sistema lidaria com a anomalia (DOS SANTOS; MOKHATAB, 2008).

Por sua vez, as pesquisas de Borgli et al. (2004) e Bianchini (2001), discorrem acerca da operação remota do GASBOL, com a utilização do SCADA (*software* de controle supervísório e aquisição de dados), avaliando o sistema que remotamente controla todas as instalações de funcionamento do gasoduto.

Em seguida, nos artigos de Vasconcellos et al. (2004) e De Freitas et al. (2009), temos a análise do colúvio criado após a construção do GASBOL próximo ao Rio Curriola no norte do Estado do Paraná. O primeiro artigo foi apresentado em 2004, e o segundo estudo é de 2009, tangendo a avaliação e apresentação dos dados técnicos coletados de 2004 a 2008, na mesma região afetada pela construção do gasoduto.

O GASBOL também afetou a área socioambiental. Nesse sentido, o artigo de Painter e Castillo (2014) avalia a iniciativa de uma organização indígena, a Capitania de Alto e Bajo Isoso, a qual, junto com outros atores regionais, lideraram uma negociação para a reformulação do programa de mitigação de impactos sociais e ambientais do GASBOL. O programa resultante ganhou reconhecimento internacional e promoveu o envolvimento de populações nativas nos planos de redução dos impactos de grandes empreendimentos energéticos no Brasil.

Por fim, na categoria da “Impacto na disseminação de doença”, cinco artigos foram identificados: Pasquali et al. (2019) – uma citação, Oliveira et al. (2018) – cinco citações, Sevá et al. (2017) – 14 citações, Cardim et al. (2013) – 32 citações, e Ferreira et al. (2012) – 31 citações.

Todos os artigos desta categoria analisam a estreita relação do gasoduto Bolívia-Brasil com a disseminação da *Leishmaniose visceral americana* (LVA), uma zoonose típica de regiões rurais de clima quente e úmido, sendo causada por um protozoário da espécie *Leishmania*

*chagasi*, transmitido principalmente mosquito *Lutzomyia longipalpis*. Atualmente, a LVA é uma doença que está se expandindo em áreas urbanas de médio e grande porte, onde vem se tornando um crescente problema de saúde pública, dada a sua alta taxa de mortalidade (CARDIM et al., 2013).

Dentre esses artigos, o de maior relevância é o estudo de Cardim et al. (2013), o qual analisa os possíveis vetores de propagação de LVA no estado de São Paulo, incluindo nesses a rodovia Marechal Rondon e a construção do gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL). Segundo o estudo, os fatores climáticos pareciam não ter o papel na disseminação da doença, já que a mesma atinge regiões de clima mais quente e seco e as áreas de clima mais ameno e úmido, levando os pesquisadores a considerar as infraestruturas de transporte e circulação como os principais eixos de disseminação da doença, sendo uma parcela creditada ao GASBOL. Percebeu-se, então, que a expansão da doença nos estados do Mato Grosso do Sul e de São Paulo seguiu, no tempo e espaço, a construção do gasoduto. A partir disso, formulou-se a hipótese de que a contratação de um grande contingente de trabalhadores, oriundos de regiões do Brasil onde havia altas taxas de infecção, e em constante mobilidade, decorrente dos constantes avanços das obras do gasoduto, tenha influenciado na disseminação da doença. Soma-se a isso o transporte de cães infectados. Assim, os autores entenderam que esse cenário pode ter contribuído para a introdução e expansão da doença em outras áreas, climaticamente exótica para o LVA, como o interior do Estado de São Paulo (CARDIM et al., 2013).

Conforme pôde ser constatado com a criação desta categoria, a implementação de um grande empreendimento de energia não tem apenas repercussões na produção acadêmica. Esses projetos impactam áreas sociais, ambientais, de geopolítica, dentre outras, influenciando, também, pesquisas em áreas imprevistas, como foi o caso dos estudos sobre o aumento na incidência de LVA ao longo do gasoduto.

## 5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente artigo investigou a produção de conhecimento que decorreu da construção do Gasoduto Bolívia-Brasil. Diferentemente de outras pesquisas bibliométricas, o estudo não se limitou a pesquisar apenas uma área do conhecimento, mas partiu de um objeto (o gasoduto) para entender como um empreendimento energético de grande porte afeta as diferentes áreas de conhecimento, direta ou indiretamente, em um período de duas décadas. Assim, a partir do estudo bibliométrico foi possível avaliar pontos que o planejamento original do

GASBOL não prognosticou ou não teria capacidade de antecipar.

A análise bibliométrica das publicações demonstrou a importância das conferências para a produção científica, já que a maioria das publicações ocorreu no âmbito desses eventos. Por outro lado, embora os artigos publicados em periódicos tenham sido em número muito inferior, a maioria foi publicada em periódicos bem avaliados pela Capes, o que indica que os estudos foram bem estruturados cientificamente. Outro ponto a ser destacado é que quase a metade dos artigos que possuíam identificação de filiação foi produzida por autores ligados às empresas que administram o Gasoduto, enquanto os autores ligados a universidades e institutos de pesquisa tiveram uma participação menor na produção científica.

Na análise qualitativa, a categorização realizada auxiliou na avaliação dos artigos, identificando em quais áreas houve produção de conhecimento. A análise mostrou que a construção do GASBOL teve um grande significado para a integração energética da América Latina, aproximando a Bolívia do Brasil por meio da conexão direta de exportação de GN. Além disso, para o Brasil, significou um aumento da segurança energética e do volume de GN disponível no país, oferta, inclusive, que influenciou no desenvolvimento de algumas tecnologias ou que é levada em consideração para o planejamento de projetos futuros. Alguns artigos discutiram ainda questões técnicas relacionadas ao gasoduto, tema que é relevante para a idealização de outros empreendimentos com características semelhantes.

A análise quantitativa ainda identificou estudos que falavam sobre impactos indiretos decorrentes da construção do gasoduto. O impacto indireto mais estudado foi a relação do aumento da doença LVA com o gasoduto, identificando este como o eixo de disseminação. Outros impactos indiretos foram apontados por outros artigos: como o impacto social em uma comunidade indígena ou o colúvio no Rio Curriola, no norte do estado do Paraná.

Este estudo não contempla toda a literatura que trata do GASBOL, uma vez que usou apenas uma plataforma para realizar a análise bibliométrica. Novos estudos poderiam fazer uma investigação em novas plataformas para verificar se há outros temas relevantes que se relacionam ao gasoduto. Além disso, novos estudos bibliométricos que investiguem a produção do conhecimento relacionado a outros empreendimentos de energia também podem ser importantes e comparados ao presente estudo, analisando, por exemplo, a proporção de autores filiados a empresas ligadas ao empreendimento e às universidades e a quantidade de artigos publicados em conferências e periódicos.

## AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o apoio da SHELL Brasil, da Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP) e da Fundação de Apoio à Universidade de São Paulo (FUSP) através do Research Centre for Gas Innovation - RCGI (FAPESP Proc. 2014/50279-4 e 2020/15230-5), sediado na Universidade de São Paulo, e a importância estratégica do apoio dado pela ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis do Brasil). Anna Luisa Abreu Netto agradece especialmente à CAPES. Drielli Peyerl agradece o apoio financeiro do Processo de subvenção 2017/18208-8 e 2018/26388-9 da FAPESP.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS – ANP. ANP divulga cronograma atualizado de chamada pública para contratação da capacidade de transporte no GASBOL. Disponível em: < <http://www.anp.gov.br/noticias/5014-anp-divulga-cronograma-atualizado-de-chamada-publica-para-contratacao-da-capacidade-de-transporte-no-gasbol> > Acesso em: 14 de jun. de 2020.

BAHIA, R. R. The role of natural gas in electricity generation and the CO<sub>2</sub> forest ecosystem balance in clean sustainable development. Anais do Canadian International Petroleum Conference 2001 Calgary (Canada), 2001.

BELCHIOR, C. R. P.; BARCELLOS, W. M.; DE BARROS PIMENTEL, V.S.; PEREIRA, P.P. Analysis of vehicles converted from gasoline to CNG using conversion devises (Kits). Anais do 10º Congresso e Exposições Internacionais da Tecnologia da Mobilidade, 2001, São Paulo. SAE Technical Papers, 2001.

BELTRÁN-JIMÉNEZ, K.; CHÁVEZ-RODRÍGUEZ, M. F.; SZKLO, A. Associated natural gas flare in the integrated market of the southern cone. Energy Strategy Reviews. v. 22, 2018. p.337-347.

BIANCHINI, M. Bolivia-Brazil pipeline SCADA provides advanced remote management capabilities. Pipeline and Gas Journal. v. 228, n. 8, 2001. p. 54-56.

BORGLI, F. S.; LONGA JR. M. V.; NUNES, I. P. Remote operations in Bolivia-Brazil gas pipeline - GASBOL. Anais do Proceedings of the 5th Biennial International Pipeline Conference, 2004, Calgary (Canada). v. 3, n. 388, 2004. p. 1989-1995.

CADE - CADE e Petrobras celebram acordo para venda de ativos no mercado de gás natural. Conselho Administrativo de Defesa Econômica. 2019. Disponível em: <<http://www.cade.gov.br/noticias/cade-e-petrobras-celebram-acordo-para-venda-de-ativos-no-mercado-de-gas-natural>> Acesso em: 30 de mai. de 2020

CARDIM, M. F. M.; GUIRADO, M. M.; DIBO, M. R.; NETO, F. C. Introduction and expansion of human American visceral leishmaniasis in the state of Sao Paulo, Brazil, 1999-2011. *Revista de Saúde Pública*. v. 7, n. 4, 2013.

CHÁVEZ-RODRÍGUEZ, M. F.; DIAS, L.; SIMÕES, S. G.; SEIXAS, J.; HAWKES, A.; SZKLO, A.; LUCENA, A.F.P. Modelling the natural gas dynamics in the Southern Cone of Latin America. *Applied Energy*. v. 201, 2017. p. 219-239.

CHÁVEZ-RODRIGUEZ, M. F.; GARAFFA, R.; ANDRADE, G.; CÁRDENAS, G.; SZKLO, A.; LUCENA, A.F.P. Can Bolivia keep its role as a major natural gas exporter in South America? *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. v. 33, 2016. p. 717-730.

CHUEKE, G. V.; AMATUCCI, M. O que é bibliometria? Uma introdução ao Fórum. *Revista Internext*. São Paulo, v. 10, n. 2, 2015. p. 1-5.

DOS SANTOS, S. P.; MOKHATAB, S. Transient simulation during gas pipeline design saves on later costs. *Pipeline and Gas Journal*. v. 235, n. 1, 2008. p. 28-32.

DOS SANTOS, S. P.; BITTENCOURT, M. A. S.; VASCONCELLOS, L. D. Compressor station availability - Managing its effects on gas pipeline operation. *Anais da 6º International Pipeline Conference, 2006*. Calgary (Canada), n.1, 2007. p. 855-863.

DOS SANTOS, S. P.; SALIBY, E. Compression Service Contracts - When is it Worth it?. PSIG Annual Meeting. Pipeline Simulation Interest Group Annual Meeting, Berna (Suíça), 2003. p. 15-17

ELSEVIER SCOPUS. Soluções. Disponível em: <<https://www.elsevier.com/solutions/scopus>> Acesso em: 10 de mai. de 2020

EMPRESA DE PESQUISA ENÉRGICA - EPE. Panorama da Indústria de Gás Natural na Bolívia. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites/pt/publicacoesdadosabertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao250/topico307/EPE%202017%20%20Panorama%20da%20Ind%20C3%BAstria%20d%20G%20C3%A1s%20Natural%20na%20Bol%20C3%ADvia%2022jun17.pdf>> Acesso em: 10 de mai. 2020.

EPBR. O cronograma da nova chamada pública do GASBOL. 10 de março de 2020. Disponível em: <<https://epbr.com.br/nova-chamada-publica-do-gasbol-vai-ofertar-10-milhoes-de-m%C2%B3-dia-de-gas-natural-dispensados-pela-petrobras/>> Acesso: 02 de jul. de 2020.

FALCETTA, F. A. M.; ZAMBON, R. C.; YEH, W.W.-G. Evolution of Storage Capacity in the Brazilian Hydropower System. Anais do World Environmental and Water Resources Congress, Water Without Borders, 2014, Portland (Estados Unidos), 2014. p. 1916-1925.

FERREIRA G. E. M.; SANTOS B. N.; DORVAL, C. M. E; RAMOS T. P. B.; PORROZZI, R.; PEIXOTO, A.; CUPOLILLO, E. The genetic structure of leishmania infantum populations in Brazil and its possible association with the transmission cycle of visceral leishmaniasis. PLoS ONEO. v. 7 n. 5., 2012.

FREITAS, J. C.; GONÇALVES, JR. A. A.; VIOTTI, M. R. A historical case in the Bolivia-Brazil natural gas pipeline: Five years of stress monitoring at the Curriola river slope. In: Rio Pipeline Conference, 2009. Technical Paper. Rio de Janeiro, 2009.

GARCÍA Kerdan, I.; JALIL-VEGA, F.; TOOLE, J.; GULATI, S.; GIAROLA, S.; HAWKES, A. Modelling cost-effective pathways for natural gas infrastructure: A southern Brazil case study. Applied Energy. v. 255, 2009.

GÁS NATURAL. Fundação Getúlio Vargas. Cadernos da FGV Energia: Caderno G. Novembro 2014. São Paulo. Disponível em: <[http://www.fgv.br/fgvenergia/caderno\\_gas\\_natural/files/assets/common/downloads/Caderno\\_G.pdf](http://www.fgv.br/fgvenergia/caderno_gas_natural/files/assets/common/downloads/Caderno_G.pdf)> Acesso em: 15 abr. de 2020.

GOSMANN, H. Integração Gasífera na América do Sul: estudo dos casos dos gasodutos Bolívia-Brasil (GASBOL) e Lateral-Cuiabá no contexto das relações bilaterais Bolívia-Brasil. Monografia, Instituto de Relações Internacionais UnB, Brasília, 2011.

GUERINI FILHO, M.; STEINMETZ, R. L. R.; BEZAMA, A.; HASAN C.; LUMI, M.; KONRAD, O. Biomass availability assessment for biogas or methane production in Rio Grande do Sul, Brazil. Clean Technologies and Environmental Policy. v. 21 n. 6, 2009. p.1353-1366.

HAGE, J. A. A. Bolívia, Brasil e o Gás natural: Um Breve Debate. Revista de Estudos e Pesquisas sobre as Américas, v. 2, n.1, 2008.

HARTLEY, P. R.; MEDLOCK III, K. B. Exploiting Bolivia's natural gas resources. Anais da 1º International Conference on Infrastructure Systems and Services: Building Networks for a Brighter Future, Rotterdam (Países Baixos), 2008.

HOLANDA, F. M. O gás natural no Mercosul: uma perspectiva brasileira. Brasília: FUNAG, 2001.

LAUREANO, F. H. G. C. A Indústria de Gás natural no Brasil e a Viabilização de seu Desenvolvimento. Monografia (Bacharelado em Economia), Rio de Janeiro: IE/UFRJ, 2002.

LEAL, F. I.; REGO, E. E.; RIBEIRO, C. O. Natural gas regulation and policy in Brazil: Prospects for the market expansion and energy integration in Mercosul. *Energy Policy*, v.128, 2019. p. 817-829.

MATHIAS, M. C.; SZKLO, A. Lessons learned from Brazilian natural gas industry reform. *Energy Policy*, Rio de Janeiro, v. 35, n. 12, 2007. p. 6478-6490.

MARES, D. R. Natural gas pipelines in the Southern Cone. In: VICTOR, G. D.; JAFFE, A. M.; HAYES, M. H. *Natural Gas and Geopolitics: From 1970 to 2040*. Cambridge - Reino Unido, Cambridge University Press, 2006. p. 169-201.

MENDES, A. P. A.; TEIXEIRA, C. A. N.; ROCIO, M. A. R.; CUPELLO, N. C.; COSTA, R. C.; DORES, P. B. Mercado de Gás natural no Brasil: desafios para novo ciclo de investimentos. GN – BNDES, Setorial 42, 2015. p. 427-470.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME. Boletim mensal de acompanhamento da indústria de gás natural - Destaques do mês de dezembro de 2019. n. 154, 2019.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME. Boletim mensal de acompanhamento da indústria de gás natural - Destaques do mês de dezembro de 2014. n. 93, 2014.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME. Boletim mensal de acompanhamento da indústria de gás natural - Destaques do mês de dezembro de 2009. n. 33, 2009.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME. Novo Mercado do Gás. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/web/guest/conselhos-e-comites/cmgn/novo-mercado-de-gasegt>> Acesso em: 10 de jun. 2020.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME. Estado plurinacional da Bolívia. Disponível em: <<http://www.itamaraty.gov.br/pt-BR/ficha-pais/4870-estado-plurinacional-da-bolivia>>. Acesso em: 07 de fev. de 2020.

MODESTO, M.; ENSINAS, A. V.; DIAS, M. O. S.; NEBRA, S. A., FILHO, R. M.; ROSSELL, C. E. V. Energy efficiency in anhydrous bioethanol production from sugarcane part 2: Cogeneration systems technology. *Anais do 22º International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems*, Foz do Iguaçu, 2009. p. 437-448.

ODÓÑEZ, R. Crise na Bolívia pode atrasar renegociação de acordo sobre gasoduto. *O Globo*, 12 dez. 2019. Disponível em: < <https://oglobo.globo.com/economia/crise-na-bolivia-pode-atrasar-renegociacao-de-acordo-sobre-gasoduto-24075735> >. Acesso em: 30 de mai. de 2020.

OLIVEIRA, A. M.; LÓPEZ, R. V. M.; DIBO, M. R.; RODAS L. A. C.; GUIRADO, M. M.; CHIARAVALLOTI-NETO F. Dispersão de *Lutzomyia longipalpis* e expansão da leishmaniose visceral no Estado de São Paulo, Brasil: identificação de fatores associados através da análise de sobrevida. *Vetores de parasitas*. v. 11, n. 503, 2018.

PAINTER, M.; CASTILLO, O. The impacts of large-scale energy development: Indigenous people and the Bolivia-Brazil gas pipeline. *Human Organization*. v. 73, n. 2, 2014. p. 116-127.

PASQUALI, A. K. S.; BAGGIO, R. A.; BOEGER W. A.; GONZÁLEZ-BRITEZ, N.; GUEDES, D. C.; CHAVES, E. C.; THOMAZ-SOCCOL, V. Dispersion of *Leishmania (Leishmania) infantum* in central-southern Brazil: Evidence from an integrative approach. *PLoS Neglected Tropical Diseases*. v. 13, n. 8, 2019.

PAZ ANTOLÍN, M. J.; RAMÍREZ CENDRERO, J. M. How important are national companies for oil and gas sector performance? Lessons from the Bolivia and Brazil case studies. *Energy Policy*. v. 61, n. 1, 2013. p. 707-716.

PENESE, M.; DAMASCENO, C.; BUCCI, A.; MONTANARI, G. Sigma® on knock phenomenon control of flexfuel engines. *SAE Technical Papers*. In: 14º Congresso e Exposição Internacionais da Tecnologia da Mobilidade, São Paulo, 2005.

PIQUET, R.; MIRANDA, E. A indústria de gás no Brasil: incertezas, implicações territoriais e perspectivas. *Novos Cadernos NAEA*. v. 12, n. 1, 2009. p. 51-66.

SCHWOB, M. R. V.; HENRIQUES JR. M.; SZKLO, A. Technical potential for developing natural gas use in the Brazilian red ceramic industry. *Applied Energy*, Rio de Janeiro, v. 86, n. 9, 2009. p. 1524-1531.

SEVÁ, A. D. P.; MAO, L.; GALVIS-OVALLOS F.; LIMA J. M. T.; VALLE, D. Risk analysis and prediction of visceral leishmaniasis dispersion in São Paulo State, Brazil. *PLoS Neglected Tropical Diseases*, v. 11, n. 2, 2017.

SOARES, P. B.; CALMON, J. L.; CASTRO, L. O. C. O. Análise bibliométrica da produção científica brasileira sobre Tecnologia de Construção e Edificações na base de dados Web of Science. *Ambiente Construído*, Porto Alegre, v. 16, n. 1, 2016. p. 175-185.

SULLIVAN, M. P.; SEELKE, C. R.; RUSH, R. G. Latin America: Energy supply, political developments and U.S. policy approaches. *Latin America: Energy and Politics*, 2010. p. 01-28.

TRANSPORTADORA BRASILEIRA GASODUTO BOLÍVIA-BRASIL (TBG) Informações técnicas do lado Brasileiro. Dez. 2014. Disponível em: <file:///C:/Users/Yuri/Downloads/Portaria%201-2003%20-%20\_I\_%20-%20\_f\_%20-%20Caract.%20F\_sicas%20e%20Cap.%20M\_xima-v2.pdf> Acesso em: 07 de fev. 2020.

VAN ECK, N. J.; WALTMAN, L. Software survey: VOSviewer, a computer program for bibliometric mapping. *Scientometrics*, v. 84, 2010. p. 523–538.

VASCONCELLOS, C. R. A.; FREITAS, J. C.; OLIVEIRA, H. R. A historical case in the Bolivia-Brazil natural gas pipeline: Slope on the curriola river. *Anais do 5th Biennial International Pipeline Conference*, 2004, Calgary. v. 1 (IPC04-0400), 2004. p. 251-257.

VELASCO, J. A.; FREITAS, J. C.; OLIVEIRA, H. R. Gas to liquids: A technology for natural gas industrialization in Bolivia. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, v. 2, n. 5, 2010. p. 222-228.

ZANETTI, A. A.; PELLEGRINI, L. F.; DE OLIVEIRA, S. JR. Thermo-economic analysis of a BIGCC cogeneration system using natural gas and sugarcane bagasse as complementary fuels. *Anais do 20º International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems*, Padova (Itália), v. 1, n. 1, 2007. p. 829-883.

## APLICAÇÃO DE APRENDIZADO DE MÁQUINA PARA PROJEÇÃO DO PREÇO HORÁRIO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS COMO SUPORTE ÀS ESTRATÉGIAS DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Cosme Rodolfo Roque dos Santos<sup>1</sup>  
Luiz Carlos Pereira da Silva<sup>1</sup>  
Roberto Castro<sup>2</sup>  
Rafael Francisco Marques<sup>3</sup>

<sup>1</sup>Universidade Estadual de Campinas

<sup>2</sup>Universidade de São Paulo

<sup>3</sup>Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica

DOI: 10.47168/rbe.v28i1.671

### RESUMO

Estimar o preço de um ativo financeiro ou de produtos comercializáveis é uma tarefa complexa e que pressupõe a disponibilidade de uma quantidade razoável de amostras de dados. No ambiente de comercialização de energia elétrica, a projeção do preço da energia no mercado de curto prazo em base horária é essencial para a tomada de decisão dentro desse complexo mercado e as particularidades do setor elétrico brasileiro tornam essa tarefa ainda mais complexa do que em outros mercados. Devido ao comportamento estocástico de algumas variáveis, como a vazão afluente às usinas hidrelétricas e a correlação entre as variáveis que afetam a geração de eletricidade, as técnicas estatísticas tradicionais de previsão de séries temporais apresentam uma complexidade adicional, quando se procura prever diferentes horizontes de análise. Para enfrentar essas complexidades dos métodos tradicionais de previsão, neste estudo apresenta-se uma nova abordagem baseada em metodologia de *Machine Learning* para previsão de séries temporais aplicadas no processo de previsão do PLD. A Base de Aprendizado do modelo é obtida a partir de informações públicas dos modelos oficiais do setor: NEWAVE, DECOMP e DESSEM. A aplicação da metodologia para casos práticos, utilizando-se de *back-test* com informações reais do setor elétrico brasileiro, demonstra que a linha de pesquisa é promissora, à medida que a aderência das projeções aos valores realizados é significativa.

Palavras-chave: Inteligência Artificial; Aprendizagem de Máquina; Preço da Liquidação das Diferenças; PLD; Estimativa de Preço; Planejamento Energético; Árvore de Decisão.

## ABSTRACT

Estimating the price of a financial asset or tradable product is a complex task that requires the availability of a reasonable amount of data samples. In the electricity trading environment, projecting the price of energy in the short-term market on an hourly basis is essential for decision making within this complex market, and the particularities of the Brazilian electricity sector make this task even more complex than in other markets. Due to the stochastic behavior of some variables, such as the inflow to hydroelectric plants and the correlation between the variables that affect electricity generation, the traditional statistical techniques of time series forecast presents an additional complexity, when trying to predict different analysis horizons. To face these complexities of traditional forecasting methods, this study presents a new approach based on Machine Learning methodology for time series forecasting applied in the PLD forecasting process. The Learning Base of the model is obtained from public information provided by the official models of the sector: NEWAVE, DECOMP, and DESSEM. The application of the methodology to practical cases, using a back-test with real information from the Brazilian electricity sector, demonstrates that the line of research is promising, as the adherence of the projections to the realized values is significant.

Keywords: Artificial Intelligence; Machine Learning; Settlement of Differences Price; PLD; Price Estimation; Energy Planning; Decision Tree.

## 1. INTRODUÇÃO

A utilização de técnicas computacionais na previsão de Séries Temporais é um dos campos mais ativos em pesquisas acadêmicas. Com o advento de técnicas de aprendizado de máquina, novos algoritmos estão sendo desenvolvidos e muitas vezes disponibilizados através de bibliotecas para uso em larga escala.

Neste estudo são discutidas algumas características da formação do Preço da Liquidação das Diferenças (PLD), e suas aplicações através de uma nova metodologia de previsão de séries temporais, utilizando técnicas de *Machine Learning*, mais especificamente o algoritmo XGBoost.

Estudos mais recentes utilizam abordagens híbridas de métodos tradicionais, como o ARIMA combinado com Redes Neurais (RESTON FILHO, AFFONSO AND DE OLIVEIRA 2012), contudo a utilização do XGBoost é uma abordagem relativamente nova para o setor elétrico. A utilização deste algoritmo na previsão de séries temporais tem sido fonte de estudo em outros setores da economia, e

o XGBoost apresentou resultados relevantes, como em (ZHANG, et al. 2021) e (ALIM, et al. 2020).

Neste estudo, as unidades temporais da série serão passadas para o modelo como variáveis de entrada, permitindo a representação das sazonalidades e ciclos temporais. Também é inserida no modelo uma variável que representa as características do Sistema Interligado Nacional, oriunda dos modelos oficiais NEWAVE, DECOMP e DESSEM. Diferentes horizontes de previsão serão fornecidos, e em especial para o curtíssimo e curto prazo, serão medidos os desempenhos das previsões (DOS SANTOS, CASTRO AND MARQUES 2021).

## 2. CARACTERÍSTICAS DA FORMAÇÃO DO PLD

O Sistema Interligado Nacional (SIN) é caracterizado pela interligação, através da Rede Básica de Transmissão de Energia Elétrica, de quatro subsistemas do país, definidos como Nordeste, Norte, Sul e Sudeste, este último em conjunto com o Centro-Oeste. O sistema interligado é operado centralizadamente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e é integrado por diferentes empresas de geração e transmissão de energia elétrica, que podem ser públicas ou privadas.

Dados da ANEEL, divulgados em Janeiro de 2022, indicam que 60,12% da demanda de energia elétrica é atendida a partir de Usinas Hidrelétricas (UHE), 8,95% por Usinas Térmicas (UTE) a gás natural, 5,02% por UTEs a combustíveis líquidos originados do petróleo, e 1,97% de UTEs a carvão mineral. A contabilização de todas estas fontes representa cerca de 76% do atendimento da demanda de energia (ANEEL 2022).

As fontes renováveis, como eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e solares, possuem um papel importante na composição da matriz de geração de energia elétrica, porém no processo de otimização da operação, a expectativa da geração renovável dessas usinas é abatida diretamente da Demanda Bruta de energia elétrica esperada, não sendo consideradas explicitamente no processo de otimização da operação centralizada.

Devido à natureza estocástica da Demanda Bruta e da geração renovável, esta operação permite apresentar uma parcela única ao modelo de otimização hidrotérmico, sendo esta parcela conhecida como a Demanda Líquida de energia, adotada como determinística (cenário único) no processo de cálculo do PLD.

Esta característica hidrotérmica do sistema tem impactos diretos no preço da energia elétrica gerada, tendo em vista que o custo para se gerar é uma função do despacho ótimo das fontes hidráulicas

e térmicas, com o objetivo de se minimizar o custo ao longo de um horizonte de operação.

Na precificação do PLD, os modelos computacionais utilizados pelo ONS para operar o SIN otimizam a operação e calculam o Custo Marginal de Operação (CMO). Tais modelos levam em consideração as constantes mudanças na condição operativa do sistema, em especial relacionadas às questões meteorológicas - favoráveis ou não à Energia Natural Afluente (ENA) e à Energia Armazenada (EAR) nos reservatórios das hidrelétricas - como também os Custos Unitários de Geração (CVU) de cada usina térmica.

### 2.1 Variável relacionada ao sistema hidrotérmico

A cadeia de modelos computacionais, mais especificamente o NEWAVE, DECOMP e DESSEM, é utilizada tanto pelo ONS quanto pela CCEE, contudo para objetivos diferentes. O ONS busca a melhor forma de operar o sistema elétrico, no intuito de garantir o suprimento da demanda pelo menor custo possível. Já a CCEE visa determinar o PLD, por submercado e com precificação horária, que será utilizado na contabilização do mercado de curto prazo (i.e. mercado *spot*) (CEPEL).

Para que haja uma conexão entre os resultados gerados pelas duas instituições, o ONS executa os modelos primeiramente, e em seguida a CCEE utiliza tais resultados e trata as restrições elétricas e unidades geradoras em testes, processa novamente os modelos, e por fim publica os preços (CEPEL).

O acoplamento entre os três modelos se dá através da Função de Custo Futuro (FCF). Esta função representa um custo associado a cada uma das diversas possíveis trajetórias das variáveis de estado e turbinagem de água dos reservatórios das usinas hidráulicas, em conjunto com as respectivas complementações térmicas, para atendimento da Demanda Líquida.

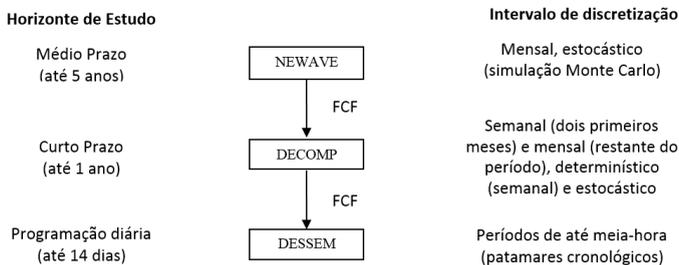


Figura 1 - Estrutura de acoplamento dos modelos

O cenário hidrológico é o principal responsável pela flutuação da FCF, portanto é mandatório incluir uma variável no modelo de *Machine Learning* que possa representar esta oscilação entre os diversos cenários. Neste trabalho será utilizada a variável PLD Semana Patamar como variável independente de entrada, da seguinte forma:

- Curtíssimo e Curto Prazo:
  - PLD Semana Patamar a partir do CMO do deck de saída do DESSEM e do DECOMP, especificamente a parte determinística dos modelos.
- Médio Prazo:
  - PLD Semana Patamar a partir do CMO do deck de saída do DECOMP, especificamente a parte estocástica do modelo.
- Longo Prazo
  - PLD Semana Patamar a partir do CMO do deck de saída do NEWAVE, apresentando uma abordagem estocástica dos cenários hidrológicos em mais longo prazo.

## 2.2 Variáveis temporais

O modelo de previsão de preço precisa considerar os padrões associados ao perfil temporal dos diversos horizontes considerados. Dessa forma, foram incluídas as seguintes variáveis independentes, conforme Tabela 1:

- Hora, podendo representar as oscilações horárias (i.e. horários de pico e vale dos preços), essenciais para a análise de curtíssimo prazo;
- Dia da Semana e Dia do Mês, podendo representar as oscilações dentro de uma mesma semana e mês, adequadas para análise de curto prazo (i.e. separação de dias úteis e fins de semana, feriados, início do mês, etc.);
- Mês, podendo representar os efeitos de eventos econômicos e meteorológicos anuais (i.e. período seco, período chuvoso, férias escolares, festas de fim de ano, carnaval, etc.).

Tabela 1 - Variáveis do modelo XGBoost do Sudeste, para o dia 17 de Abril de 2018

PLD Horário (R\$/MWh)	PLD Semana Patamar (R\$/MWh)	Ano	Mês	Dia	Dia da Semana	Hora
40,16	118,17	2018	4	17	1	0
40,16	118,17	2018	4	17	1	1
40,16	118,17	2018	4	17	1	2
40,16	118,17	2018	4	17	1	3
40,16	118,17	2018	4	17	1	4
40,16	118,17	2018	4	17	1	5
40,16	118,17	2018	4	17	1	6
40,16	125,33	2018	4	17	1	7
116,86	125,33	2018	4	17	1	8
119	125,33	2018	4	17	1	9
121,45	125,33	2018	4	17	1	10
121,45	125,33	2018	4	17	1	11
119,07	125,33	2018	4	17	1	12
121,41	125,33	2018	4	17	1	13
122,74	125,33	2018	4	17	1	14
123,81	125,33	2018	4	17	1	15
121,35	125,33	2018	4	17	1	16
119,11	125,33	2018	4	17	1	17
120,76	125,33	2018	4	17	1	18
119,16	125,33	2018	4	17	1	19
119,11	125,33	2018	4	17	1	20
119,1	125,33	2018	4	17	1	21
118,31	125,33	2018	4	17	1	22
114,26	125,33	2018	4	17	1	23

### 2.3 Variável de precificação horária (PLD horário)

Esta é a variável dependente e alvo da previsão. No intuito de se obter a correlação desta variável com todos os possíveis valores atribuídos às demais, ela faz parte da base de dados utilizada no processo de aprendizagem.

O histórico de PLD horário utilizado se inicia no dia 17 de abril de 2018 e se estende até a data de 16 de julho de 2021, com atualização diária, sendo que o valor horário do PLD passou a ser utilizado efetivamente na contabilização da CCEE a partir de 1/1/2021. Entre

abril de 2018 e dezembro de 2020, o parâmetro foi calculado em modo experimental, conhecido como “Operação Sombra”.

### 3. O MÉTODO DE *MACHINE LEARNING*: ÁRVORES DE DECISÃO

#### 3.1 Conceitos

Árvores de Decisão são estruturas ramificadas com três tipos de nós, utilizadas na classificação dos dados. O nó raiz representa todo o conjunto de dados. Após ele, há os nós internos, que representam as variáveis do conjunto de dados e os critérios de decisão para novas ramificações. Em resumo, cada nó interno irá conter uma comparação de uma determinada variável  $x_i \in X$  - também denominada variável independente ou de entrada do modelo - em relação a um valor específico, como por exemplo  $x_i \geq 23,7$ ? (SKIENA 2017)

A partir da resposta a esta comparação apresentada neste nó interior, podendo assumir valores VERDADEIRO ou FALSO, haverá uma nova ramificação à esquerda ou direita. Esta ramificação irá continuar até não haver mais possibilidade de se avançar, seja pelo fato de todas as variáveis terem sido inseridas no modelo, ou por todas as amostras terem sido classificadas corretamente. O último nó da árvore é chamado de folha, e consiste na variável alvo da previsão, comumente denominada variável dependente e com notação  $y_i$ .

As estruturas mais comuns e utilizadas são chamadas de CART (*Classification and Regression Trees*) devido sua aplicabilidade em diversas classes de problemas, que envolvem a classificação e regressão.

Como vantagem em se utilizar este tipo de estrutura, podemos listar, conforme apresentado por (SKIENA 2017):

- Não linearidade, devido à possibilidade de poder representar fronteiras complexas de classificação de dados, através de ramificações lógicas;
- Suporte a variáveis categóricas, que resultam em resultados binários, VERDADEIRO ou FALSO, por exemplo;
- Interpretabilidade, devido à facilidade em ter uma estrutura auto-explicativa;
- Robustez, devido à possibilidade de crescimento exponencial de novas variáveis e possíveis testes;
- Aplicação em problemas de regressão, além das tradicionais aplicações de classificação no universo de Ciência de Dados. Esta vantagem é crucial para ser possível obter uma previsão de um valor numérico, alvo deste estudo.

### 3.2 O Modelo XGBoost

Matematicamente, é possível representar a previsão das variáveis dependentes  $\hat{y}$  como função de todas as árvores  $f_k$  e variáveis independentes  $x_i$ :

$$\hat{y}_i = \phi(x_i) = \sum_{k=1}^K f_k(x_i), \quad f_k \in \mathcal{F} \quad (1)$$

Na Equação 1,  $F = \{f(x) = \omega_{q(x)}\}$  é o espaço de árvores CARTs criado a partir do treinamento aditivo detalhado posteriormente no item 3.4, sendo que  $q: R^m \rightarrow T$  é a estrutura de cada árvore que mapeia uma entrada ao respectivo indicador do nó folha, e  $\omega \in R^T$  representa o peso de cada nó folha.

Uma vez definido o modelo que irá ser utilizado na previsão, a função objetivo que deverá ser minimizada para otimização será:

$$\mathcal{L}(\theta) = \sum_i l(y_i - \hat{y}_i) + \sum_k \Omega(f_k) \quad (2)$$

$$\text{Onde } \Omega(f) = \gamma T + \frac{1}{2} \lambda \|\omega\|^2$$

O componente  $l$  da equação acima representa a função de perda e mede a diferença entre a previsão  $\hat{y}_i$  e o realizado  $y_i$ . O segundo componente  $\Omega$  controla sua simplicidade, evitando assim o *overfitting*.

O algoritmo XGBoost utiliza a técnica de descida de gradiente para otimizar a função objetivo  $\mathcal{L}(y, \hat{y})$  de forma iterativa, calculando  $\partial_y \mathcal{L}(y, \hat{y})$  na direção do gradiente que minimiza a função.

Para realizar o cálculo do gradiente, as derivadas de primeira e segunda ordem são utilizadas. Adicionalmente, ao considerar que não há derivadas de segunda ordem para todas as funções objetivo geradas, e que é possível retirar os termos constantes da função objetivo, é possível defini-la conforme a Equação 3 para a iteração  $t$ :

$$\mathcal{L}^t = \sum_{i=1}^n \left[ g_i f_t(x_i) + \frac{1}{2} h_i f_t^2(x_i) \right] + \Omega(f_t) \quad (3)$$

Matematicamente, é possível representar uma árvore de decisão como uma função  $f_t$ , onde  $x$  representa cada dado do grupo de treinamento,  $q(x)$  representando o nó folha e  $\omega$  representando o peso ou nota:

$$f_t(x) = \omega_{q(x)} \quad (4)$$

Ao se definir  $I_j = \{i \mid q(x_i) = j\}$  como o conjunto de dados associado ao nó folha  $j$ , é possível reescrever a Equação 3 da seguinte forma:

$$\mathcal{L}^t = \sum_{j=1}^T \left[ \left( \sum_{i \in I_j} g_i \right) \omega_j + \frac{1}{2} \left( \sum_{i \in I_j} h_i + \lambda \right) \omega_j^2 \right] + \gamma T \quad (5)$$

E ao se considerar uma estrutura fixa  $q(x)$ , é possível definir o peso ótimo  $\omega_j^*$  do nó folha  $j$  da seguinte forma:

$$\omega_j^* = - \frac{\sum_{i \in I_j} g_i}{\sum_{i \in I_j} h_i + \lambda} \quad (6)$$

E por fim, o valor encontrado para o peso na Equação 6 pode ser aplicado na função objetivo. Conforme proposto por (CHEN AND GUESTRIN 2016), o valor da função (3) pode ser utilizado como o índice de impureza, similar ao que o índice Gini representa para outros algoritmos baseados em estruturas de árvores. Contudo, este novo índice possui uma abrangência muito maior, tanto em termos de possibilidade de novas árvores, como também na análise de tendências que indicam se irão otimizar o modelo ou não. A Equação 3 pode ser reescrita conforme (7) ao aplicar  $\omega_j^*$  para um estrutura fixa  $q(x)$ .

$$\mathcal{L}^t = -\frac{1}{2} \left( \frac{(\sum_{i \in I_j} g_i)^2}{\sum_{i \in I_j} h_i + \lambda} \right) + \gamma T \tag{7}$$

### 3.3 O algoritmo ganancioso

O processo de criação da árvore de decisão, baseado na técnica de descida de gradiente, busca resolver dois problemas. O primeiro está relacionado com a busca de uma estrutura otimizada de árvore que facilite o processo de previsão do modelo, e o segundo está relacionado ao processo de associação dos pesos, ou nota, a cada nó folha.

Tendo em vista a dificuldade em enumerar todas as possíveis estruturas de árvore  $q$ , o algoritmo procura o melhor ponto de divisão e ramificação da árvore, com o intuito de otimizar a função objetivo. Portanto, para cada nova possível ramificação é calculado o  $\mathcal{L}_{split}$ , ou ganho, partindo do nó raiz  $R$  e com destino aos nós folha da esquerda  $E$  da direita  $D$ , conforme (8). Em avanço, o ganho  $\mathcal{L}_{split}$  é um importante indicador da importância das variáveis utilizadas, e posteriormente será avaliado o valor obtido.

$$\begin{aligned} \mathcal{L}_{split} &= \mathcal{L}_E + \mathcal{L}_D - \mathcal{L}_R - \gamma \\ &= \frac{1}{2} \left[ \frac{(\sum_{i \in I_E} g_i)^2}{\sum_{i \in I_E} h_i + \lambda} + \frac{(\sum_{i \in I_D} g_i)^2}{\sum_{i \in I_D} h_i + \lambda} - \frac{(\sum_{i \in I_R} g_i)^2}{\sum_{i \in I_R} h_i + \lambda} \right] - \gamma \end{aligned} \tag{8}$$

Na Equação 8 há dois parâmetros importantes utilizados no ajuste do modelo XGBoost. O primeiro é o  $\gamma$ , com o papel de tornar o algoritmo mais conservador, uma vez que uma nova ramificação só será possível para  $\mathcal{L}_{split} > 0$ . Portanto, à medida que  $\gamma$  aumenta, maior a pressão para que os termos  $\mathcal{L}_E$  e  $\mathcal{L}_D$  sejam grandes para se justificar uma nova ramificação. O segundo é o  $\lambda$ , que tem por função criar uma regularização nos pesos, diminuindo assim a sensibilidade que uma única amostra pode apresentar para o modelo.

Uma vez concluída a estrutura da árvore, o próximo passo é associar um peso ou nota para cada nó folha conforme Equação 6.

Posteriormente, após a conclusão do treinamento aditivo apresentado abaixo, o valor final da previsão será definido pela somatória de cada peso, presente em cada árvore criada, multiplicado pela taxa de aprendizagem  $v$  a partir da segunda árvore.

### 3.4 Treinamento aditivo

O Algoritmo Ganancioso define um método eficiente de criação das árvores  $f_t(x)$ , possibilitando o avanço em direção à diminuição da função de perda  $L$  da Equação 2. O próximo passo é realizar novas iterações deste algoritmo e adotar uma estratégia aditiva para considerar o avanço no aprendizado. Desta forma, é possível escrever o valor de saída do passo  $t$  conforme abaixo (XGBoost DEVELOPERS 2021), em linha com o que já foi descrito na Equação 1:

$$\begin{aligned} \hat{y}_i^{(0)} &= 0 \\ \hat{y}_i^{(1)} &= \hat{y}_i^{(0)} + f_1(x_i) \\ \hat{y}_i^{(2)} &= \hat{y}_i^{(1)} + f_2(x_i) \\ &\dots \\ \hat{y}_i^{(t)} &= \sum_{k=1}^t f_k(x_i) = \hat{y}_i^{(t-1)} + f_t(x_i) \end{aligned} \quad (9)$$

Para controlar a taxa de aprendizado do modelo, é incorporado um parâmetro  $v$ , conhecido com taxa de aprendizado, que multiplica cada nova função  $f_i$ . Ele foi proposto por Friedman (FRIEDMAN 1999) e pode adotar valores entre 0 e 1. Valores pequenos tornam o modelo menos suscetível a interferências de novas árvores, facilitando a generalização e consequentemente impedindo o *overfitting*. Contudo, sua diminuição aumenta o risco de não se alcançar o valor ótimo com um número específico de iterações.

Em termos práticos, o treinamento aditivo do XGBoost criou um modelo com 100 árvores CART sequenciais ( $n\_estimators=100$ ), de acordo com o conceito de ensemble. Esta estratégia permitiu uma boa generalização do modelo, contudo o processo de criação de todas as árvores demanda um tempo considerável para sua conclusão, alcançando até 7 horas para a conclusão de previsões de longo prazo. Vale destacar que o computador utilizado é uma máquina de uso pessoal e com pouca capacidade de processamento, o que justifica grande parte do tempo utilizado para a definição do modelo de longo prazo.

## 4. RESULTADOS

### 4.1 Importância das variáveis

Os resultados abaixo apresentam indicadores importantes sobre a estrutura em árvore obtida a partir do treinamento do método XGBoost. Para facilitar a apresentação dos resultados, foram extraídos indicadores para os modelos de Previsão de Curto e Curtíssimo prazo de dias úteis. Contudo a metodologia seria a mesma para a aplicação em finais de semana e feriados.

#### 4.1.1 Critério de ganho

Em relação aos indicadores, o primeiro é chamado de Ganho, apresentado anteriormente como  $\mathcal{L}_{split}$  na Equação 8, e indica o valor médio de Ganho de uma variável utilizada na criação de novas ramificações. Um maior valor de Ganho de uma variável, em relação às demais, representa sua maior importância em gerar previsões. Vale ressaltar que os valores de Ganho estão normalizados de forma que a somatória de todos os Ganhos será igual a 1.

Nas Figuras 3 a 6 temos as variáveis sendo representadas pelas siglas  $f0$  (PLD Semana Patamar),  $f1$  (Mês),  $f2$  (Dia),  $f3$  (Dia da Semana) e  $f4$  (Hora). Para todos os modelos, foi verificado que o PLD Semana Patamar se sobressai às demais variáveis, com valores de Ganho médio variando de 0,78 para o Nordeste a 0,9 para o Norte.

A segunda variável de destaque neste quesito é o Mês, em especial para o Nordeste, devido a menor participação do PLD Semana Patamar neste submercado.

Com relação às variáveis Dia da Semana e Hora, elas apresentaram os menores ganhos. À medida que o modelo evolui, com a inclusão de novas amostras e outras variáveis independentes do SIN, estas duas variáveis podem ser candidatas a serem removidas, a depender da melhora de dois fatores: precisão e tempo de processamento.

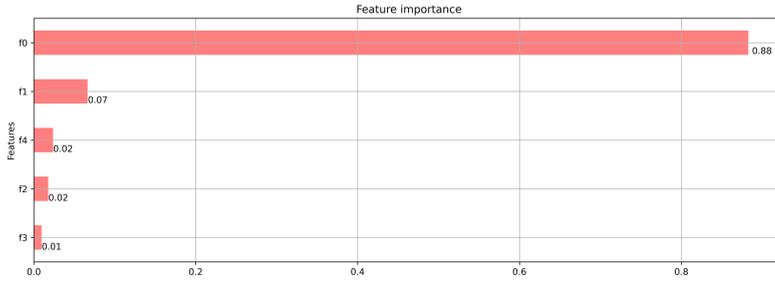


Figura 2 - Importância da variável (critério Ganho) – Sudeste

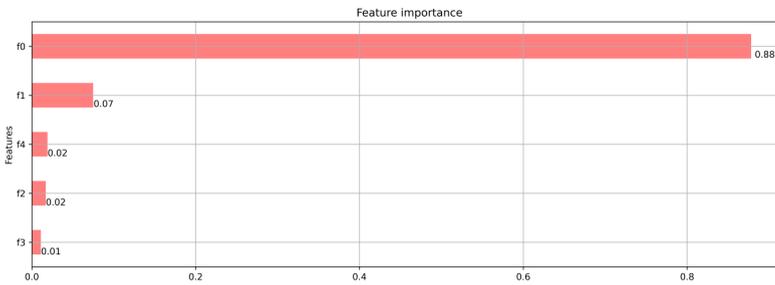


Figura 3 - Importância da variável (critério Ganho) – Sul

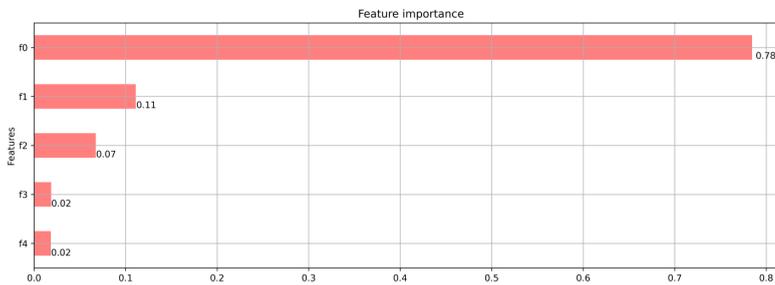


Figura 4 - Importância da variável (critério Ganho) – Nordeste

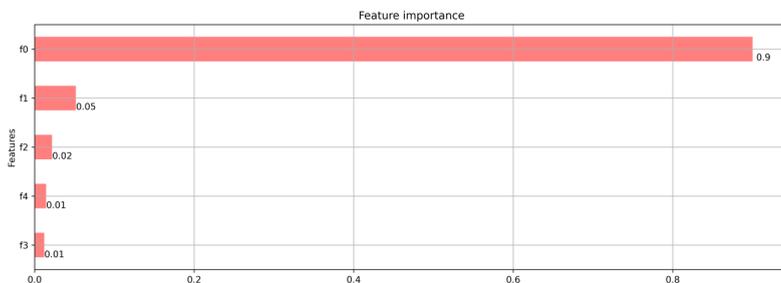


Figura 5 - Importância da variável (critério Ganho) – Norte

#### 4.1.2 Critério de peso

O segundo indicador é chamado de Peso e representa a frequência com que esta variável foi utilizada para se gerar novas ramificações. Um maior valor de Peso de uma variável, em relação às demais, também indica sua maior importância na definição do modelo de previsão.

De forma análoga ao verificado com o Ganho, a variável PLD Semana Patamar foi o destaque, com uma utilização variando entre 607 vezes para o Nordeste a 717 vezes no Sul. E com o pior desempenho neste quesito, a variável Dia da Semana apresentou uma utilização variando entre 86 para o Sudeste e 108 para o Norte.

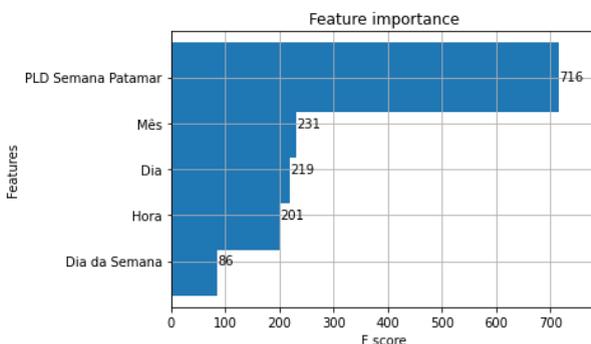


Figura 6 - Importância da variável (critério Peso) – Sudeste

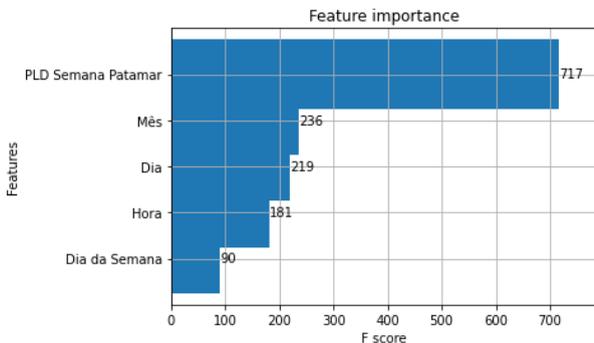


Figura 7 - Importância da variável (critério Peso) – Sul

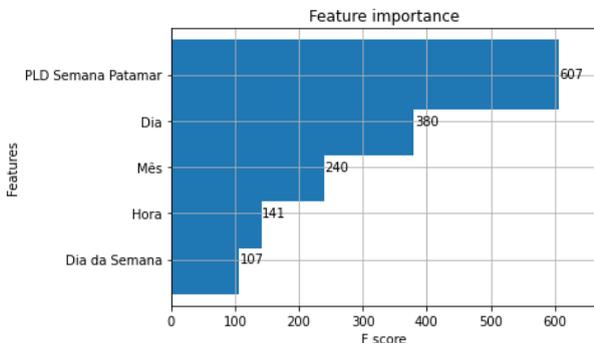


Figura 8 - Importância da variável (critério Peso) – Nordeste

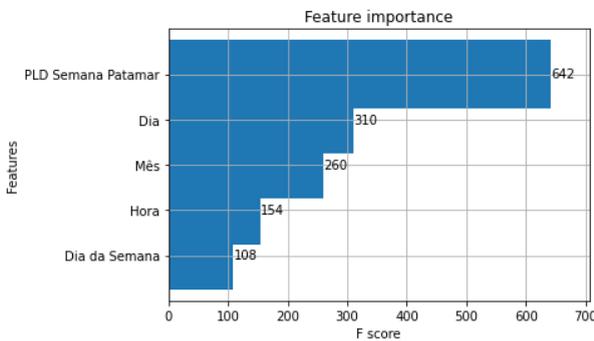


Figura 9 - Importância da variável (critério Peso) – Norte

## 4.2 Curtíssimo prazo

Para a avaliação do desempenho da previsão de curtíssimo e curto prazo, foram utilizadas duas métricas comumente empregadas em modelos de regressão linear, que são o MAPE e RMSE (Erro Percentual Absoluto Médio e Raiz Quadrada do Erro Médio, respectivamente).

Um terceiro indicador foi especialmente criado, chamado de IAT (Índice de Acerto na Tendência), e representa a aderência entre a variação do PLD real, verificado entre horas subsequentes, com a variação prevista nesses mesmos períodos. Para exemplificar, considere que entre as horas 00:00 e 01:00 de um determinado dia foi previsto um aumento do PLD, e ao se verificar o PLD real para o mesmo período, foi constatado que o PLD também apresentou aumento. Neste exemplo, será atribuída uma nota 1 para este acerto, e caso não fosse similar, seria atribuída a nota 0.

Este indicador visa dotar o decisor da sensibilidade sobre o que esperar do comportamento do preço no horizonte de análise, respondendo com certa acurácia à pergunta: “Nesse horizonte o PLD vai subir ou vai baixar”?

Após a análise de todos os intervalos, todas as notas são somadas e o resultado é dividido pela máxima pontuação possível, que é 24 (número de horas do dia). O Resultado, multiplicado por 100, irá representar uma nota percentual da aderência entre a Previsão e o Realizado, na variação do PLD.

$$nota_i = \begin{cases} 1, & \text{Se } Prev_i > Prev_{i+1} \text{ e } Real_i > Real_{i+1}, \text{ ou } Prev_i < Prev_{i+1} \text{ e } Real_i < Real_{i+1} \\ 0, & \text{caso contrário.} \end{cases} \quad (10)$$

$$IAT = \frac{\sum_{i=1}^{24} nota_i}{24} \times 100$$

Sendo:

*Prev<sub>i</sub>*=Variável do Aumento ou Diminuição do PLD previsto, para o período *i*

*Real<sub>i</sub>*=Variável do Aumento ou Diminuição do PLD real, para o período *i*

*nota<sub>i</sub>*=nota atribuída para o acerto da previsão, para o período *i*

#### 4.2.1 Desempenho da previsão até o primeiro dia à frente

Neste método de análise de desempenho, a previsão de um dia à frente levou em consideração a inclusão do dia anterior na Base de Aprendizado. Esta estratégia permitiu manter o modelo o mais atualizado possível, no que se refere às correlações de variáveis do modelo do SIN, embutidas na variável de PLD Semana Patamar, com o PLD Horário a ser previsto.

O período previsto foi dividido em discretizações horárias das 00h do dia 17 de Julho de 2021 às 23h do dia 23 de Julho de 2021, e as parciais de MAPE, RMSE e IAT podem ser visualizadas na Tabela 2.

Tabela 2 - Resultado das previsões de um dia à frente

Sudeste	MAPE (%)	RMSE (R\$/MWh)	IAT (%)	Sul	MAPE (%)	RMSE (R\$/MWh)	IAT (%)
17-07-2021 sábado	1,67	11,73	65,22	17-07-2021 sábado	3,04	20,79	56,52
18-07-2021 domingo	5,92	40,32	82,61	18-07-2021 domingo	4,49	30,75	73,91
19-07-2021 segunda	1,25	10,6	73,91	19-07-2021 segunda	1,06	8,06	73,91
20-07-2021 terça	1,09	7,08	73,91	20-07-2021 terça	0,92	6	60,87
21-07-2021 quarta	2,38	15,52	82,61	21-07-2021 quarta	2,19	16,52	65,22
22-07-2021 quinta	1,21	8,25	65,22	22-07-2021 quinta	1,26	8,65	56,52
23-07-2021 sexta	0,81	5,15	60,87	23-07-2021 sexta	0,85	5,67	78,26
<b>Médias</b>	<b>2,05</b>	<b>11,3</b>	<b>72,05</b>	<b>Médias</b>	<b>1,97</b>	<b>13,78</b>	<b>66,46</b>
Nordeste	MAPE (%)	RMSE (R\$/MWh)	IAT (%)	Norte	MAPE (%)	RMSE (R\$/MWh)	IAT (%)
17-07-2021 sábado	1,33	10,81	47,83	17-07-2021 sábado	2,18	14,53	60,87
18-07-2021 domingo	5,08	32,12	69,57	18-07-2021 domingo	4,72	30,38	69,57
19-07-2021 segunda	1,30	9,69	69,57	19-07-2021 segunda	1,48	12,65	73,91
20-07-2021 terça	1,49	10,94	73,91	20-07-2021 terça	0,56	4,1	73,91
21-07-2021 quarta	2,48	16,63	52,17	21-07-2021 quarta	1,84	14,97	73,91
22-07-2021 quinta	1,67	11,13	47,83	22-07-2021 quinta	0,81	7,23	65,22
23-07-2021 sexta	1,86	16,31	69,57	23-07-2021 sexta	1,00	6,66	73,91
<b>Médias</b>	<b>2,17</b>	<b>15,38</b>	<b>61,49</b>	<b>Médias</b>	<b>1,80</b>	<b>12,93</b>	<b>70,19</b>

Para exemplificar o perfil de movimento do PLD no período, em comparação com a previsão, seguem abaixo as visualizações por submercado, para o dia 19 de Julho de 2021, uma segunda-feira.

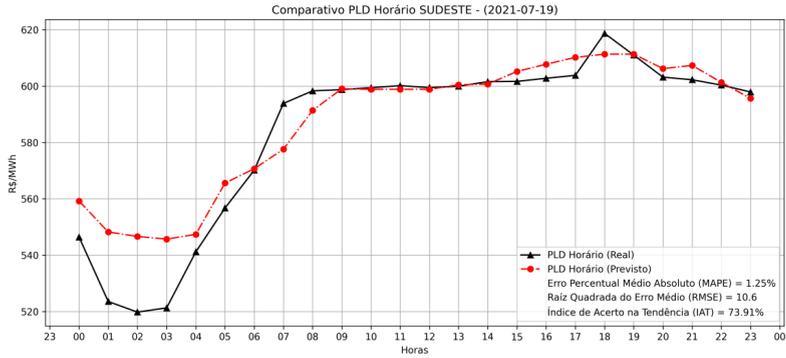


Figura 10 – Exemplo de previsão de curtíssimo prazo Sudeste (19/07/2021)

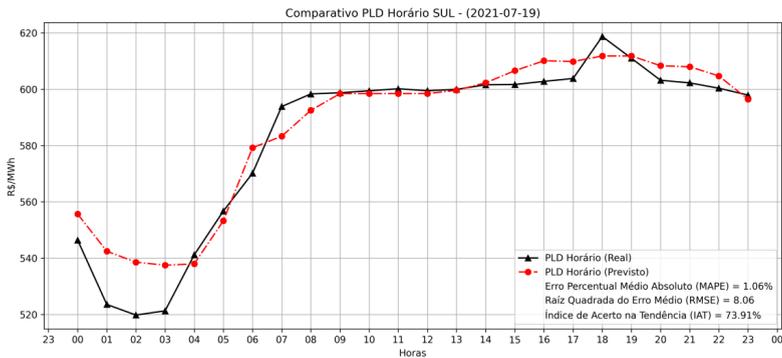


Figura 11 - Exemplo de previsão de curtíssimo prazo Sul (19/07/2021)

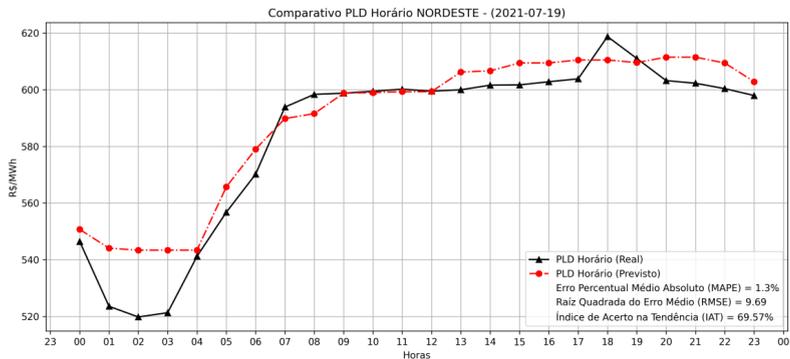


Figura 12 - Exemplo de previsão de curtíssimo prazo Nordeste (19/07/2021)

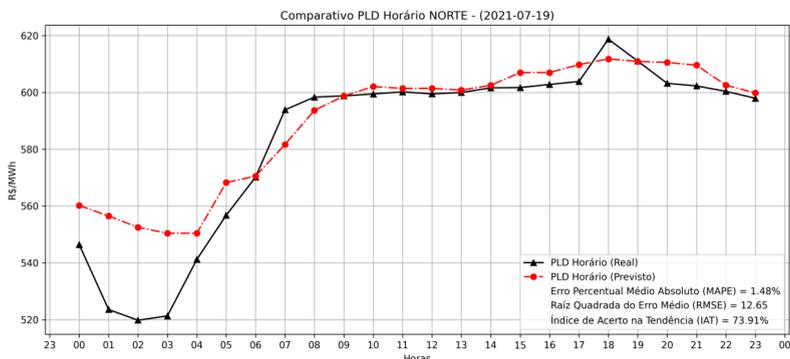


Figura 13 - Exemplo de previsão de curtíssimo prazo Norte (19/07/2021)

#### 4.2.2 Desempenho da previsão até o sétimo dia à frente

Neste método, foi realizada uma previsão do PLD com horizonte de sete dias à frente. Para isso, o modelo foi treinado apenas no início do processo, ou seja, à medida que os dias evoluíam dentro do horizonte não houve novas atualizações do modelo. Ao final do período de sete dias, foi medida sua assertividade com base na visão inicial.

Na Tabela 3 se encontram os resultados da previsão realizada no dia 16 de Julho de 2021, para o período de 17 a 23 de Julho de 2021.

Tabela 3 - Resultado das previsões de uma semana à frente

	MAPE (%)	RMSE (R\$/MWh)	IAT (%)
Sudeste	1,77	15,10	73,81
Sul	2,14	17,22	69,64
Nordeste	2,08	17,32	60,71
Norte	1,84	14,56	72,62

O perfil da previsão em comparação aos valores reais pode ser visualizado nas Figuras abaixo.

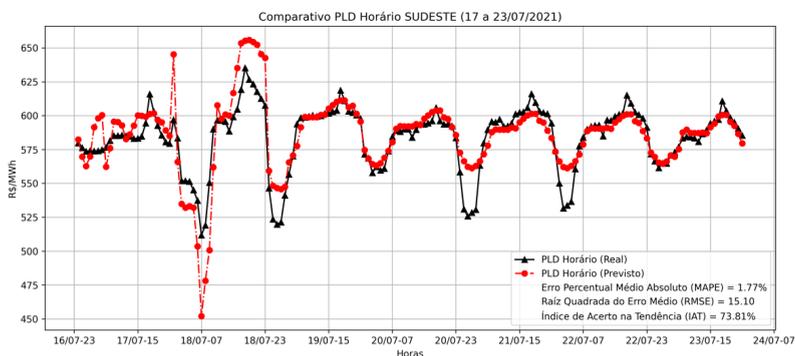


Figura 14 - Previsão sete dias à frente para o Sudeste

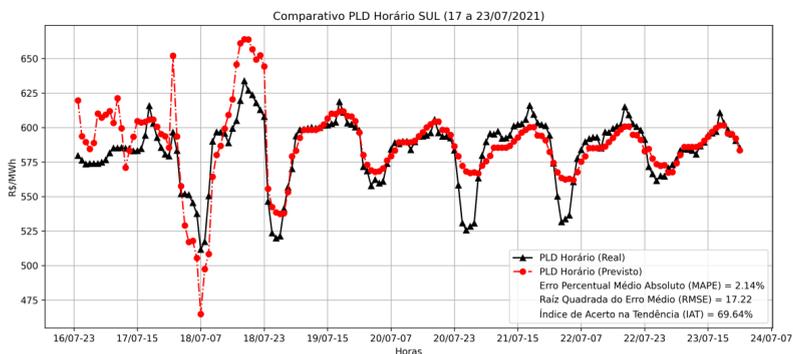


Figura 15 - Previsão sete dias à frente para o Sul

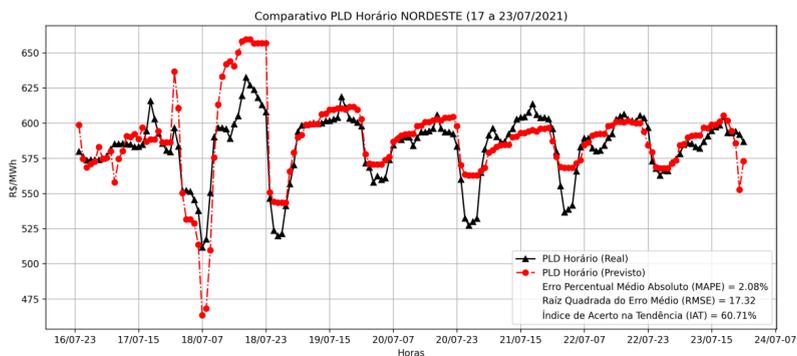


Figura 16 - Previsão sete dias à frente para o Nordeste

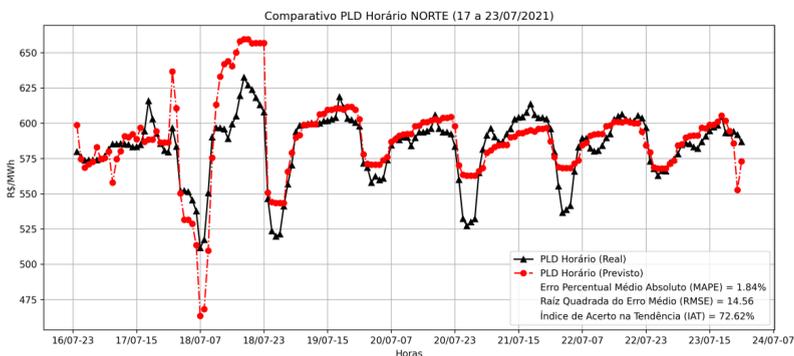


Figura 17 - Previsão sete dias à frente para o Norte

#### 4.2.3 Comentários

As previsões de curtíssimo e curto prazo apresentaram uma boa assertividade, conforme demonstrado pelos índices MAPE, RMSE e IAT.

Para a previsão de um dia à frente, o índice MAPE variou entre 0,56% para o submercado Norte a 5,92% para o submercado Sudeste. O erro médio indicado pelo índice RMSE variou entre 4,10 a 40,32 R\$/MWh. O IAT variou entre 47,83% para o submercado Nordeste e 82,61% para o submercado Sudeste.

Para a previsão de sete dias à frente, os valores de MAPE,

RMSE e IAT se aproximaram do valor médio dos mesmos índices, obtidos pelo cálculo da média das previsões de um dia à frente. O menor MAPE para sete dias à frente, de 1,77%, foi registrado para o Sudeste, e o maior, de 2,14%, foi para o Sul. Em termos comparativos, os MAPEs médios de um dia à frente foram de 2,05% e 1,97%, respectivamente para os submercados Sudeste e Sul. Os outros índices também apresentaram essa similaridade.

Ao se comparar o desempenho das previsões entre os submercados, verifica-se que o Nordeste apresenta o menor desempenho entre todos, apresentando os piores MAPE, RMSE e IAT na previsão de um dia à frente e o piores RMSE e IAT na previsão de sete dias à frente.

Parte do desempenho inferior pode ser explicada pela menor correlação Pearson – entre o PLD Semana Patamar de entrada e o PLD Horário previsto - descrita na Tabela 4, e menores valores dos indicadores de Ganho e Peso do PLD Semana Patamar, descritos nos itens 4.1.1 e 4.1.2, ao se comparar com os demais submercados. Um dos motivos deste comportamento é o maior impacto do perfil estocástico da geração renovável no preço do PLD horário.

Tabela 4 - Correlação entre o PLD Horário e o PLD Semana Patamar

	Correlação Pearson ( $\rho$ )
Sudeste	0,929
Sul	0,923
Nordeste	0,851
Norte	0,933

### 4.3 Curto prazo

#### 4.3.1 Desempenho da previsão até o primeiro mês à frente

De forma análoga à previsão e análise de desempenho de sete dias à frente, neste método a atualização do modelo ocorre no dia da publicação da previsão, e seu desempenho é medido ao final do período do primeiro mês. Para a análise, foi definido um limite de um mês de previsão, contudo esta análise pode ser estendida para até dois meses, conforme arquivos públicos fornecidos pelo DECOMP. A partir do terceiro mês em diante, a previsão adquire caráter informativo de

tendências conjunturais do setor.

Para este horizonte, a data da publicação coincide com a reunião da Programação Mensal da Operação (PMO), realizada na última sexta-feira do mês anterior à vigência desta programação. No caso da previsão abaixo, a data do PMO foi 25 de Junho de 2021, para a programação do mês de Julho de 2021.

Em resumo, as parciais de MAPE, RMSE e IAT obtidas constam na Tabela 5.

Tabela 5 - Resultado das previsões de um mês à frente

	MAPE (%)	RMSE (R\$/MWh)	IAT (%)
Sudeste	14,00	87,27	60,08
Sul	13,00	81,97	46,64
Nordeste	9,06	63,94	46,24
Norte	13,16	82,41	54,03

O perfil da previsão em comparação aos valores reais pode ser visualizado nas figuras abaixo.

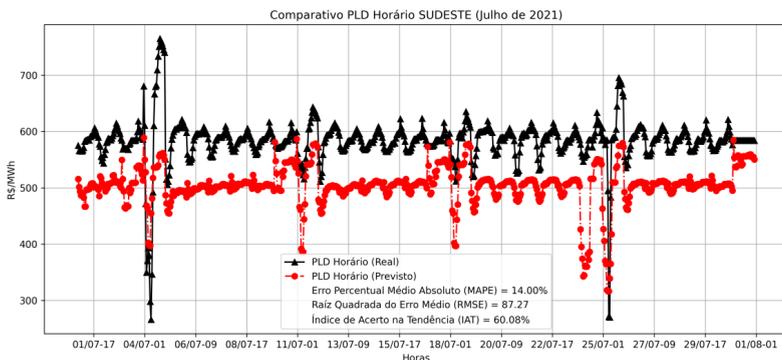


Figura 18 - Previsão um mês à frente para o Sudeste

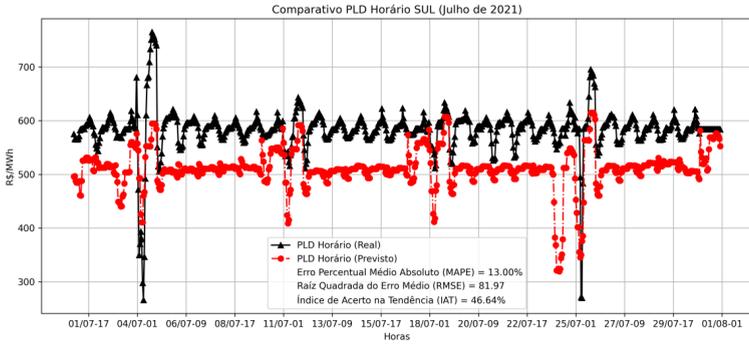


Figura 19 - Previsão um mês à frente para o Sul

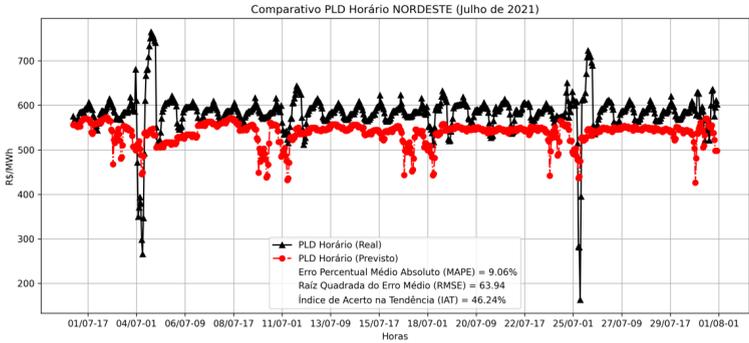


Figura 20 - Previsão um mês à frente para o Nordeste

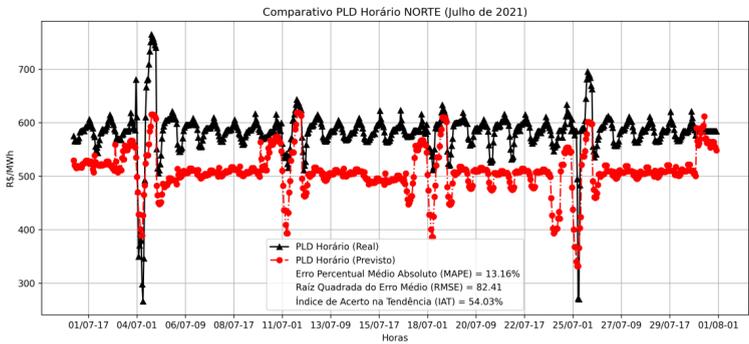


Figura 21 - Previsão um mês à frente para o Norte

### 4.3.2 Comentários

A previsão de curto prazo apresenta uma volatilidade superior à de curtíssimo prazo, devido às atualizações do PLD Semana Patamar que ocorrem entre a disponibilização do estudo de curto prazo, a partir da  $rv_0$ , até a efetiva divulgação do PLD Semana Patamar que será vigente para a semana em questão.

Para entender um pouco sobre a volatilidade do PLD Semana Patamar, a Tabela 6 disponibiliza os valores destas variáveis, divididas em Patamares Pesado, Médio e Leve, em cada revisão intermediária do DECOMP para o submercado Sudeste. Conforme visto na Tabela 4, o submercado Sudeste é o segundo melhor em termos de Correlação Pearson, portanto um valor informado no início do processo terá um impacto ainda mais relevante.

Tabela 6 - Evolução dos PLDs Semana Patamar (Jul e Ago/21)

Revisões DECOMP	Patamar	Semana 1 (R\$/MWh)	Semana 2 (R\$/MWh)	Semana 3 (R\$/MWh)	Semana 4 (R\$/MWh)	Semana 5 (R\$/MWh)	Semana 6 (R\$/MWh)
$rv_0$ (26/06/21)	Pesado	824,72	820,92	819,3	823,72	820,74	820,86
	Médio	819,73	817,74	816,9	821,31	819,28	820,86
	Leve	806,22	806,67	807,75	809,47	807,74	803,81
$rv_1$ (03/07/21)	Pesado	-	823,95	827,28	823,99	821,31	823,93
	Médio	-	822,04	824,1	821,2	821,31	822,02
	Leve	-	807,81	810,19	810,11	808,26	806,82
$rv_2$ (10/07/21)	Pesado	-	-	902,04	898,89	891,17	885,6
	Médio	-	-	895,29	894,9	891,06	885,58
	Leve	-	-	877,12	877,79	870,98	865,65
$rv_4$ (17/07/21)	Pesado	-	-	-	933,78	928,62	923,04
	Médio	-	-	-	927,27	927,53	923,04
	Leve	-	-	-	911,76	907,65	902,2
$rv_4$ (24/07/21)	Pesado	-	-	-	-	1014,81	1009,07
	Médio	-	-	-	-	1008,26	1004,9
	Leve	-	-	-	-	983,31	981,47

Conforme a Tabela 6, os valores de PLD Semana Patamar para a Semana 5 (24 a 30 de Julho de 2021), divulgados na revisão intermediária  $rv_4$ , são 23,65%, 23,07% e 21,74% maiores do que as divulgadas na  $rv_0$  para os Patamares Pesado, Médio e Leve respectivamente.

Este mesmo padrão de volatilidade pode ser visto na Semana 6, que por ser a última representa os PLDs Semana Patamar médios a serem utilizados para todo o segundo mês. Neste caso os índices MAPE, RMSE e IAT, do segundo mês, serão ainda mais impactados, pois todas as semanas do mês irão sofrer com PLDs Semana Patamar aproximadamente 22% menores.

Mesmo com todo este cenário de volatilidade do PLD Semana Patamar utilizado como variável independente do modelo, foi possível obter MAPes entre 9,06% para o Nordeste e 14% para o Sudeste. Para o RMSE, foram obtidos índices que variaram de 63,94 a 87,27 R\$/MWh, respectivamente para o Nordeste e Sudeste. Por fim, para o IAT, foram obtidas parciais entre 46,24% para o Nordeste e 60,08% para o Sudeste.

## 4.4 Médio prazo

### 4.4.1 Previsão sem acoplamento de resultados de curto prazo

A previsão de médio prazo se inicia a partir do fim do horizonte definido pela análise de curto prazo, ou seja, se inicia no terceiro mês e se estende até o 14º Mês. Na estratégia de previsão sem acoplamento de resultados de curto prazo, a Base de Aprendizado incluiu apenas os valores reais do PLD Horário, divulgados no momento da realização deste estudo.

Abaixo é possível visualizar o comportamento do PLD Horário ao longo do período, específico para os dias úteis. Para sábados, domingos e feriados, a projeção utiliza a mesma estratégia. A título de comparação, foram incluídos nos gráficos os PLDs Semana Patamar utilizados na entrada.

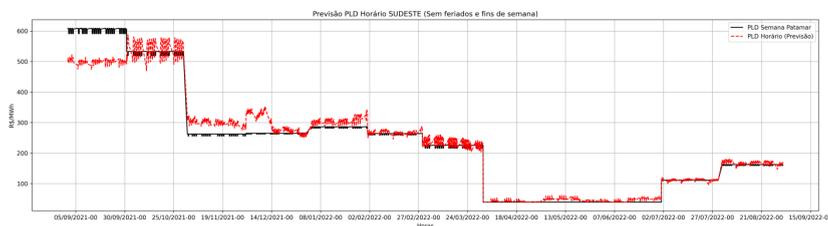


Figura 22 - Previsão doze meses à frente para o Sudeste (dias úteis)



Figura 23 - Previsão doze meses à frente para o Sul (dias úteis)

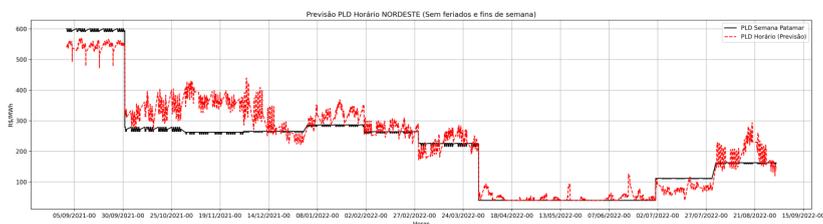


Figura 24 - Previsão doze meses à frente para o Nordeste (dias úteis)

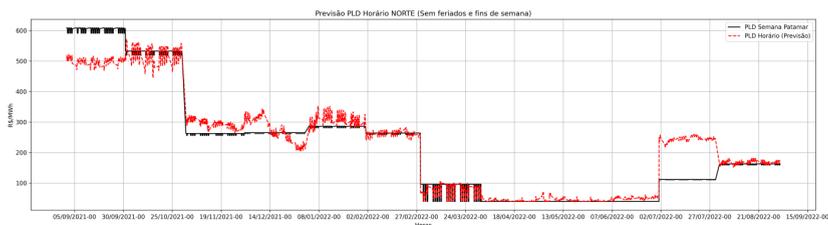


Figura 25 - Previsão doze meses à frente para o Norte (dias úteis)

#### 4.4.2 Efeitos do acoplamento de resultados de curto prazo

Nesta estratégia de previsão com acoplamento de resultados de curto prazo, a Base de Aprendizado incorporou os resultados previstos no curto prazo, conforme apresentado no item 4.3, com isso, os resultados previstos para o primeiro e segundo meses foram incorporados ao modelo.

Na Tabela 7 é possível visualizar o efeito da variação Média do PLD Horário após este acoplamento.

Tabela 7 - PLD Horário com e sem acoplamento de Curto Prazo (Sudeste)

Sudeste	Média PLD Horário com acoplamento (R\$/MWh)	Média PLD Horário sem acoplamento (R\$/MWh)	Variação (%)
Set-21	573,95	500,85	14,60
Out-21	528,11	547,98	-3,63
Nov-21	291,72	301,59	-3,27
Dez-21	284,59	293,05	-2,89
Jan-22	320	306,88	4,28
Fev-22	267,51	269,03	-0,56
Mar-22	238,6	236,2	1,02
Abr-22	42,63	41,93	1,67
Mai-22	45,65	48,12	-5,13
Jun-22	45,84	46,84	-2,13
Jul-22	110,21	111,2	-0,89
Ago-22	165,91	166,24	-0,20
<b>Médias</b>	<b>242,89</b>	<b>239,16</b>	<b>0,24%</b>

Tabela 8 - PLD Horário com e sem acoplamento de Curto Prazo (Sul)

Sul	Média PLD Horário com acoplamento (R\$/MWh)	Média PLD Horário sem acoplamento (R\$/MWh)	Variação (%)
Set-21	582,31	505,36	15,23
Out-21	544,57	548,24	-0,67
Nov-21	296,29	304,19	-2,60
Dez-21	290,86	284,19	2,35
Jan-22	302,81	307,56	-1,54
Fev-22	268,07	281,05	-4,62
Mar-22	233,79	237,96	-1,75
Abr-22	42,09	42,42	-0,78
Mai-22	48,49	45,49	6,59
Jun-22	43,32	43,4	-0,18
Jul-22	108,87	107,94	0,86
Ago-22	172,45	168,51	2,34
<b>Médias</b>	<b>244,49</b>	<b>239,69</b>	<b>1,27</b>

Tabela 9 - PLD Horário com e sem acoplamento de Curto Prazo (Nordeste)

Sul	Média PLD Horário com acoplamento (R\$/MWh)	Média PLD Horário sem acoplamento (R\$/MWh)	Variação (%)
Set-21	579,84	549,43	5,53
Out-21	338,94	331,41	2,27
Nov-21	370,44	367,59	0,78
Dez-21	293,75	292,49	0,43
Jan-22	314,85	322,66	-2,42
Fev-22	277,78	278,01	-0,08
Mar-22	219,96	227,94	-3,50
Abr-22	48,88	49,02	-0,29
Mai-22	48,08	45,03	6,77
Jun-22	59,54	51,02	16,70
Jul-22	85,95	79,98	7,46
Ago-22	206,68	195,56	5,69
<b>Médias</b>	<b>237,06</b>	<b>232,51</b>	<b>3,28</b>

Tabela 10 - PLD Horário com e sem acoplamento de Curto Prazo (Norte)

Sul	Média PLD Horário com acoplamento (R\$/MWh)	Média PLD Horário sem acoplamento (R\$/MWh)	Variação (%)
Set-21	581,55	500,03	16,30
Out-21	517,82	526,42	-1,63
Nov-21	284,84	294,31	-3,22
Dez-21	270,69	270,94	-0,09
Jan-22	317,51	309,2	2,69
Fev-22	270,23	263,22	2,66
Mar-22	72,66	73,79	-1,53
Abr-22	43,98	42,89	2,54
Mai-22	44,37	44,83	-1,03
Jun-22	49,18	49,23	-0,10
Jul-22	234,52	244,57	-4,11
Ago-22	167,53	166,11	0,85
<b>Médias</b>	<b>237,91</b>	<b>232,13</b>	<b>1,11</b>

### 4.4.3 Comentários

A visão de médio prazo, expressa no PLD Semana Patamar de entrada, apresenta uma projeção esperada pela CCEE, contudo cenários diferentes podem ser criados a partir de novas configurações nos modelos oficiais, gerando assim novos arquivos de entrada.

Analisando a projeção do PLD Horário, a partir desta projeção, é possível verificar um desacoplamento relevante para o mês de setembro, entre o PLD Horário e o PLD Semana Patamar, em todos os submercados. Isto indica que o modelo de XGBoost, através da sua análise de padrão comportamental do preço, aponta para uma necessidade de ajuste do PLD Horário, mesmo que o PLD Semana Patamar não indique esta correção.

Ao se avaliar o desempenho do acoplamento dos resultados de curto prazo na Base de Aprendizagem do modelo, nota-se que houve um aumento médio do PLD Horário para o período.

Em especial para o primeiro mês da série, houve uma correção relevante para cima, variando de 5,53% para o Nordeste a 16,3% para o Norte. Contudo, há meses de diminuição da média, e como resultado final, a média do PLD Horário sofreu um acréscimo, variando de 0,24% para o Sudeste a 3,28% para o Nordeste.

Se considerarmos que a Base de Aprendizado ainda não é muito grande, esta estratégia de extensão pode ser uma ferramenta útil nas projeções, devendo seus efeitos ser analisados em conjunto com o método sem o acoplamento.

## 4.5 Longo Prazo

### 4.5.1 Previsão sem acoplamento de resultados de médio prazo

A previsão de longo prazo se inicia a partir do fim do horizonte definido pela análise de médio prazo, ou seja, no 15º Mês. Contudo, é possível iniciar o horizonte de longo prazo já no terceiro mês, dispensando assim o estudo prospectivo de médio prazo disponibilizado pela CCEE ou outra fonte.

Tendo em vista a incerteza inerente a este horizonte, os arquivos de entrada oficiais do NEWAVE disponibilizam 2000 séries sintéticas, cada uma representando um cenário hidrológico possível, e com isso, as séries foram agrupadas para criar três cenários possíveis de PLD Semana Patamar em cada mês deste horizonte:

- Cenário pessimista: composto por 20% das maiores médias ponderadas de CMOs, calculadas a partir do intervalo entre o Percentil 80 e o maior valor de CMO encontrado,

- Cenário provável: composto por 60% das médias ponderadas de CMOs, calculadas a partir do intervalo entre o Percentil 20 e o Percentil 80,
- Cenário otimista: composto por 20% das menores médias ponderadas de CMOs, calculadas a partir do intervalo entre o Percentil 20 e o menor valor de CMO encontrado.

Como resultado, os gráficos abaixo apresentam três cenários para a projeção de PLD Horário de dias úteis. Os cenários Prováveis foram representados pelas linhas pretas, os cenários Otimistas pelas linhas azuis e por fim, os cenários Pessimistas pelas linhas vermelhas.

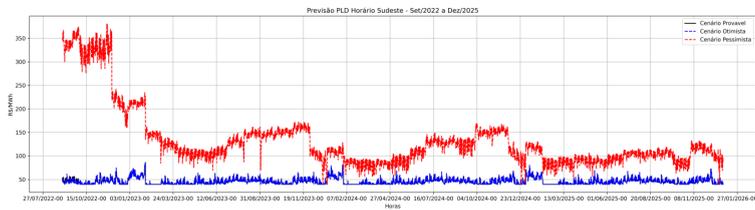


Figura 26 - Previsão Longo Prazo Sudeste sem acoplamento

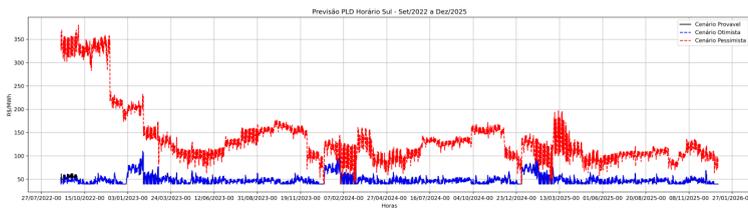


Figura 27 - Previsão Longo Prazo Sul sem acoplamento

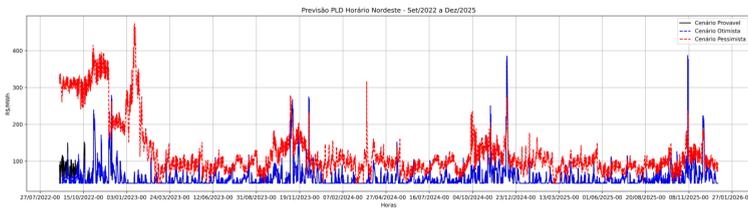


Figura 28 - Previsão Longo Prazo Nordeste sem acoplamento

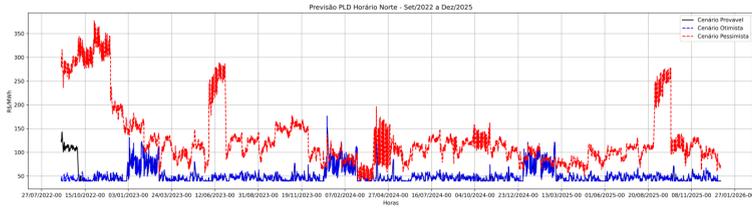


Figura 29 - Previsão Longo Prazo Norte sem acoplamento

Além da visão da projeção com discretização horária para os dias úteis do período, é interessante comparar o PLD Horário previsto médio de cada mês, para cada cenário, frente aos valores Médios, Mínimos e Máximos reais verificados historicamente em cada um deles, que compõe a base de dados que se inicia com o PLD Horário operando como sombra.

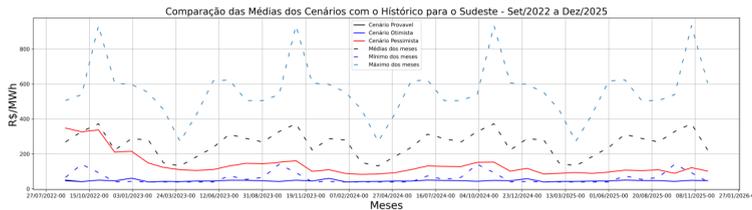


Figura 30 - Comparação Sudeste: Médias da Previsão x Base Histórica mensal

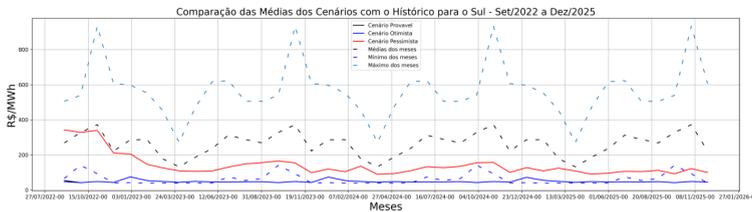


Figura 31 - Comparação Sul: Médias da Previsão x Base Histórica mensal

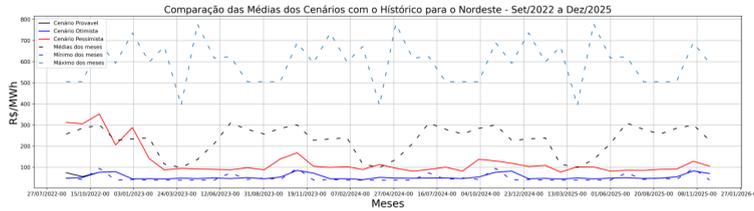


Figura 32 - Comparação Nordeste: Médias da Previsão x Base Histórica mensal

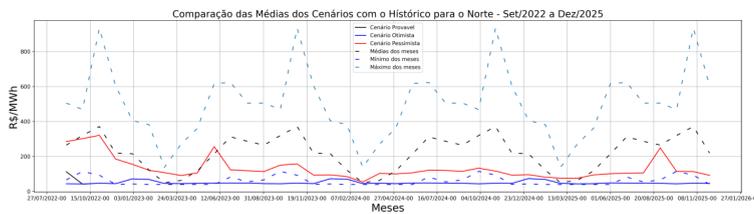


Figura 33 - Comparação Norte: Médias da Previsão x Base Histórica mensal

#### 4.5.2 Efeitos do acoplamento de resultados de médio prazo

De forma análoga ao acoplamento na análise de Médio Prazo, nesta análise foi realizado o acoplamento dos resultados de Médio Prazo na Base de Aprendizado, estendendo a Base de Aprendizado inicial em doze meses.

Com isso, os gráficos abaixo representam a variação percentual dos PLDs Horários médios de cada mês, após o efeito de acoplamento de resultados de médio prazo. Adicionalmente, foram incluídos os três cenários possíveis: otimistas, provável e pessimista.



Figura 34 - Variação do PLD Horário Médio com acoplamento (Sudeste)



Figura 35 - Variação do PLD Horário Médio com acoplamento (Sul)



Figura 36 - Variação do PLD Horário Médio com acoplamento (Nordeste)



Figura 37 - Variação do PLD Horário Médio com acoplamento (Norte)

### 4.5.3 Comentários

Os resultados de longo prazo confirmam uma característica do NEWAVE que impacta de forma relevante a definição do PLD Semana Patamar, e por consequência o PLD Horário. Em resumo, o NEWAVE apresenta uma tendência otimista para os cenários de preço.

Esta percepção pôde ser confirmada ao se verificar que para todos os submercados, o cenário Provável, que representa 60% das

séries hidrológicas possíveis do NEWAVE, está muito próximo do cenário Otimista, que representa 20% das séries de menor valor. Nos gráficos, as linhas até se confundem por apresentarem resultados muito semelhantes.

Relativo ao acoplamento do estudo prospectivo de médio prazo da CCEE à Base de Aprendizado é possível verificar que apenas para o Sudeste houve um padrão de incremento do PLD Horário médio, corrigindo de forma marginal a tendência otimista. Para os outros submercados há comportamentos diferentes nos três cenários, indicando assim a necessidade de se avaliar esta estratégia em base mensal. De forma consolidada, a Tabela 11 apresenta o efeito do acoplamento, em cada submercado, na variação média para o período deste estudo.

Tabela 11 - Variação percentual após o acoplamento no Longo prazo

	Variação Média (%) com o acoplamento		
	Provável	Pessimista	Otimista
Sudeste	2,01	0,17	2,01
Sul	-4,01	-2,09	4,03
Nordeste	1,57	-1,53	1,05
Norte	-0,62	5,90	-0,67

## 5. CONCLUSÃO

Devido aos impactos das mudanças climáticas, o mundo tem vivenciado uma transição energética que inclui de forma massiva novas formas de geração de energia através de fontes renováveis. Estas fontes deverão coexistir com outras formas convencionais de geração, garantindo a segurança no atendimento à demanda de energia. E com novas formas de geração de energia, novos padrões de comportamento serão inseridos nos modelos de planejamento e operação de sistemas elétricos.

No caso brasileiro, caracterizado por um sistema hidrotérmico renovável, este estudo oferece uma ferramenta de apoio relevante na previsão de curtíssimo e curto prazo. As métricas indicam que esta estratégia pode ser uma ferramenta de suporte na compra e venda de energia elétrica no curto prazo.

Apesar deste tipo de operação ser pouco comum atualmente, a tendência é que se popularizem à medida que tecnologias de armazenamento de energia, como Sistemas de Armazenamento de Energia por Baterias (BESS em inglês) ou usinas hidráulicas reversíveis,

passem a ser adotadas em larga escala. Este movimento de descentralização do setor elétrico é mundial, e ocorre de forma concomitante a outros movimentos, como a digitalização por exemplo. A expectativa é de que os usuários de tais sistemas descentralizados demandem por soluções de acesso simples e rápido, e que os auxiliem na avaliação de oportunidades de compra e venda de energia.

Para análises de prazos mais longos, esta ferramenta pode se tornar um mecanismo adicional de suporte aos tomadores de decisão, pelo fato de incluir na discussão o perfil histórico do preço, frente ao PLD Semana Patamar apresentado pelos modelos oficiais.

Conforme demonstrado neste estudo, os modelos oficiais possuem um viés otimista no longo prazo, portanto, há muito que se evoluir na estratégia apresentada de se basear em um grupo de séries do PLD Semana Patamar para a criação de cenários.

Novos estudos potenciais podem ser desenvolvidos, no intuito de se antever de forma mais consistente a este viés, ao incluir outras variáveis que possam traduzir potenciais crises hídricas à frente, como o ENA e EAR. Apesar dos modelos oficiais incluírem estes indicadores no PLD Semana Patamar, a inclusão de variáveis específicas para este fim pode ser um campo de estudo promissor.

Do ponto de vista da robustez do modelo, com o aumento de amostras inseridas na Base de Aprendizado, o modelo de XGBoost se tornará gradualmente mais abrangente, servindo como importante ferramenta de apoio na tomada de decisão.

Destaque-se que neste trabalho foram utilizados dados e informações públicas acerca da operação centralizada do SIN e do cálculo do PLD. Uma aplicação da metodologia no suporte à decisão comercial no setor elétrico deve levar em conta informações mais detalhadas e precisas, obtidas a partir da atuação das áreas de inteligência do agente de mercado, o que certamente favorecerá a precisão das projeções realizadas.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALIM, M.; YE, GUO-HUA; GUAN. P.; HUANG, DE-SHENG; ZHOU, BAO-SEN; WU, W. "Comparison of ARIMA Model and XGBoost Model for prediction of human brucellosis in mainland China: a time-series study." *BMJ Open*, 2020.

ANEEL. Sistema de Informações de Geração da ANEEL (SIGA). Janeiro 2022. <https://bit.ly/2IGf4Q0> (accessed Janeiro 24, 2022).

CEPEL. "Manual de Treinamento - NEWAVE e DECOMP." Rio de Janeiro.

DOS SANTOS, C. R. R.; Castro, R.; MARQUES, R. F. “Aprendizado de máquina no suporte à decisões no mercado de Energia Elétrica.” xxvi SNPTE. Rio de Janeiro, 2021.

JEROME, H. F. “Stochastic Gradient Boosting.” 1999.

RESTON FILHO, J. C.; AFFONSO, C. M.; OLIVEIRA, R. C. L. “Short-Term Energy Price Prediction Multi-Step-Ahead in the Brazilian Market Using Data Mining.” In *Advances in Data Mining Knowledge Discovery and Applications*, 219-234. IntechOpen, 2012.

SKIENA, S. S. *The Data Science Design Manual*. NY: Springer, 2017.

TIANQI, C.; GUESTRIN, C. “XGBoost: A Scalable Tree Boosting System.” University of Washington, 2016.

XGBoost DEVELOPERS. *Introduction to Boosted Trees*. 2021. <https://xgboost.readthedocs.io/en/latest/tutorials/model.html> (accessed November 23, 2021).

ZHANG, L.; BIAN, W.; QU, W.; TUO, L.; WANG, Y. “Time Series forecast of sales volume based on XGBoost.” 2021. *Journal of Physics: Conference Series*.

**ANÁLISE DA COBRANÇA DE ICMS NA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**Ricardo Silva Torres<sup>1</sup>Jamil Haddad<sup>1</sup>Gilberto Capistrano Cunha de Andrade<sup>1</sup>Isabella Pinto Barros de Andrade<sup>2</sup>Luiz Cristiano Oliveira de Andrade<sup>2</sup>Joselino Santana Filho<sup>3</sup><sup>1</sup>*Instituto Gnarus*<sup>2</sup>*Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro*<sup>3</sup>*EDP-SP*

DOI: 10.47168/rbe.v28i1.675

**RESUMO**

O desenvolvimento de novas tecnologias para geração de energia fotovoltaica permite aos consumidores gerar a sua própria energia, quando antes dependiam exclusivamente de uma empresa distribuidora de energia elétrica para tal. Com o “barateamento” dos equipamentos disponíveis, os consumidores têm se tornado cada vez menos dependentes das concessionárias de energia elétrica, haja vista que podem, durante uma parcela do dia, gerar sua própria eletricidade e ainda entregar a energia elétrica excedente para a empresa distribuidora, recebendo o abate proporcional pela eletricidade produzida em sua conta. Contudo, essa operação de remessa excedente está sendo alvo de projetos de lei que visam a cobrança de impostos do consumidor. O objetivo do artigo é demonstrar que a cobrança é ilegal pela ausência do fato gerador autorizador da incidência do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços de Transporte Interestadual, Intermunicipal e de Comunicação (ICMS) sobre a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD). Para tanto, a metodologia utilizada foi a pesquisa bibliográfica.

Palavras-chave: Geração Distribuída; ICMS; TUSD; Energia Elétrica.

**ABSTRACT**

The development of new technologies for photovoltaic energy generation allows consumers to generate their energy when previously they depended exclusively on an electric energy distribution company for this purpose. With the “cheapening” of the equipment, consumers

have become less dependent on the electric energy utilities. They can generate their electricity during a portion of the day and still offer the additional electrical energy to the distribution company. In this case, they are receiving prorated payment for the electricity produced on your account. However, this surplus commercialization operation is being the target of bills aimed at collecting taxes from consumers. The purpose of the article is to demonstrate that this tax is illegal due to the absence of the authorizing factor of the incapacity of the Tax on the Circulation of Goods and Provision of Interstate Transport Services, Intermunicipal Distribution and Communication (ICMS) on the Tariff for the Use of the Distribution System (TUSD). For that, the methodology used was bibliographic research.

Keywords: Distributed Generation; ICMS; TUSD; Electricity.

## 1. INTRODUÇÃO

Nos últimos anos, com o avanço da tecnologia e principalmente a redução dos custos para a instalação de equipamentos fotovoltaicos, a energia solar passou a se tornar cada vez mais acessível ao consumidor.

A Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR) estimou em 1º de julho de 2021 que a geração distribuída solar no Brasil tem potência instalada de 6.023,90 MW, sendo que o maior seguimento é o residencial, com 40,9%, seguido pelo comercial e serviços, com 36,5%, e os demais setores com o restante (ABSOLAR, 2021). Em relação aos recordes de geração fotovoltaica no Sistema Interligado Nacional (SIN), tem-se que em 25 de maio de 2021 a média diária foi de 819,20 MW, sendo que a potência máxima diária foi atingida em 20 de maio com geração de 2.245,90 MW às 11 horas da manhã, e em setembro de 2021 pelo menos 1,4% da oferta de energia elétrica no país foi gerada pela fonte solar (ABSOLAR, 2021).

Esses números tendem a crescer, visto que existe financiamento junto aos bancos, bem como o incentivo do governo federal em zerar as alíquotas de impostos de importação sobre diversos equipamentos de geração de energia solar, conforme resoluções nº. 69 e 70, ambas de 16 de julho de 2020 (BRASIL, 2020).

Diante desse aumento de consumidores utilizando a energia produzida por geração fotovoltaica, alguns Estados, em busca de uma maior arrecadação, estão discutindo incluir o ICMS sobre a TUSD na energia solar produzida por meio de geração distribuída, sendo que o presente artigo visa demonstrar que essa cobrança é ilegal. O contexto é que quando ocorre o excesso da produção, o consumidor encaminha o excedente para a rede elétrica, recebendo o abatimento em sua conta de energia, pagando somente o mínimo. A tese defendida vem a ser

que, para que esse excedente seja encaminhado para a distribuidora é necessário utilizar os equipamentos que fazem parte do sistema de distribuição, o que permitiria a cobrança do imposto, haja vista a distribuição de energia elétrica.

Portanto, o objetivo do presente artigo é verificar a legalidade da cobrança do ICMS sobre a TUSD na geração distribuída e como o assunto está sendo tratados nos tribunais superiores. O presente artigo está distribuído nas seguintes seções: no item 2 é feito um breve resumo do ICMS e suas causas de incidência; no item 3 são feitas breves considerações a respeito do fato gerador do ICMS; no item 4 são apresentadas as tarifas de transmissão e distribuição de energia elétrica (TUST e TUSD); no item 5 é apresentado o conceito de geração distribuída; no item 6 é demonstrado a hipótese de isenção do ICMS na TUSD da geração distribuída; no item 7 são apresentados alguns exemplos de incidência de ICMS na TUSD da geração distribuída; no item 8 é apresentado como o assunto vem sendo julgado nas cortes superiores do Brasil; por fim, no item 9 é apresentada a conclusão do artigo.

## 2. ICMS

O ICMS – Imposto sobre operações relativas à circulação de mercadorias e sobre prestação de serviços de transporte interestadual e intermunicipal e de comunicação – está previsto no art. 155, II da Constituição Federal (BRASIL, 1988) e na Lei Complementar nº. 87/1996 (BRASIL, 1996).

Os sujeitos passivos do ICMS estão previstos na Lei Complementar nº. 87/1996 (BRASIL, 1996) e são: a) pessoa física ou jurídica que pratique com habitualidade, ou com intuito comercial, operações relativas à circulação de mercadorias; b) os prestadores de serviços de transporte interestadual e intermunicipal; c) os importadores de bens de qualquer natureza; d) os prestadores de serviço de comunicação.

No caso do ICMS sobre energia elétrica, o sujeito passivo da obrigação tributária é o consumidor final da energia elétrica, que assume a condição de contribuinte de fato e de direito, figurando a concessionária como mera responsável pelo recolhimento do tributo.

Conforme entendimentos doutrinários presentes na doutrina de Eduardo Sabbag (SABBAG, 2020) existem quatro impostos definidos na competência do art. 155, II, da Constituição Federal (BRASIL, 1988):

- a) um imposto sobre circulação de mercadorias;
- b) um imposto sobre serviços de transportes interestaduais ou intermunicipais e de comunicação;

c) um imposto sobre a produção, importação, circulação, distribuição e consumo de combustíveis líquidos ou gasosos e energia elétrica;

d) um imposto sobre extração, importação, circulação, distribuição e consumo de minerais.

O fato gerador do ICMS sobre energia elétrica é a circulação de “mercadoria”, e não do “serviço de transporte”, compreendido como a transmissão e distribuição de energia elétrica. No caso, vem a ser delimitado pela doutrina de Ricardo Lobo Torres (TORRES, 2008) que fato gerador do ICMS somente nasce com o fornecimento da energia elétrica ao consumidor final, o que vem a ser a “última operação”, ou “operação final”, conforme disposto no art. 34, §9º, do ADCT e na Lei Complementar 9º, §1º, II, da Lei. nº. 87/1996 (BRASIL, 1996).

A circulação de mercadorias seria quaisquer atos ou negócios, independentemente de sua natureza jurídica, que impliquem trajeto da mercadoria desde sua produção até o consumo. Ou seja, quando ocorre a mudança de titularidade jurídica do bem. Por sua vez, a base de cálculo do ICMS no caso de operação de circulação de mercadoria será o valor da operação.

Conforme resolução do Senado Federal nº. 22/1989, existem dois tipos de alíquotas para o ICMS: a) internas, fixadas livremente pelos Estados e com valor entre 17% e 18%; b) interestaduais, que seguem os critérios definidos na resolução. A saber: i) operações realizadas nas regiões Sul e Sudestes com destinação de mercadorias ou serviços a contribuintes das regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste e para o Espírito Santo em 7%; ii) operações com mercadorias ou serviços com destino às regiões Sul ou Sudeste em 12%; iii) operações de importação entre 17% ou 18% (BRASIL, 1989).

De acordo com o art. 155, §2º, I, da Constituição Federal, o ICMS é regido pelo princípio constitucional da não cumulatividade, que estabelece que a cobrança do imposto somente recairá sobre o valor agregado em cada fase, impedindo o efeito cascata, ocasionado pela cobrança de imposto sobre imposto (BRASIL, 1988).

O art. 155, §2º, II, da Constituição Federal, determina a necessidade de lei complementar para entre suas atribuições definir os contribuintes, a substituição tributária, o regime de compensação, as isenções, entre outros em relação ao ICMS (BRASIL 1988).

Dessa forma, os Estados e o Distrito Federal querendo conceder isenções relativas ao ICMS, devem firmar entre si convênios que serão celebrados junto ao Conselho de Política Fazendária (CONFAZ), conselho esse que vem a ser formado pelos representantes indicados pelo Governador de cada Estado. Contudo, esses convênios não possuem força de lei, são apenas instrumentos normativos que integram o processo legislativo necessário para à concessão de isenções, passando a valer quando ratificados por lei ou decreto estadual.

### 3. CONSIDERAÇÕES SOBRE O FATO GERADOR DO ICMS

Conforme abordado acima, e à luz das particularidades próprias do fornecimento de energia elétrica, deve ser entendido como fato gerador do ICMS no setor, o exato momento em que a energia elétrica sai da fornecedora, circula e entra no estabelecimento do consumidor, conforme disposto no art. 2º, VI, do Convênio 66/88 do CONFAZ (BRASIL, 1988):

VI – na saída de mercadoria do estabelecimento extrator, produtor, ou gerador, para qualquer outro estabelecimento, de idêntica titularidade ou não, localizado na mesma área ou em área contínua ou diversa, destinada a consumo ou à utilização em processo de tratamento ou de industrialização, ainda que as atividades sejam integradas;

Tem-se com o disposto que foi eleito o marco temporal da saída da energia elétrica do estabelecimento gerador como demarcação do momento de incidência daquele tributo.

Entretanto, a energia produzida pela usina não é conectada diretamente ao consumidor. Na verdade, aquela energia produzida, em geral, percorre pela subestação elevadora junto às usinas geradoras, através de linhas de transmissão que atingem as subestações abaixadoras, que por sua vez através de um sistema de distribuição, interliga a transmissão aos pontos de consumo primária (nível médio de tensão) ou secundária (nível de uso residencial).

Portanto, resta a dúvida sobre qual é o momento em que se reputa acontecida a saída da energia elétrica do estabelecimento gerador, resposta esta que é fornecida pela Portaria nº. 222, de 22 de dezembro de 1987 expedida pelo Departamento Nacional de Águas e Energia - DNAEE (BRASIL, 1987):

Art. 8º - O ponto de entrega da energia será a conexão do sistema elétrico do concessionário com as instalações de utilização de energia do consumidor, devendo situar-se no limite da via pública com o imóvel em que se localizar a unidade consumidora (...)

Do disposto conclui-se que no momento da passagem da energia elétrica pelo ponto de entrega se dá a saída de tal mercadoria do estabelecimento gerador. Nesse sentido, veja-se de forma cristalina o que dispõe o parágrafo único do artigo supracitado:

Parágrafo único: Até o ponto de entrega de energia, será de responsabilidade do concessionário elaborar o projeto, executar as obras necessárias ao fornecimento e participar financeiramente, nos termos da legislação respectiva, bem como operar e manter o sistema.

Outro dispositivo legal que sustenta esse entendimento vem a ser o artigo 19 do Convênio nº. 66/88 (BRASIL, 1988) que define a base de cálculo desta modalidade do ICMS:

Art. 19 – A base de cálculo do imposto devido pelas empresas distribuidoras de energia elétrica, responsáveis pelo pagamento do imposto relativamente a operações anteriores e posteriores, na condição de substitutos, é o valor da operação da qual decorra a entrega do produto ao consumidor.

Assim, o fato gerador do ICMS a ser cobrado ao consumidor de energia elétrica se dá quando da saída da energia elétrica do ponto de distribuição para aquele consumidor.

#### **4. AS TARIFAS DE TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (TUST E TUSD)**

O atual modelo de comercialização de energia elétrica no Brasil tem-se duas vertentes que estão em conformidade com as diretrizes do Governo Federal. i) Ambiente de Contratação Livre (ACL) atende aos chamados consumidores livres que firmam Contrato de Compra de Energia no Ambiente Livre, livremente negociados e remunerados por “preço”; ii) o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), firmado por contratação de fornecimento de energia elétrica com a distribuidora local, remunerado por “Tarifa de Energia (TE)”, cujo valor é definido anualmente pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) para cada distribuidora.

Esses encargos legais incidem dependendo do tipo de conexão utilizada. Se o consumidor estiver conectado a uma concessionária de transmissão (Bandeirante Energia S.A.; CEB – Companhia Energética de Brasília; CEMIG – Companhia Energética de Minas Gerais; COPEL – Companhia Paranaense de Energia; entre outros), e conseqüentemente, ligado à rede de transmissão, deverá arcar com a TUST, que corresponde ao custo pago às empresas transmissoras para receber e transmitir em sua rede de transmissão a energia produzida nas usinas.

Caso o consumidor esteja conectado a uma concessionária de distribuição de energia elétrica (LIGHT; COPEL-DIS; CEMIG-DIS; entre outros), deve arcar com a Tarifa de Energia, além dos custos correspondentes à transmissão da energia e manutenção do sistema de distribuição, custeados mediante a TUSD.

Diante da natureza contraprestacional, a TUST e a TUSD podem ser classificadas como taxa nos termos do artigo 77 do Código Tributário Nacional (CTN) (BRASIL, 1966):

Art. 77 do CTN: As taxas cobradas pela União, pelos Estados, pelo Distrito Federal ou pelos Municípios, no âmbito de suas respectivas atribuições, têm como fato gerador o exercício regular do poder de polícia, ou a utilização, efetiva ou potencial, de serviço público específico e divisível, prestado ao contribuinte ou posto à sua disposição.

As previsões acerca das taxas se encontram no artigo 145, II, da Constituição Federal (BRASIL, 1988), e artigos 77 a 79 do Código Tributário Nacional (BRASIL, 1966). Conforme previsões, taxa é tributo vinculado a uma ação estatal, sujeita à atividade pública, sendo esta exigida por um ente federado, de modo que é bilateral, contraprestacional e sinalagmática.

O artigo 145, §2º, da Constituição Federal (BRASIL, 1988), e o artigo 77, parágrafo único, do Código Tributário Nacional (BRASIL, 1966), trazem expressamente, vedação no que se refere a incidência de imposto com mesma base de cálculo de taxa, ou ainda imposto que incida no mesmo fato gerador da taxa, sob pena de constituirmos um tributo pelo outro.

## 5. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Conforme o artigo Geração Distribuída no Brasil: oportunidades e barreiras (DIAS et al., 2005) traz que o termo geração distribuída não é algo novo, e o primeiro registro foi com Thomas A. Edison que criou o primeiro sistema de geração de energia elétrica em Nova York, no ano de 1882, sendo que uma central fornecia eletricidade para uma área de aproximadamente 1 km<sup>2</sup>. Pode ser conceituada geração distribuída como uma fonte geradora localizada próximo à carga.

O Decreto nº. 5.163/2004 em seu art. 14 (BRASIL, 2004) conceitua geração distribuída como:

Para os fins deste Decreto, considera-se geração distribuída a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, incluindo aqueles tratados pelo art. 8º da Lei nº. 9.074 de 1995, conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aquele proveniente de empreendimento:

I – hidrelétrico com capacidade instalada superior a 30 MW; e

II – termelétrico, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a setenta e cinco por cento, conforme regulação da ANEEL, a ser estabelecida até dezembro de 2004.

Parágrafo único. Os empreendimentos termelétricos que utilizem biomassa ou resíduos de processo com combustível não estarão limitados ao percentual de eficiência energética prevista no inciso II do caput.

Neste artigo, seguiremos o entendimento proposto pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, no Procedimento de Distribuição (PRODIST) (ANEEL, 2005), que define geração distribuída como sendo geração de energia elétrica, de qualquer potência, conectada diretamente no sistema elétrico de distribuição ou através de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada e despachadas – ou não – pela ONS.

Têm-se, portanto, que a energia elétrica criada pelos consumidores se inclui no conceito de geração distribuída.

A Lei nº. 14.300, de 6 de janeiro de 2022 instituiu o marco legal da microgeração e minigeração distribuída ao Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS); altera as Leis nº. 10.848, de 15 de março de 2004, e 9.427, de 26 de dezembro de 1996; e dá outras providências (BRASIL, 2022).

Entretanto, antes do advento do marco legal da microgeração e minigeração, a Resolução Normativa nº. 482/2012 (BRASIL, 2012) veio a ser um importante marco regulatório, pois teve como escopo o acesso efetivo dos pequenos produtores às redes de distribuição de energia elétrica.

Na resolução em questão houve ainda a previsão do sistema de compensação de energia elétrica, ou seja, o consumidor, ao gerar eletricidade, passou a poder compensar a energia produzida com a energia que o mesmo consome, e ainda a poder fornecer o excedente

para a rede de distribuição de sua localidade.

Em revisão à referida resolução, foi publicado a Resolução Normativa nº. 687/2015 (ANEEL, 2015) que criou as regras de compensação, as quais se mantiveram com a aprovação do marco legal da microgeração e minigeração da Lei nº. 14.300 (BRASIL, 2022). Pode ser destacado que permitiu a geração distribuída através de qualquer fonte renovável, além da cogeração qualificada, denominando microgeração distribuída até 75 kW e minigeração distribuída com potência superior de 75 kW e menor ou igual 5 MW para as fontes não despacháveis e menor ou igual a 3 MW para as fontes não despacháveis, conectadas na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidores.

Ainda, determinou que se a quantidade de energia elétrica gerada pelo consumidor em determinado mês for superior à eletricidade consumida naquele período, o consumidor pode acumular os créditos da energia elétrica gerada, os quais podem ser utilizados em até 60 meses, para uma ou mais das opções dispostas na Lei nº. 14.300 (BRASIL, 2022).

- I – mesma unidade consumidora que injetou a energia elétrica, para ser utilizado em ciclos de faturamento subsequentes, transformando-se em créditos de energia elétrica;
- II – outras unidades consumidoras do mesmo consumidor-gerador, inclusive matriz e filiais, atendidas pela mesma concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica;
- III – outras unidades consumidoras localizadas no empreendimento com múltiplas unidades consumidoras que injetou a energia elétrica; ou
- IV – unidades consumidoras de titular integrante de geração compartilhada atendidas pela mesma concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica.

O marco legal (BRASIL, 2022) permitiu a criação da figura “geração compartilhada”, a qual indica que os interessados se unem em consórcios, cooperativa, condomínio civil voluntário ou edifício ou qualquer outra forma de associação civil, instituída para esse fim, podendo ser tanto de pessoas físicas ou jurídicas que possuam unidades consumidoras com microgeração ou minigeração distribuída, com atendimento de todas as unidades consumidoras pela mesma distribuidora.

É necessário ressaltar que os consumidores conectados em redes de baixa tensão, mesmo que produzam mais energia elétrica do

que consomem, não ficam exonerados do pagamento referente ao custo de disponibilidade, com valores equivalentes a 30 kWh (monofásico), 50 kWh (bifásico) ou 100 kWh (trifásico). Já os consumidores conectados a alta tensão podem até mesmo zerar sua fatura através do sistema de compensação.

Do exposto se depreende que no sistema de compensação aplicado pela ANEEL não há venda de energia elétrica, mas sim um sistema de créditos gerados em benefício do consumidor pela eletricidade excedente que aquele gerou, situação na qual a fatura de consumo vem a ser apurada com a diferença da energia elétrica consumida, subtraída da eletricidade produzida pelo consumidor.

Na interpretação da Resolução Normativa nº. 482/2012 (ANEEL, 2012), restou compreendido que a geração distribuída de energia se trataria de operação sob a qual incidiriam o PIS (Programa de Integração Social) e COFINS (Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social), ambos tributos federais aplicáveis em todos os Estados, os quais com a edição da Lei nº. 13.169/2015 (BRASIL, 2015), em seu artigo 8, determinou a redução para zero dessas contribuições.

Posteriormente, o Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ) firmou entendimento de que a geração distribuída de energia elétrica pelo consumidor, situação na qual o mesmo passava a poder compensar a eletricidade que produzia com a energia consumida, constituía uma operação de comercialização de energia elétrica, razão pela qual indicaram a incidência de ICMS àquela operação (BRASIL, 2015).

## **6. DA ISENÇÃO DE ICMS NA TUSD DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

Como exposto acima, da interpretação a Resolução Normativa nº. 482/2012 (ANEEL, 2012) autoriza aos Estados a cobrar ICMS sobre a geração distribuída, entretanto, como foi observado o fato gerador de incidência do ICMS é a circulação de mercadorias, a mudança de titularidade, e em um sistema de compensação isso não ocorre.

Dessa forma, alguns Estados, mediante o convênio junto com ao Conselho de Política Fazendária, editaram o Convênio 16/15 (BRASIL, 2015) que concede isenção as operações relativas à circulação de energia elétrica, sujeitas a faturamento sob o sistema de compensação de energia elétrica tratada na Resolução Normativa nº. 482/2012 da ANEEL (ANEEL, 2012).

Cláusula primeira: Ficam os Estados do Acre, Alagoas, Amapá, Amazonas, Bahia, Ceará, Espírito Santo, Goiás, Maranhão, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Minas Gerais, Pará, Paraíba, Paraná, Pernambuco, Piauí, Rio de Janeiro, Rio Grande do Norte, Rio Grande do Sul, Rondônia, Roraima, Santa Catarina, São Paulo, Sergipe, Tocantins e o Distrito Federal autorizados a conceder isenção do ICMS incidente sobre a energia elétrica fornecida pela distribuidora à unidade consumidora, na quantidade correspondente à soma da energia elétrica injetada na rede de distribuição pela mesma unidade consumidora com os créditos de energia ativa originados na própria unidade consumidora no mesmo mês, em meses anteriores ou em outra unidade consumidora do mesmo titular, nos termos do Sistema de Compensação de Energia Elétrica, estabelecido pela Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012.

Após a celebração do convênio em questão, alguns Estados passaram a editar legislações próprias sobre a matéria.

Assim, o Estado de Minas Gerais editou a Lei nº. 22.549/17 que inseriu o artigo 8º-C na Lei nº. 6.763/75 (BRASIL, 2017) que Consolida a Legislação Tributária do Estado de Minas Gerais e dispendo o que segue:

Art. 8º-C – Ficam isentos do imposto:

I - a energia elétrica fornecida pela distribuidora à unidade consumidora, na quantidade correspondente à energia elétrica injetada na rede distribuição somada aos créditos de energia ativa originados, no mesmo mês ou em meses anteriores, **na própria unidade consumidora ou em outra unidade de mesma titularidade**, desde que o responsável pela unidade tenha aderido ao sistema de compensação de energia elétrica; (grifo dos autores)

O destaque mostra que o Estado de Minas Gerais adequou a lei ao convênio, entretanto a mesma lei introduziu novas questões a respeito da isenção do ICMS, quando alterou os anexos 222.1 e 222.2, e previu a isenção para geração fotovoltaica com potência menor ou igual a 5MW, enquanto o convênio somente previa a isenção somente até a potência menor ou igual a 1 MW. Por fim, com a Lei nº. 23.762/2021

(BRASIL, 2021), ampliou a isenção estabelecida nos anexos 222.1 e 222.2 para usinas de todas as fontes.

Por sua vez, o Estado do Paraná, após aderir ao Convênio, concedeu a isenção por dois anos, sendo que o vencimento desse período ocorreu em dezembro de 2021, e somente para sistemas com até 1 MW de potência instalada, conforme Decreto nº. 10.686 (BRASIL, 2018).

No entanto, à luz do exposto, é importante destacar que a cobrança de ICMS ante a operação de geração distribuída, por si só, se demonstra ilegal, haja vista que o fato gerador de incidência do ICMS é a circulação de mercadorias, o que não se verifica na operação de compensação de energia elétrica.

Nesse sentido, veja-se o inciso XIV, do art. 1º, da Lei nº. 14.300 (BRASIL, 2022), o qual dispõe sobre a forma como a energia é cedida à distribuidora e posteriormente compensada.

Art. 1º (...)

XIV - Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE): sistema no qual a energia ativa é injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída na rede da distribuidora local, **cedida a título de empréstimo gratuito** e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa ou contabilizada como crédito de energia de unidades consumidoras participantes do sistema. (grifo dos autores)

Do exposto, pode-se concluir que a operação na verdade se trata de empréstimo a título gratuito, sendo assim, se trataria de hipótese de não incidência daquele imposto e não de isenção de ICMS.

Importante ressaltar que o art. 24 da Lei nº. 14.300 (BRASIL, 2022) trouxe que a concessionária ou a permissionária de distribuição de energia elétrica deverá promover chamadas públicas para credenciamento de interessados em comercializar os excedentes de geração de energia oriundos de projetos de micro e minigeradores distribuídos nas suas áreas de concessão, e caso ocorra a comercialização do excedente, através de uma comercializadora, deverá incidir os impostos relativos a essa operação.

## 7. DA INCIDÊNCIA DE ICMS NA TUSD DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Como já exposto, a operação de geração distribuída sequer vem a se tratar de hipótese na qual possa incidir o ICMS, nada obstante, com a ampliação daquela operação e a ampliação da discussão

sobre o tema, há Estados, como o Estado do Ceará, do Mato Grosso e do Paraná, evoluindo para a compreensão de que, muito embora haja a possibilidade de isenção de ICMS na geração distribuída, tal isenção não deveria abranger a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) naquela operação. Conforme dito, o ICMS é um imposto estadual e os Estados possuem autonomia para determinar qual a alíquota será aplicada.

Nesse sentido, o Estado do Ceará anunciou, conforme notícia publicada no site da Federação dos Clubes de Diretores Lojistas do Ceará (FCDL, 2021), que a partir de março de 2021 passaria a cobrar ICMS para que os consumidores-produtores pagassem pelo uso da infraestrutura por qual passa a energia elétrica gerada por eles, ou seja, cobrança de ICMS sobre o TUSD. Justificam que seguem alinhados ao Convênio ICMS 16/15, mas que tal isenção somente é aplicada sobre a Tarifa de Energia, até o limite da energia injetada pelos sistemas de geração distribuída dos clientes, e que a cobrança pela tarifa do uso de distribuição (TUSD) nunca foi isenta. Conforme dados da ENEL Ceará a cobrança de ICMS na conta de energia elétrica é fixa em 27% (ENEL, 2021). Então, caso o consumidor “devolvesse” para a rede 10 kWh só poderia receber em retorno da concessionária 7,3 kWh, desconsiderando a variação na tarifa de energia.

O Estado de Mato Grosso passou a adotar o mesmo entendimento a partir de abril de 2021, quando também passou a cobrar dos consumidores o ICMS sobre TUSD da geração distribuída conforme a Lei Complementar do Estado do Mato Grosso nº. 631.(BRASIL, 2019). Sendo que por força da Lei Complementar do Estado do Mato Grosso nº. 708/2021 (BRASIL, 2021) a incidência do ICMS na conta de energia é de 17%. Nesse caso, seguindo o mesmo exemplo exposto acima, o consumidor somente receberia de volta 8,3 kWh.

Por sua vez, o Estado do Paraná cobra 27% de ICMS sobre a conta de energia elétrica, conforme a Lei nº. 20.554 (BRASIL, 2021).

## **8. COMO É TRATADO NOS TRIBUNAIS SUPERIORES**

Esta seção apresenta como o assunto vem sendo tratado no âmbito dos tribunais superiores pátrios.

### **8.1 No Supremo Tribunal Federal**

O Supremo Tribunal Federal (STF) foi provocado quanto à discussão da incidência do imposto hoje denominado ICMS por algumas vezes, cabendo destacar os julgamentos do Agravo de Instrumento em Recurso Extraordinário nº 131941/SP, julgado em 09/04/1991, e Agravo

de Instrumento em Recurso Extraordinário nº 784280/RJ, julgado em 04/02/2010.

Entretanto, em julgamentos mais recentes, nos quais aquela Corte foi instada a se manifestar especificamente sobre a inclusão dos valores tarifários da TUST e da TUSD na base de cálculo do ICMS, houve a compreensão de que a matéria era controversa e não possuía estatura constitucional que justificasse a intervenção do STF, portanto a matéria deve ser decidida em última instância pelo Superior Tribunal de Justiça.

Como exemplo de decisões em tal sentido, o Recurso Extraordinário nº 1.028.124/SP, julgado em 20/10/2017; Recurso Extraordinário nº 1.046.896/MG, julgado em 17/10/2017; Recurso Extraordinário nº 1.030.939/MT, julgado em 01/09/2017, e ainda Recurso Extraordinário nº 1.041.816/SP, julgado em 04/08/2017.

## 8.2. No Superior Tribunal de Justiça

O Superior Tribunal de Justiça (STJ) em diversos julgamentos firmou o entendimento de que o TUST e TUSD não podem fazer parte da base de cálculo do ICMS, tendo em vista que o fato gerador da incidência do ICMS somente ocorre no momento em que a energia elétrica sai do estabelecimento fornecedor e é efetivamente consumida.

Dentre os julgamentos com tal entendimento, destacam-se o Recurso Especial nº 840.285/MT, 1ª Turma, julgado em 16/10/2006; Agravo Regimental em Recurso Especial nº 855.929/SC, 1ª Turma, julgado em 16/10/2006; Recurso Especial nº 343.952/MG, 2ª Turma, julgado em 17/06/2002.

O entendimento de tais julgamentos tem como base a compreensão do que vem a ser o fato gerador do ICMS, o que restou esclarecido neste artigo no seu Item 1.

A matéria restou ainda, indicada pelo Superior Tribunal de Justiça, através da Súmula nº. 166, a qual dispõe que “não constitui fato gerador do ICMS o simples deslocamento de mercadoria de um para outro estabelecimento do mesmo contribuinte”.

Assim, a compreensão de que a TUST e TUSD não podem integrar a base de cálculo para o ICMS tem por princípio o fato de que no momento em que incidem aquelas cobranças, ainda não houve circulação da mercadoria, que vem a ser a energia elétrica, e, portanto, não houve fato gerador.

Veja-se que a TUSD e TUST são tarifas cobradas pela fase anterior à circulação da energia elétrica, assim, o entendimento do STJ vem a ser de que não poderiam compor a base de cálculo do ICMS quanto ao valor da operação de saída da mercadoria entregue ao consumidor, devendo o ICMS somente incidir no consumo efetivo de

energia, e não na distribuição ou transmissão de eletricidade.

Em julgamentos que abordam a discussão sobre o fato gerador do ICMS no STJ, destaca-se o Recurso Especial nº. 840.285/MT, julgado em 19/09/2006, que discutiu a incidência de ICMS em demanda de reserva de potência das unidades consumidoras.

No processo em questão, o Tribunal do Mato Grosso havia firmado entendimento de que o valor do contrato de garantia da “demanda reservada de potência” não é, por si só, fato gerador do ICMS, e que a incidência do tributo deve ter por base o valor da energia elétrica efetivamente consumida pela empresa. O Estado do Mato Grosso recorreu alegando que o fato gerador do ICMS está na operação e não na circulação física do produto ou mercadoria, independentemente do consumo da demanda contratada.

Contudo, o STJ manteve o posicionamento do Tribunal do Estado do Mato Grosso no sentido de que o ICMS, nos serviços de transmissão de energia elétrica, somente deve incidir sobre o valor correspondente à energia efetivamente consumida, e não sobre a demanda reservada. Esse entendimento é resultado da compreensão do conceito de fato gerador e do momento de sua ocorrência.

Portanto, o acórdão determinou que é incontroverso que enquanto a energia elétrica permanecer nas linhas de transmissão da concessionária, sem ingressar no ponto de entrega do consumidor, ainda não ocorreu a saída da mercadoria do estabelecimento gerador, sendo esse o motivo que impede que o ICMS seja cobrado em momento anterior à entrega da eletricidade ao consumidor.

De tal compreensão conclui-se, portanto, que tampouco o ICMS poderia incidir sobre as TUST e TUSD, sendo certo que a grande maioria dos julgamentos daquela Corte têm sido nesse sentido.

Contudo, apesar do entendimento consolidado existente no STJ a respeito da não incidência do ICMS sobre as TUST e TUSD, em março de 2017, a 1ª Turma, no julgamento do Recurso Especial nº. 1.163.020/RS, de relatoria do Ministro Gurgel de Faria, que foi o voto vencedor por maioria apertada de três votos contra dois, decidiu pela legalidade da incidência do ICMS na TUSD, cobrada nas contas de grandes consumidores que adquirem a energia elétrica diretamente da empresa geradora, ou seja, através do Ambiente de Contratação Livre (ACL).

O entendimento baseava-se no argumento de que, no âmbito da livre concorrência, a exclusão da TUSD na base de cálculo do ICMS geraria vantagem econômica para os grandes consumidores em relação aos demais, visto que o mercado livre de energia somente está disponível para os grandes, e aqueles que são excluídos desse sistema arcam com o “preço cheio” em suas contas de energia.

Entretanto, logo após a decisão da Primeira Turma, a Segunda

Turma manifestou-se em sentido contrário nos julgamentos dos Recursos Especiais nº. 1.680.759/MS, julgado em 21/09/2017 e 1.676.499/MS, ou seja, entendendo que as tarifas não integram, sob qualquer argumento, a base de cálculo do ICMS.

Diante da controvérsia existente entre as turmas, o Estado do Rio Grande do Sul apresentou embargos de divergência no Recurso Especial nº 1.163.020/RS, tendo o ministro relator apresentado proposta de afetação que foi acolhida pela maioria do colegiado, o que levou a matéria a se tornar o Tema de nº. 986, denominado “Inclusão da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão de Energia Elétrica (TUST) e da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição de Energia Elétrica (TUSD) na base de cálculo do ICMS”, que deverá ser julgado como recurso repetitivo, razão pela qual todos os processos que tratam daquela matéria foram suspensos, independentemente de se tratar de ações individuais ou coletivas. Nada obstante, atualmente não há previsão de a matéria ser pautada para julgamento pelo Superior Tribunal de Justiça.

## 9. CONCLUSÃO

Conforme visto, existe controvérsia junto ao Superior Tribunal de Justiça a respeito da incidência do ICMS nas tarifas de TUST e TUSD, sendo que historicamente o posicionamento é que as tarifas não fazem base para o cálculo do imposto.

Ainda, não se tem decisão terminativa no âmbito do STJ a respeito da cobrança do ICMS sobre o TUSD na Geração Distribuída, sendo que a maioria dos Estados estão optando pela isenção do imposto para fomentar o desenvolvimento de novas tecnologias e investimento em geração de energia renovável.

Há que se destacar que a controvérsia no STJ sobre o tema se trata de julgamento recente no qual permitiram a cobrança de ICMS sobre TUSD, restringindo aquela permissão a grandes consumidores que comercializam energia elétrica no Ambiente de Contratação Livre (ACL), o que certamente não se confunde com o consumidor na operação de geração distribuída.

A bem da verdade, o ICMS não deveria incidir sobre a geração distribuída quanto esta ocorre via sistema de compensação, conforme preconiza a Lei nº. 14.300 no seu art. 9 ao 20 (BRASIL, 2022), haja vista que inexistente naquela operação a circulação de mercadoria, ou seja, não há fato gerador que possibilite a incidência do ICMS.

Entretanto, ante ao posicionamento majoritário do STJ tal cobrança não deve prosperar caso venha a ser discutida judicialmente, o que é acertado à luz do que dispõe a legislação brasileira acerca do tema.

Contudo, como dito anteriormente a Lei nº. 14.300 trouxe em seu art. 24 (BRASIL, 2022) a possibilidade de credenciamento de interessados em comercializar os excedentes de energia elétrica oriundos de projetos de micro e minigeração distribuídos, contudo como este não é o foco do presente artigo, porém, fica o tema como sugestão para futuras publicações. Além disso, podem os interessados em realizar uma comparação com o que está sendo feito no país com outros países em que a venda desse excedente já ocorre, aprender com os seus erros e acertos.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, Módulo 1 – Introdução, dezembro de 2005.

\_\_\_\_\_. Resolução Normativa nº. 482, de 17 de abril de 2012. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 28 jul. 2021.

\_\_\_\_\_. Resolução Normativa nº. 687, de 24 de novembro de 2015. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em: 28 jul. 2021.

Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica – ABSOLAR, Infográfico de 01 de julho de 2021, nº 33. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>>. Acesso em: 04 ago. 2021.

BRASIL. Constituição Federal da República Federativa do Brasil de 1988. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/constituicao/constituicaocompilado.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/constituicaocompilado.htm)>. Acesso em: 28 jul. 2021.

\_\_\_\_\_. Decreto nº. 5.163, de 30 de julho de 2004. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.HTM](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.HTM)>. Acesso em 26 de jan. 2022.

\_\_\_\_\_. Decreto do Estado do Paraná nº. 10.686, de 06 de agosto de 2018. Disponível em: <<https://www.legisweb.com.br/legislacao/?id=365941>>. Acesso em 27 de jan. 2022.

\_\_\_\_\_. Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE, Portaria nº. 222 de 22 de dezembro de 1987. Disponível em: <<https://www.yumpu.com/pt/document/read/36384046/portaria-na-222-de-22-de-dezembro-de-1987-vide-anee>>. Acesso em: 26 de jan. 2022.

\_\_\_\_\_. Lei nº. 5.172, de 25 de outubro de 1966. Código Tributário Nacional. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/LEIS/L5172.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L5172.htm)>. Acesso em: 28 de jul. de 2021.

\_\_\_\_\_. Lei nº. 13.169, de 6 de outubro de 2015. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2015-2018/2015/lei/l13169.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2015/lei/l13169.htm)>. Acesso em: 26 de jan. 2022.

\_\_\_\_\_. Lei nº. 14.300, de 6 de janeiro de 2022. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS), e dá outras providências. Disponível em: <<https://in.gov.br/en/web/dou/-/lei-n-14.300-de-6-de-janeiro-de-2022-372467821>> Acesso em: 26 de jan. 2022.

\_\_\_\_\_. Lei Complementar nº. 87, de 13 de setembro de 1996. Dispõe sobre o imposto dos Estados e do Distrito Federal sobre operações relativas à circulação de mercadorias e sobre prestações de serviços de transporte interestadual e intermunicipal e de comunicação, e dá outras providências (Lei Kandir). Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/Leis/lcp/Lcp87.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/lcp/Lcp87.htm)>. Acesso em: 28 jul. 2021.

\_\_\_\_\_. Lei Complementar do Estado do Mato Grosso nº. 631, de 31 de julho de 2019. Disponível em: <<http://app1.sefaz.mt.gov.br/0425762E005567C5/9733A1D3F5BB1AB384256710004D4754/5631FD07CED41894842584490048FC5A>>. Acesso em: 26 de jan. 2022.

\_\_\_\_\_. Lei Complementar do Estado do Mato Grosso nº. 708, de 07 de dezembro de 2021. Disponível em: <<https://www.legisweb.com.br/legislacao/?id=423966>>. Acesso em: 27 de jan. 2022.

\_\_\_\_\_. Lei Estadual de Minas Gerais nº. 6.763, de 26 de dezembro de 1975. Disponível em: <[http://www.fazenda.mg.gov.br/empresas/legislacao\\_tributaria/leis/l6763\\_1975\\_01.html](http://www.fazenda.mg.gov.br/empresas/legislacao_tributaria/leis/l6763_1975_01.html)>. Acesso em: 28 de jul. 2021.

\_\_\_\_\_. Lei Estadual de Minas Gerais nº. 26.762, de 6 de janeiro de 2021. Disponível em: <[http://www.fazenda.mg.gov.br/empresas/legislacao\\_tributaria/leis/2021/l23762\\_2021.html](http://www.fazenda.mg.gov.br/empresas/legislacao_tributaria/leis/2021/l23762_2021.html)>. Acesso em: 26 de jan. 2022.

\_\_\_\_\_. Lei Estadual do Paraná nº. 20.554, de 5 de maio de 2021. Disponível em: <<https://www.legisweb.com.br/legislacao/?id=415102>>. Acesso em: 27 de jan. 2022.

\_\_\_\_\_. Resolução do Ministério da Economia nº. 69, de 16 de julho de 2020. Disponível em: <<https://www.in.gov.br/web/dou/-/resolucao-n-69-de-16-de-julho-de-2020-267580785>>. Acesso em: 04 de ago. 2021.

\_\_\_\_\_. Resolução do Ministério da Economia nº. 70, de 16 de julho de 2020. Disponível em: <<https://www.in.gov.br/web/dou/-/resolucao-n-70-de-16-de-julho-de-2020-267580871>>. Acesso em: 04 de ago. 2021.

\_\_\_\_\_. Resolução do Senado Federal nº. 22, de 19 de maio de 1989. Disponível em: <<https://legis.senado.leg.br/norma/586152>>. Acesso em: 28 de jul. 2021.

Conselho Nacional de Política Fazendária – CONFAZ. Convênio ICM nº. 66, de 16 de dezembro de 1988. Disponível em <[https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/1988/CV066\\_88](https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/1988/CV066_88)>. Acesso em 28 jul. 2021.

\_\_\_\_\_. Convênio ICMS nº. 16, de 22 de abril de 2015. Disponível em: <[https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2015/CV016\\_15](https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2015/CV016_15)>. Acesso em 28 jul. 2021.

\_\_\_\_\_. Superior Tribunal de Justiça, Recurso Especial nº. 343.952/MG, Rel. Min. Eliana Calmon, julgado em 05 de fevereiro de 2002. Disponível em: <[https://processo.stj.jus.br/processo/revista/documento/mediado/?componente=IMG&sequencial=8696&num\\_registro=200101018154&data=20020617&peticao\\_numero=-1&formato=PDF](https://processo.stj.jus.br/processo/revista/documento/mediado/?componente=IMG&sequencial=8696&num_registro=200101018154&data=20020617&peticao_numero=-1&formato=PDF)>. Acesso em: 28 de jul. 2021.

\_\_\_\_\_. Superior Tribunal de Justiça, Recurso Especial nº. 840.285/MT, Rel. Min. José Delgado, julgado em 19 de setembro de 2006. Disponível em: <[https://processo.stj.jus.br/processo/revista/documento/mediado/?componente=ITA&sequencial=648837&num\\_registro=200600852195&data=20061016&peticao\\_numero=-1&formato=PDF](https://processo.stj.jus.br/processo/revista/documento/mediado/?componente=ITA&sequencial=648837&num_registro=200600852195&data=20061016&peticao_numero=-1&formato=PDF)>. Acesso em: 28 de jul. 2021.

\_\_\_\_\_. Superior Tribunal de Justiça, Recurso Especial nº. 855.929/SC, Rel. Min. Francisco Falcão, julgado em 19 de setembro de 2006. Disponível em: <[https://processo.stj.jus.br/processo/revista/documento/mediado/?componente=ITA&sequencial=649355&num\\_registro=200601304871&data=20061016&peticao\\_numero=200600121455&formato=PDF](https://processo.stj.jus.br/processo/revista/documento/mediado/?componente=ITA&sequencial=649355&num_registro=200601304871&data=20061016&peticao_numero=200600121455&formato=PDF)>. Acesso em: 28 de jul. 2021.

\_\_\_\_\_. Superior Tribunal de Justiça, Recurso Especial nº. 1.163.020/RS, Rel. Min. Gurgel de Faria, julgado em 21 de março de 2017. Disponível em: <[https://processo.stj.jus.br/processo/revista/documento/mediado/?componente=ITA&sequencial=1538503&num\\_registro=200902055254&data=20170327&peticao\\_numero=-1&formato=PDF](https://processo.stj.jus.br/processo/revista/documento/mediado/?componente=ITA&sequencial=1538503&num_registro=200902055254&data=20170327&peticao_numero=-1&formato=PDF)>. Acesso em: 28 de jul. 2021.

\_\_\_\_\_. Superior Tribunal de Justiça, Recurso Especial nº. 1676.499/MS, Rel. Min. Herman Benjamin, julgado em 21 de setembro de 2017. Disponível em: <[https://processo.stj.jus.br/processo/revista/documento/mediado/?componente=ATC&sequencial=75091910&num\\_registro=201701262641&data=20171010&tipo=5&formato=PDF](https://processo.stj.jus.br/processo/revista/documento/mediado/?componente=ATC&sequencial=75091910&num_registro=201701262641&data=20171010&tipo=5&formato=PDF)>. Acesso em: 28 de jul. 2021.

\_\_\_\_\_. Superior Tribunal de Justiça, Recurso Especial nº. 1.680.759/MS, Rel. Min. Herman Benjamin, julgado em 21 de setembro de 2017. Disponível em: <[https://processo.stj.jus.br/processo/revista/documento/mediado/?componente=ATC&sequencial=75098175&num\\_registro=201701409192&data=20171009&tipo=5&formato=PDF](https://processo.stj.jus.br/processo/revista/documento/mediado/?componente=ATC&sequencial=75098175&num_registro=201701409192&data=20171009&tipo=5&formato=PDF)>. Acesso em: 28 de jul. 2021.

\_\_\_\_\_. Supremo Tribunal Federal, Recurso Extraordinário nº. 1.028.124/SP, Rel. Min. Ricardo Lewandowski, julgado em 15 de março de 2017. Disponível em: <<http://portal.stf.jus.br/processos/downloadPeca.asp?id=311420616&ext=.pdf>>. Acesso em: 28 de jul. 2021.

\_\_\_\_\_. Supremo Tribunal Federal, Recurso Extraordinário nº. 1.030.939/MT, Rel. Min. Dias Toffoli, julgado em 02 de maio de 2017. Disponível em: <<http://portal.stf.jus.br/processos/downloadPeca.asp?id=311764424&ext=.pdf>>. Acesso em: 28 de jul. 2021.

\_\_\_\_\_. Supremo Tribunal Federal, Recurso Extraordinário nº. 1.041.816/SP, Rel. Min. Edson Fachin, julgado em 16 de junho de 2017. Disponível em: <<http://portal.stf.jus.br/processos/downloadPeca.asp?id=312449334&ext=.pdf>>. Acesso em: 28 de jul. 2021.

\_\_\_\_\_. Supremo Tribunal Federal, Recurso Extraordinário nº. 1.041.816/SP, Rel. Min. Marco Aurélio, julgado em 07 de agosto de 2017. Disponível em: <<http://portal.stf.jus.br/processos/downloadPeca.asp?id=312391689&ext=.pdf>>. Acesso em: 28 de jul. 2021.

DIAS, Marcos Vinícius Xavier; BORTONI, Edson da Costa; HADDAD, Jamil. Geração distribuída no Brasil: oportunidades e barreiras. In: Revista Brasileira de Energia, Sociedade Brasileira de Planejamento Energético, Itajubá, Brasil. v. 11, n. 2, p. 137–156, 2005.

ENEL Ceará. Entenda a cobrança de ICMS na sua conta de energia. Disponível em: <[https://www.enel.com.br/pt-ceara/ICMS\\_Ceara.html](https://www.enel.com.br/pt-ceara/ICMS_Ceara.html)>. Acesso em: 27 de jan. 2022.

FEDERAÇÃO DOS CLUBES DE DIRETORES LOJISTAS DO CEARÁ - FCDL. ICMS sobre geração da própria energia: Ceará é o 1º do Nordeste a mudar entendimento. Disponível em: <<https://fcdlce.org.br/icms-sobre-geracao-da-propria-energia-ceara-e-o-1o-do-nordeste-a-mudar-entendimento>>. Acesso em: 28 de jul. 2021.

OLIVEIRA, Thais Paranhos Mariz de. Crítica à incidência do ICMS sobre o excedente de eletricidade compensado de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 482, de 17 de abril de 2012. In: Instituto Brasileiro de Direito Tributário. Revista Direito Tributário Atual, v. 38, p. 174-188, 2017.

SABBAG, Eduardo. Direito tributário essencial. 7ª Ed. – Rio de Janeiro: Forense; São Paulo: Método, 2020.

SOLAR INOVE, A Incidência de ICMS na TUSD – Mato Grosso. Disponível em: <<https://blog.solarinove.com.br/a-incidencia-de-icms-na-tusd-mato-grosso/>>. Acesso em: 25 de out. 2021.

TORRES, Ricardo Lobo. ICMS, fornecimento de energia elétrica e demanda de potência. Revista de Estudos Tributários ano XI, n. 62, 2008.

# OPINIÃO

## CLAUSIUS, A ENTROPIA E A SETA DO TEMPO

Luiz Augusto Horta Nogueira<sup>1,2</sup>

<sup>1</sup>*Universidade Federal de Itajubá*

<sup>2</sup>*Universidade Estadual de Campinas*

DOI: 10.47168/rbe.v28i1.701

2022 traz à memória eventos importantes, que merecem ser lembrados. No Brasil tivemos há cem anos a Semana de Arte Moderna, que promoveu a liberdade de criação, valorizando uma nacionalidade plural e inovadora. Nesse mesmo ano a Revolta dos 18 do Forte de Copacabana marcou o início do fim da República Velha. E duzentos anos atrás, tivemos a Independência do Brasil, hoje contada de distintas maneiras, mas sempre relevantes em nossa história.

Também temos efemérides menos lembradas, mas não menos importantes. Em 2 de janeiro de 1822, em Köslin (atual Koszalin, Polônia), na Pomerânia prussiana, nasceu Rudolf Clausius, um dos fundadores da Termodinâmica, ciência essencial para os estudos energéticos. Em 1844 ele se diplomou em matemática e física na Universidade de Berlim, e em 1848 obteve seu doutorado na Universidade de Halle. Foi professor em diversas instituições, como a Universidade de Berlim, a ETH Zürich, a Universidade de Würzburg e finalmente a Universidade de Bonn, onde ficou por vários anos até seu falecimento em 1888, com amplo reconhecimento internacional por suas contribuições para os fundamentos da Termodinâmica, da Teoria Cinética dos Gases e da Eletrodinâmica. Nessas breves notas vamos rever a evolução e o impacto dos trabalhos de Clausius.

Clausius desempenhou um papel central ao reunir, revisar, consolidar e sintetizar em meados do século XIX todo o conhecimento então existente sobre energia, a partir das contribuições seminais de Sadi Carnot, Émile Clapeyron, James Prescott Joule, William Thompson e outros, superando visões arraigadas e equivocadas sobre o calor. E talvez, mais importante ainda, conceituar a entropia, como a propriedade que permite avaliar a perfeição dos processos de conversão energética e mostrar, pioneiramente, que o tempo caminha de forma irreversível para o futuro. Em uma sequência iluminada de

trabalhos nesse tema, entre 1850 e 1865, pela primeira vez, se assentaram os princípios basilares ou leis da Termodinâmica<sup>1</sup>:

- Primeiro Princípio: A energia do Universo é constante (*Die Energie der Welt ist constant*).
- Segundo Princípio: A entropia do Universo tende para um máximo (*Die Entropie der Welt strebt einem Maximum*).

Essas sucintas afirmações, estabelecendo que nos processos de conversão, a energia se conserva e se degrada, constituem o alicerce da moderna engenharia dos sistemas energéticos e o progressivo desenvolvimento de conceitos e fundamentação experimental até a sua cabal proposição é um dos exemplos paradigmáticos de uma revolução científica, como observou Thomas Kühn, afirmando que a Termodinâmica “nasceu da colisão de duas teorias físicas existentes do século XIX (teoria calórica e teoria cinética)”<sup>2</sup>.

## UM BREVE HISTÓRICO, DE CARNOT A STODOLA

O Primeiro Princípio resultou da constatação de que calor poderia ser obtido a partir de trabalho mecânico, inicialmente observado por Benjamin Thomson (Count Rumford) ao broquear canhões em 1797, efeito depois inferido por outros estudiosos e finalmente apresentado por Joule de forma clara e convincente, baseado em meticulosas medições experimentais no laboratório em sua casa em Manchester, parte delas com a ativa colaboração de William Thompson, futuro Lord Kelvin, por volta de 1840. Até então, as dificuldades para medir temperaturas, imprescindível para avaliar fluxos de energia, atrasou o desenvolvimento conceitual das ciências térmicas vis-à-vis às ciências puramente mecânicas e tomaram milênios compreender o calor, poderoso, útil e temido. Primeiro, como fogo, foi considerado um dos quatro elementos aristotélicos, depois foi aceito como uma substância (flogístico e calórico), finalmente o calor foi reconhecido como uma forma de energia, liberada em reações de combustão, ou transitando entre sistemas sob temperaturas diferentes, ou ainda gerada pelo atrito e pela corrente elétrica circulando em condutores.

Se hoje, qualquer pessoa medianamente informada sabe que calor é uma forma de energia, quando apresentado o Primeiro Princípio da Termodinâmica rompeu conceitos enraizados em antigas tradições. É delicioso ler como se manifestou o revisor anônimo de uma compi-

1 Clausius, R. (1865). *Ueber verschiedene für die Anwendung bequeme Formen der Hauptgleichungen der mechanischen Wärmetheorie* (Sobre diferentes formas das principais equações convenientes para a aplicação da teoria mecânica do calor), *Annalen der Physik*, 125 (7). Leipzig.

2 Khun, T.S. (1962). *The Structure of a Scientific Revolution*. (pg. 67), The University of Chicago Press.

lação dos trabalhos de Joule em 1884, já então reconhecido por suas relevantes contribuições<sup>1</sup>:

*Not Copernicus and Galilei, when they abolished the Ptolemaic system; not Newton, when he annihilated the Cartesian vortices; not Young and Fresnel, when they exploded the Corpuscular Theory; not Faraday and Clerk-Maxwell, in their splendid victory over Actio in distans – more thoroughly shattered a malignant and dangerous heresy, than did Joule when he overthrew the baleful giant force, and firmly established, by lawful means, the beneficent rule of the rightful monarch, energy! Then, and not till then, were the marvelous achievements of Sadi Carnot rendered fully available; and Science silently underwent a revolution more swift and more tremendous than ever befell a nation. But this must be a theme for the Poet of the Future!*

Por sua vez, o Segundo Princípio, mais do que superar conceitos equivocados, ampliou as fronteiras do conhecimento de um modo revolucionário, lançando novas perspectivas e estabelecendo limites até então insuspeitos. Apoiado em brilhantes precursores, Clausius propôs uma nova e fundamental lei física, uma importante propriedade termodinâmica e direcionou o tempo. Vamos passo a passo em seu percurso, que teve com Carnot seu marco inicial.

Situando melhor o cenário, a partir do século XVIII a Revolução Industrial teve início na Europa, com a adoção de novos processos de manufatura e a transição energética dos recursos florestais quase exauridos para o carvão mineral, cujo progressiva exploração alcançou os lençóis freáticos e impôs a drenagem das minas. Como esse objetivo, em 1698 Thomas Savery patenteou uma bomba muito simples (“The Miner’s Friend”) utilizando carvão, com eficiências da ordem de 0,7%. Com um projeto melhorado, utilizando um pistão, a máquina a vapor de Thomas Newcomen, lançada em 1712, apresentava eficiência ao redor de 1%. E adotando competentes aperfeiçoamentos na máquina de Newcomen, James Watt produziu a partir de 1776 máquinas a vapor com eficiências acima de 4%<sup>2</sup>. Com desempenho superior, além de atender a demanda de energia no bombeamento nas minas de carvão, a máquina de Watt proporcionou potência mecânica para a indústria que se expandia. Assim, a Revolução Industrial estimulou o desenvolvimento das máquinas a vapor, sem as quais a própria Revolução Industrial não teria o vigor que teve. E é interessante observar que a notável evolução tecnológica das máquinas a vapor

<sup>1</sup> Ann. (1884). *The Scientific Papers of James Prescott Joule, published by the Physical Society, Philosophical Magazine and Journal of Science, Vol. XVIII, Fifth Series (pg 154), July-December 1884.* Disponível em <https://archive.org/details/s05philosophicalmag18londonoft/page/154/>, consultado em janeiro de 2022.

<sup>2</sup> Kolin, I. (1983). *The evolution of heat engine, Longman Press*

nesse período foi o resultado de estudos e invenções em bases essencialmente empíricas, sem uma clara fundamentação científica no âmbito das ciências térmicas. Nesse movimentado cenário, em 1796, Nicolas Léonard Sadi Carnot nasceu e se fez engenheiro em Paris.



Figura 1 - Sadi Carnot (1796-1832)

Carnot percebeu que as máquinas a vapor, ao domar o fogo e produzir potência mecânica, estavam mudando o seu mundo, como descreveu nas primeiras páginas de sua seminal obra, “Reflexões sobre a potência motriz do fogo e sobre as máquinas próprias para desenvolver essa potência”, publicada em 1824, quando tinha 28 anos:

O estudo desses engenhos é de grande interesse, sua importância é enorme, seu uso está crescendo continuamente e parecem destinados a produzir uma revolução no mundo civilizado. [...] A máquina a vapor já explora nossas minas, impele nossos navios, escava nossos canais e nossos rios, forja o ferro, talha a madeira, mói os grãos, fia e tece nossas roupas, transporta as cargas mais pesadas, etc. Parece que um dia servirá como motor universal e como substituto da força animal, quedas d’água e correntes de ar.<sup>1</sup>

E reconhecendo que, apesar de sua importância, pouco se sabia sobre a “potência motriz do fogo”, Carnot buscou em seu trabalho responder duas perguntas cruciais: seria a potência do fogo ilimitada ou haveria um limite? Existiriam outros fluidos, além do vapor d’água, que proporcionariam melhor desempenho na conversão de calor em potência?

<sup>1</sup> Carnot, S. (1824). *Réflexions Sur La Puissance Motrice Du Feu Et Sur Les Machines Propres A Developper Cette Puissance*, A Herman& Fils, Paris, apud Aureani, K.M. (2015), op.cit..

Mesmo sem ter claro o que seria o calor, com genial intuição, Carnot propôs princípios gerais e fundamentais para a Termodinâmica: a produção de potência em uma máquina térmica sempre depende da transferência de calor desde um “corpo a alta temperatura para um corpo a baixa temperatura” e a condição de máximo rendimento ocorre quando a substância de trabalho percorre um ciclo, uma sequência de processos, em que recebe calor à temperatura constante, se expande sem perda de calor (adiabaticamente), rejeita calor à temperatura constante e é comprimida sem perda de calor ao estado inicial, fechando um ciclo, em condições idealmente reversíveis, isso é, que podem ser revertidas produzindo o mesmo efeito em sentido contrário, portanto sem perdas como atrito e transferência de calor por diferenças finitas de temperatura. Entre suas conclusões, Carnot afirmou a impossibilidade do moto perpétuo e a independência da substância de trabalho para o máximo rendimento, chegando a propor uma escala absoluta de temperatura<sup>1</sup>.

O livro de Carnot, que faleceu de cólera em 1832, teve tiragem e circulação limitada, e sua relevante contribuição à Termodinâmica teria sido esquecida, se não fosse a leitura cuidadosa por Èmile Clapeyron, que publicou em 1834 um trabalho apresentando a reflexões de Carnot de uma forma mais acessível e analítica, inclusive mostrando o ciclo de Carnot como uma curva fechada em um gráfico de pressão contra volume<sup>2</sup>.

Até então a equivalência entre calor e trabalho não estava claramente estabelecida, ainda que suspeitada desde fins do século anterior, mas conforme comentamos, com as contribuições de diversos estudiosos, com destaque para Joule, a partir de 1840 se compreendeu inequivocamente que calor era uma forma de energia, assim como o trabalho. Tal avanço possibilitou compreender uma máquina térmica como esquematizado na Figura 2, recebendo e rejeitando calor ( $Q_H$  e  $Q_C$ ), respectivamente, e produzindo trabalho ( $W$ ), que pode ser dado por:

$$W = Q_H - Q_C \quad (1)$$

---

1 Aurreani, K.M. (2015). As origens da Segunda Lei da Termodinâmica, Editora da UFABC, São Bernardo do Campo.

2 Clapeyron, E. (1834). *Mémoire sur la puissance motrice de chaleur*, *Journal de L'École Polytechnique*, XIV, cahier 23, Paris.

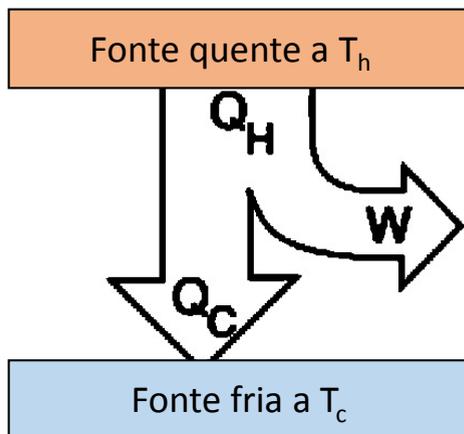


Figura 2 - Máquina térmica genérica

Assim, como o rendimento de uma máquina térmica ( $\eta$ ) é a relação entre o efeito útil, o trabalho ( $W$ ), e o consumo energético associado, na forma de calor, fornecido geralmente mediante a queima de combustíveis ( $Q_H$ ), tem-se para qualquer máquina térmica:

$$\eta = \frac{W}{Q_H} = \frac{Q_H - Q_C}{Q_H} = 1 - \frac{Q_C}{Q_H} \quad (2)$$

A partir da leitura dos trabalhos de Clapeyron, Clausius estudou o ciclo de Carnot e em 1854 apresentou o rendimento máximo de uma máquina térmica operando em condições reversíveis, ideais ( $\eta_{\text{ideal}}$ ), como<sup>1</sup>:

$$\eta_{\text{ideal}} = \frac{T_h - T_c}{T_h} = 1 - \frac{T_c}{T_h} \quad (3)$$

onde  $T_c$  e  $T_h$  correspondem respectivamente às temperaturas absolutas das fontes fria e quente entre as quais a máquina térmica opera.

Com estas equações de rendimento de máquinas térmicas, estavam dadas as condições para estabelecer o Segundo Princípio

<sup>1</sup> Clausius, R. (1854). *Über eine veränderte Form des zweiten Hauptsatzes der mechanischen Wärmetheorie* (Sobre uma forma modificada do segundo teorema fundamental na teoria mecânica do calor), *Annalen der Physik und Chemie* 169

da Termodinâmica, definir entropia e suas consequências, em uma sequência bastante simples. Nesse ponto, é interessante utilizar a abordagem gráfica proposta por Bejan<sup>1</sup>, para mostrar as relações entre os fluxos de calor e rendimentos em máquinas térmicas ideais e reais, na Figura 3.

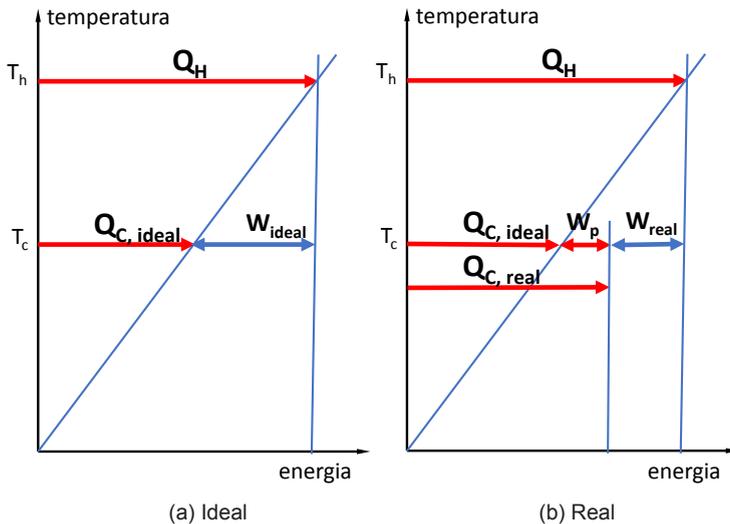


Figura 3 - Temperaturas e fluxos de energia em máquinas térmicas ideal e real

Na “cunha de Carnot” pode-se observar que, quanto maior a diferença de temperaturas ( $T_h - T_c$ ), maior o rendimento e maior o trabalho ideal ( $W_{ideal}$ ) que pode ser produzido, bem como, e muito importante, em máquinas térmicas reais, com imperfeições e operando na mesma diferença de temperaturas, o trabalho real produzido necessariamente é menor do que o trabalho ideal ( $W_{real} < W_{ideal}$ ). Portanto, como energia se conserva, o calor rejeitado real é sempre maior, sendo dado pela soma do calor rejeitado ideal, mais uma parcela de calor resultante do trabalho perdido devido às ineficiências da máquina real ( $Q_{C,real} = Q_{C,ideal} + W_p$ ). Tais constatações foram essenciais para a formulação da Segunda Lei da Termodinâmica.

Reconhecido o evidente fato, que as máquinas térmicas reais têm menor rendimento e rejeitam mais calor que as máquinas ideais, pode-se dizer que:

<sup>1</sup> Bejan, A. (1977). *Graphic Techniques for Teaching Engineering Thermodynamics*, Mechanical Eng. News, 14, 26–28.

- para as máquinas ideais:

$$\frac{Q_C}{Q_H} = \frac{T_C}{T_H} \quad \text{logo;} \quad \frac{Q_C}{T_C} = \frac{Q_H}{T_H} \quad (4)$$

- para as máquinas reais:

$$\frac{Q_C}{Q_H} > \frac{T_C}{T_H} \quad \text{logo;} \quad \frac{Q_C}{T_C} > \frac{Q_H}{T_H} \quad (5)$$

Portanto, o quociente (Q/T) se conserva em máquinas ideais e se incrementa em máquinas reais, e assim, para qualquer máquina térmica:

$$\frac{Q_C}{T_C} \geq \frac{Q_H}{T_H} \quad (6)$$

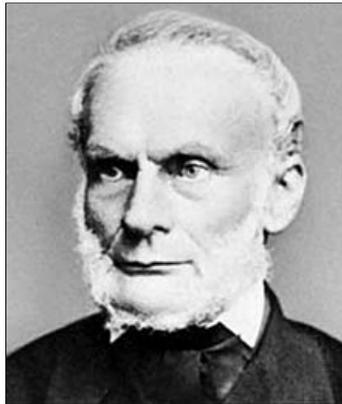


Figura 4 - Rudolf Clausius (1822-1888)

Generalizando, Clausius apresentou a relação atualmente conhecida como “Desigualdade de Clausius”, segundo a qual, a soma dos fluxos de calor divididos pela temperatura absoluta atravessando a fronteira de um sistema termodinâmico executando um ciclo é negativa ou nula. Como se convencionou que calor entrando em um sistema é

positivo e saindo é negativo, em outras palavras, essa desigualdade afirma que os fluxos de  $(Q/T)$  que saem são maiores ou pelo menos iguais aos que entram. Para serem iguais, reiterando os comentários anteriores, é preciso que os processos sejam ideais, ou seja, reversíveis, sem perdas.

$$\oint \frac{\delta Q}{T} \leq 0 \quad (7)$$

Desigualdade de Clausius

A essa altura, Clausius propôs a entropia, como a propriedade de estado de um sistema, cuja diferencial é dada pela razão entre o calor infinitesimal trocado com o meio externo e a temperatura absoluta do sistema<sup>1</sup>, considerando processos não circulares ou cíclicos. A palavra entropia, baseada no grego, significa “transformação”. Vale notar que o “calor infinitesimal” em processos reais, não é necessariamente uma “diferencial exata”, pois o calor não é necessariamente uma função diferencial integrável.

Não se pretende nessas notas detalhar a formulação da entropia além dos conceitos apresentados até aqui, mais detalhes podem ser encontrados em qualquer texto introdutório à Termodinâmica. Por ora, basta informar que a entropia pode ser deduzida como uma propriedade de estado específica para as substâncias de interesse, como água e gases, bem como pode ser associada ao fluxos de calor que atravessam a fronteira de um sistema, possibilitando um balanço de entropia, cuja equação naturalmente depende da condição do sistema, se fechado (sem fluxo de massa) ou aberto, se em regime transitório ou permanente (sem variações no tempo).

Para um sistema fechado, com massa constante, partindo da Desigualdade de Clausius, separando os processos que compõem um ciclo, tem-se que a variação da entropia entre os estados final e inicial de processo pode ser dada por:

$$S_f - S_i = \int_i^f \frac{\delta Q}{T} + S_{ger_i}^f \quad (8)$$

onde o termo  $S_{ger_i}^f$  corresponde à entropia gerada devido às irreversibilidades no processo, termo que se anula em processos ideais. Para

<sup>1</sup> Clausius, R. (1865), op.cit.

uma situação mais geral, com fluxos de massa entrando e saindo de um volume de controle e com variação no tempo, a taxa de variação da entropia no interior desse volume pode ser dada por:

$$\frac{dS}{dt} = \sum \frac{Q_i}{T_i} + \sum \dot{m}_e s_e - \sum \dot{m}_s s_s + \dot{S}_{ger} \quad (9)$$

onde os termos à direita da igualdade correspondem aos fluxos de entropia associados à transferência de calor, às transferências de entropia devidas aos fluxos de massa entrando e saindo, e à taxa de geração de entropia devido às irreversibilidades internas nesse sistema. Essas expressões podem ser simplificadas para representar situações particulares, inclusive em que a entropia de um sistema aberto diminui, seja porque perdeu massa ou cedeu calor suficientes para tanto. A Segunda Lei afirma que a entropia do Universo tende a aumentar, porque o Universo é considerado um sistema isolado, não tendo redondezas, mas localmente a entropia de um sistema não isolado pode diminuir.

O importante conceito de entropia gerada, como já afirmado, decorre das ineficiências e irreversibilidades existentes no mundo real, como as reações químicas (por ex. a combustão), a transferência de calor com diferenças finitas de temperatura, a mistura e difusão de componentes, o atrito viscoso e sólido. Todos esses efeitos geram entropia e reduzem a conversão da energia em trabalho. O Teorema de Gouy-Stodola<sup>1</sup>, apresentado entre 1889 e 1905, estabeleceu que o trabalho perdido é diretamente proporcional à geração de entropia:

$$W_{perd} = T_{amb} S_{ger} \quad (10)$$

Teorema de Gouy-Stodola

onde  $T_{amb}$  corresponde à temperatura ambiente.

Os parágrafos anteriores apresentaram em voo de pássaro os conceitos básicos e aplicados da entropia como propostos por Clausius no século XIX, utilizando essencialmente álgebra elementar, muita intuição e observação da realidade, procurando compreender os processos energéticos reais e utilizar corretamente os recursos naturais. Carnot teve nele um digno e operoso sucessor e “pelo trabalho de Clau-

<sup>1</sup> Stodola, A. (1905). *Die Dampfturbinen*, Springer-Verlag, Heidelberg

sius, a Termodinâmica adquiriu sua aparência atual, suas suposições foram rapidamente confirmadas por experiências e hoje em dia grande parte de um curso moderno de Termodinâmica é baseada em Clausius”<sup>1</sup>.

Como Bejan e Tsatsaronis<sup>2</sup> destacaram, a Termodinâmica é uma ciência objetiva e propositiva, que busca soluções, e nesse sentido Clausius foi absolutamente brilhante, sua entropia é clara e útil. Tais observações são necessárias como um desagravo às críticas possivelmente equivocadas de Truesdell, cáustico em sua obra sobre a história da Termodinâmica<sup>3</sup>, ao questionar a matemática elementar utilizada por Clausius e contemporâneos. Limitado por seu preciosismo teórico e reducionista, Truesdell não alcançou a dimensão tangível da entropia como parâmetro associado ao desempenho de processos reais, e chegou a sugerir que a entropia seria impossível de ser definida!

What is entropy? Heads have split for a century trying to define entropy in terms of other things. Entropy, like force, is an undefined object, and if you try to define it, you will suffer the same fate as the force-definers of the seventeenth and eighteenth centuries: Either you will get something too special, or you will run around in a circle.<sup>4</sup>

## A SEGUNDA LEI DA TERMODINÂMICA COMO UM AXIOMA

Em 1909 o matemático alemão Constantin Carathéodory apresentou as Leis da Termodinâmica desde uma perspectiva generalizada e independente de máquinas térmicas, propondo princípios a partir dos quais são derivadas as demais relações. Seu trabalho é especialmente interessante na axiomatização da Segunda Lei, começou definindo equilíbrio, estados e coordenadas termodinâmicas, para estabelecer que:

Na vizinhança de qualquer estado de equilíbrio de um sistema (de qualquer número de coordenadas termodinâmicas), existem estados que são inacessíveis por processos adiabáticos reversíveis. (Axioma de Carathéodory para a Segunda Lei da Termodinâmica)

1 Müller, I (2007). *A History of Thermodynamics*, Springer Verlag, Berlin.

2 Bejan, A., Tsatsaronis, G. (2021). *Purpose in Thermodynamics, Energies*, 14, 408.

3 Truesdell, C. (1980). *The Tragical History of Thermodynamics*, Springer Verlag, New York.

4 Truesdell, C. (1966). *Six Lectures on Modern Natural Philosophy*, Springer Verlag, New York.

Com rigor formal e auxílio das equações diferenciais pfaffianas para expressar as variáveis de estado, sem mencionar necessariamente conceitos como calor e temperatura desde o princípio, Carathéodory obteve as propriedades entropia e a temperatura absoluta<sup>1,2</sup>. Esses axiomas satisfazem os mais exigentes em formalismo matemático ao mesmo tempo em que reforçam os conceitos fundamentais da irreversibilidade e da existência de limites físicos nos processos de mudança de estado.

Generalizando o axioma de Carathéodory e introduzindo o tempo, pode ser imaginado um diagrama de possibilidades e impossibilidades, balizado pela Segunda Lei da Termodinâmica, esquematizado na Figura 5<sup>3</sup>.

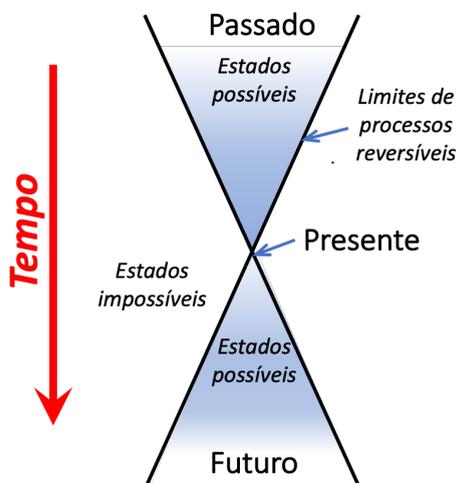


Figura 5 - Diagrama de possibilidades e impossibilidades

Neste diagrama, o presente instantâneo e fugaz é a eterna fronteira entre o passado e o futuro, que se alargam a medida em que se afastam do presente, que segue sempre em direção ao futuro. O presente só poderia ter sido alcançado desde estados (ou situações)

1 Souza, Z. (1972). Axiomas de Carathéodory, in Fundamentos da Termodinâmica Clássica, Centro de Mecânica, Departamento de Mecânica, Escola Federal de Engenharia de Itajubá.

2 Silva Jr, P.F. (2021). Sobre a Dedução do Axioma de Carathéodory da Segunda Lei da Termodinâmica dos Princípios de Clausius e Kelvin, Revista Brasileira de Ensino de Física, Vol. 43.

3 Sempre que penso nesse diagrama, imagino uma ampulheta... Essa ideia não é minha, creio que vi algo assim há anos, em um livro ou um artigo, sugerido por um pesquisador russo, que busquei em vão. Gostaria de citar o autor, mas não encontro, se existir. Às vezes acho que sonhei. Se algum leitor eventualmente souber ou descobrir, me avise por favor (LAHN).

dentro da região de “estados possíveis”. De modo análogo, desde o atual presente apenas poderão ser alcançados no futuro os “estados possíveis”. Fora da região de possibilidades, estão os estados que não podem ter dado origem ao presente, nem poderão resultar deste presente. Por exemplo, digamos que o leitor dessas notas está em sua casa, há uma hora poderia estar na rua, ou daqui a uma hora poderá estar na rua. Mas não poderia ter estado ou poderá estar na China em uma hora. E o limite entre as regiões possíveis e impossíveis corresponde aos estados alcançáveis mediante processos reversíveis.

Ainda que não sendo exatamente uma aplicação desse diagrama, mas relacionado a essas notas e delimitando possibilidades, é interessante constatar a evolução da eficiência exergética (levando em conta a Segunda Lei) das máquinas térmicas, desde Savery até as células de combustível (*fuel cells*), com uma curva que representa para as diversas tecnologias, o limite entre os máximos desempenhos possíveis e os impossíveis, a seu tempo<sup>1</sup>.

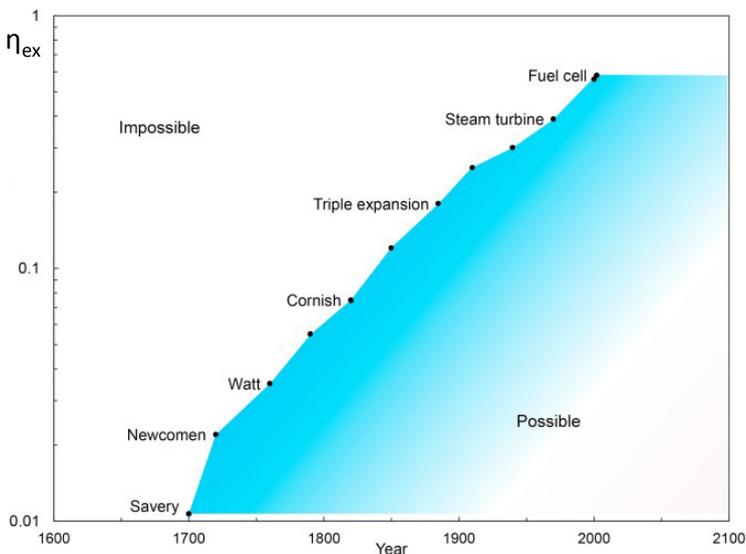


Figura 6 - Evolução da eficiência exergética dos ciclos de potência<sup>2</sup>

## A SETA DO TEMPO

Certamente uma das consequências mais profundas e relevantes da Segunda Lei da Termodinâmica é a constatação de que o

<sup>1</sup> Bejan, A. (2018). *Thermodynamics today. Energy, Vol 160. Elsevier.*

<sup>2</sup> Bejan, A. (2018). *Thermodynamics today. Energy, Vol 160. Elsevier.*

tempo evolui inexoravelmente em direção ao futuro. De fato, como sintetiza a Desigualdade de Clausius, no mundo real a entropia tende sempre a aumentar, com as irreversibilidades dissipando potenciais transformadores da energia em calor, caminhando sempre do mais quente para o mais frio, até níveis inertes, que com razão denominamos “estado morto”. Em 1928 o astrônomo inglês Arthur Eddington vulgarizou essa ideia, demonstrando que desde níveis atômicos e microscópicos até em escala universal, o aumento da entropia rege os processos naturais, empregando o conceito de seta do tempo para expressar a ideia de que a passagem do tempo ocorre sempre do passado para o futuro, sem retorno<sup>1</sup>.

O sentido unidirecional do tempo tem implicações em todos os campos do conhecimento humano, desde a cosmologia até a biologia, e tem sido explorado em densas reflexões filosóficas e religiosas e até em instigantes estórias, como O Curioso Caso de Benjamin Button, conto de Scott Fitzgerald publicado em 1922 (outra efeméride!) e filme dirigido por David Fincher em 2008, sobre um homem que nasce idoso e rejuvenesce à medida que o tempo passa. Impossível, jamais o tempo regredirá, a senescência é implacável. Assim disse Ilya Prigogine, laureado com o Nobel de Química em 1977 por seus estudos em Termodinâmica dos Processos Irreversíveis<sup>2</sup>:

Antes de Clausius, nenhum saber jamais afirmou a equivalência entre o que se faz e o que se desfaz, entre uma planta que cresce, floresce e morre e uma planta que renasce, rejuvenesce e retorna à semente primitiva.

Colocando limites tão rígidos, já temidos pelos gregos antigos ao afirmar que até Zeus devia obediência às Moiras, filhas da Noite e regentes dos destinos, a Segunda Lei da Termodinâmica induz temores ancestrais, de decadência e degeneração, como inspirados escritores expressaram o que passa na alma humana ao saber da seta do tempo:

(...) interrogávamos qual o destino do universo, e os oráculos da Termodinâmica nos respondiam: toda a forma existente se desfará numa labareda de calor; não há presença que se salve da desordem sem retorno dos corpúsculos; o tempo é uma catástrofe perpétua e irreversível<sup>3</sup>.

1 Eddington, A.S. (1928), *The Nature of the Physical World: Gifford Lectures*, Cambridge University Press.

2 Prigogine, I. (1988). *El Nacimiento del Tiempo*, Tusquets Editores, Barcelona.

3 Calvino, I. (1995). *Novas cosmiômicas*. Ed. Teorema, Lisboa.

Não obstante, podemos dormir em paz quanto ao fim do tempo, as estrelas ainda guardam hidrogênio suficiente para empurrar o tempo adiante por muito tempo, em nossa escala humana, capazes de suprir nosso planeta de enormes potenciais transformadores, além daqueles acumulados por eras geológicas em nosso subsolo, vindos da mesma estrela próxima. Mas é tão certo que houve um início, uma explosão inicial, como vai haver um fim, uma morte térmica. E nessa perspectiva, a verdadeira e única medida do tempo é a geração de entropia em processos reais, a única propriedade física não conservativa. Em um mundo ideal, onde os processos são reversíveis, o tempo é estacionário, relógios perdem sentido e não existe “antes” ou “depois”.

Enfim, nos belos versos do Rubayat, Omar Khayyam disse:

Move-se a mão que escreve, e tendo escrito, segue adiante;  
Nem toda a tua Piedade ou o teu Saber a atrairão de volta,  
para que risque sequer metade de uma linha;  
Nem todas as tuas Lágrimas lavarão uma só de tuas Palavras.

## DESENVOLVIMENTOS E APLICAÇÕES

Com base na Segunda Lei da Termodinâmica, um poderoso ferramental analítico vem sendo desenvolvido, com amplas aplicações, como se apresenta a seguir. A primeira aplicação relevante foi voltada para a determinação da disponibilidade termodinâmica, empregando a entropia na avaliação da capacidade teórica máxima de produzir trabalho útil a partir de um sistema qualquer em desequilíbrio com o ambiente. Esse tema foi explorado inicialmente por contemporâneos de Clausius, como Hermann von Helmholtz, Josiah Willard Gibbs e James Clerk Maxwell no final do século XIX, retomado por Joseph Keenan nos anos 30<sup>1</sup> e consolidado definitivamente por Zoran Rant em 1956, que propôs a exergia como variável termodinâmica para expressar a disponibilidade de trabalho útil, adotando o nome sugerido por Max Planck<sup>2</sup>.

A exergia pode ser definida como o trabalho máximo que pode ser obtido através de um processo reversível de um sistema que se encontra em um estado inicial qualquer até que atinja o equilíbrio termodinâmico com o ambiente, geralmente admitido a 1 atm e 298 K (25°C)<sup>3</sup>. Naturalmente que, se o estado inicial já é a condição ambiente, não há trabalho a obter e a exergia é zero. Sem considerar reações químicas

1 Keenan, J.H (1932). *A Steam Chart for Second Law Analysis, Mechanical Engineering*, vol. 54, no 3.

2 Cimbleis, B. (1981). História dos Conceitos de Disponibilidade Termodinâmica, Ciência e Cultura, 33(6), SBPC, São Paulo.

3 Flórez-Orrego, D.; Silva Ortiz, P. (2013). Exergia - Conceituação e Aplicação. Escola Politécnica, Universidade de Sao Paulo.

micas, que merecem um tratamento mais detalhado, a exergia física de uma substância em um estado termodinâmico qualquer  $i$  ( $ex_i$ ), associada às diferenças de temperatura e pressão em relação ao meio ambiente, é dada pela diferença de entalpia ( $h$ ) menos o produto da temperatura ambiente e a diferença de entropia ( $s$ ), em relação ao ambiente:

$$ex_i = (h_i - h_0) - T_0 (s_i - s_0) \quad (11)$$

Enquanto a energia sempre se conserva nos processos reais de conversão energética, a exergia é destruída pelas irreversibilidades, que devem ser evitadas ou reduzidas. A exergia destruída é o mesmo que o trabalho perdido da equação (10), mas sua determinação não depende da determinação da geração de entropia. Assim, as análises exérgicas facilitam a aplicação da Segunda Lei da Termodinâmica e são desenvolvidas geralmente na avaliação de processos e sistemas energéticos, permitindo inferir de maneira consistente as perdas reais e recuperáveis de energia, associadas à geração de entropia (ou destruição de exergia) e as perdas inevitáveis de energia, associadas à parcela reversível dos processos.

Um bom volume de trabalhos e estudos utilizando exergia foi realizado na Europa Oriental, especialmente na Alemanha Oriental e na Polônia durante os anos 60, e após a introdução dessa abordagem na literatura técnica em inglês, apenas em meados dos anos 80, com os livros de Ahern e Kotas<sup>1</sup>, sua utilização se expandiu bastante, inclusive surgindo periódicos dedicados especificamente a publicar trabalhos nesse campo: *Exergy*, posteriormente incorporado à *Energy* (Elsevier) e *International Journal of Exergy* (InderScience Publishers). Pode-se afirmar que hoje a exergia está correta e definitivamente incorporada ao jargão dos estudos energéticos em todo o mundo.

A partir da análise exérgica e incorporando aspectos econômicos, foi desenvolvida a análise termo-econômica e suas variações, que ponderam os custos de equipamentos e de operação de sistemas energéticos considerando a geração de entropia (ou destruição de exergia), com amplas e consistentes aplicações no projeto e operação desses sistemas, em centrais de potência convencionais ou utilizando novas fontes energéticas, em sistemas frigoríficos, enfim todos os sistemas que de alguma forma envolvem calor e trabalho. Contribuíram de forma destacada para desenvolver e promover a análise termo-econômica Christos Frongopoulos, George Tsatsaronis, Antonio Valero e Michael R. Von Spakovsky, por seus trabalhos nesse campo, entre os

<sup>1</sup> Ahern, J.E. (1980). *The exergy method for energy systems analysis*, John Wiley & Sons, NY, 1980 e Kotas, T.J. (1985). *The Exergy Method of Thermal Plant Analysis*, Butterworths, London, 1985.

quais a proposição de um problema de referência CGAM (sigla com as iniciais de seus nomes), que serviu de paradigma e base de comparação das diferentes metodologias em termo-economia<sup>1</sup>. Nessa mesma época Adrian Bejan e colaboradores abriram uma nova vertente de trabalhos orientando o projeto e a otimização de sistemas energéticos com base na redução da geração de entropia<sup>2</sup>.

Deve ser ainda mencionada nessa breve revisão das aplicações e abordagens decorrentes da Segunda Lei da Termodinâmica a importante contribuição de Nicholas Georgescu-Roegen, que aproximou a Termodinâmica das Ciências Econômicas em sua obra *A Lei da Entropia e o Processo Econômico*, de 1971, criando a Economia Ecológica e o conceito do decrescimento econômico, baseando-se na Segunda Lei da Termodinâmica para revisar as funções de produção e destacar a existência de mudanças qualitativas e degradação dos recursos naturais em decorrência das atividades humanas<sup>3</sup>. De fato, os impactos ambientais podem ser avaliados pela geração de entropia.

No Brasil há uma ativa comunidade acadêmica interessada em exergia. A seguir se exemplificam aplicações práticas da Segunda Lei da Termodinâmica, desenvolvidas com auxílio da análise exérgica. A Figura 7 apresenta a nítida diferença dos fluxos de energia e exergia no ciclo térmico da central termelétrica de uma usina siderúrgica<sup>4</sup>, evidenciando as significativas diferenças entre esses fluxos de um mesmo processo. Por exemplo, a perda de energia mais importante ocorre no condensador, enquanto do ponto de vista exérgico a maior destruição de exergia ocorre na caldeira, devidas às irreversibilidades associadas à combustão e à transferência de calor, e onde por sua vez as perdas energéticas não parecem muito relevantes, por ser uma caldeira eficiente.

Outro exemplo de aplicação dos conceitos exérgicos, agora no sistema energético brasileiro como um todo, foi o Balanço de Energia Útil, BEU, com valores de 2019, apresentado no conjunto de estudos para o Plano Decenal de Eficiência Energética, desenvolvido no âmbito do programa Procel/Eletronbras<sup>5</sup>, em cooperação com a EPE.

---

1 Tsatsaronis, G., (editor) (1994). *Special Issue Invited Papers on Exergoeconomic, CGAM Problem. Energy, The International Journal, Vol. 19, No. 3.*

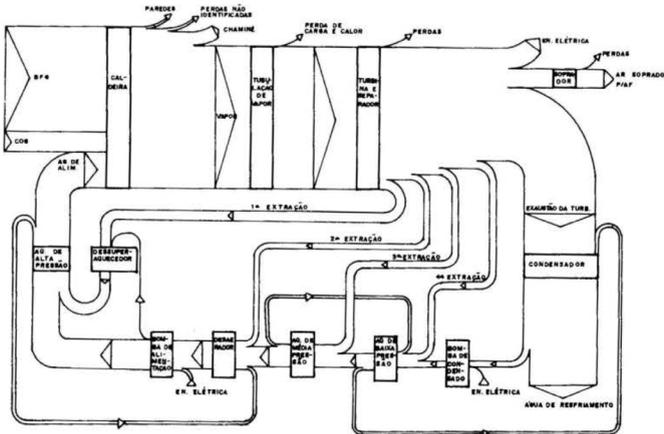
2 Bejan, A., Tsatsaronis, G., Moran, M., (1996). *Thermal Design and Optimization, John Wiley & Sons, New York.*

3 Georgescu-Roegen, N. (2012). *O decrescimento, com apresentação e organização de Grinevald, J. e Rens, I., Editora Senac, São Paulo.*

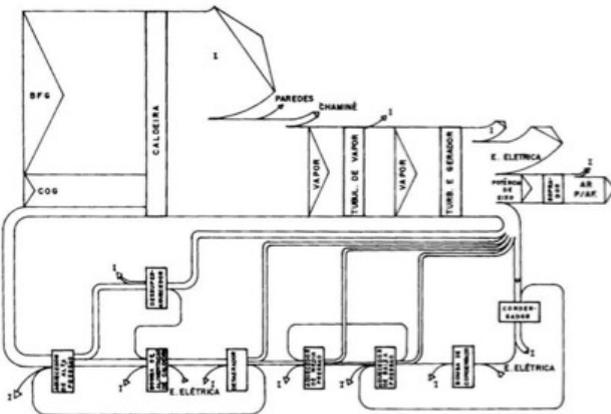
4 Donatelli, J.L.M.; Nogueira, L.A.H., (1990). *Análise Exérgica do Ciclo Térmico da Cia. Siderúrgica de Tubarão, Anais do III Encontro Nacional de Ciências Térmicas, Associação Brasileira de Ciências Mecânicas, Itapema.*

5 IX Estudos e Projetos (2020). *Atualização do Balanço de Energia Útil, (coordenado pelo Prof. Horta Nogueira, L.A.), in Consultoria para Elaboração do Plano Decenal de Eficiência Energética (PDEf), para PROCEL/Eletronbras e MME. Itajubá.*

Enquanto os fluxos de energia produzidos pelo setor energético para atender os setores socioeconômicos são denominados “energia final”, efetivamente esses fluxos de energia, na forma de eletricidade e combustíveis, atendem aos consumos finais em diversos equipamentos e sistemas, para prover diferentes formas de “energia útil”, como mobilidade no setor de transporte, aquecimento na indústria e iluminação em todos os setores. O BEU avalia esta etapa final de conversão energética, nessa oportunidade, com as ideias de Clausius, introduzindo uma estimativa das perdas inevitáveis de energia e das perdas com potencial para recuperação energética.



(a) Fluxos de energia



(b) Fluxos de exergia

Figura 7 - Fluxos de energia e exergia em uma central termelétrica (Donatelli e Nogueira, 1990)

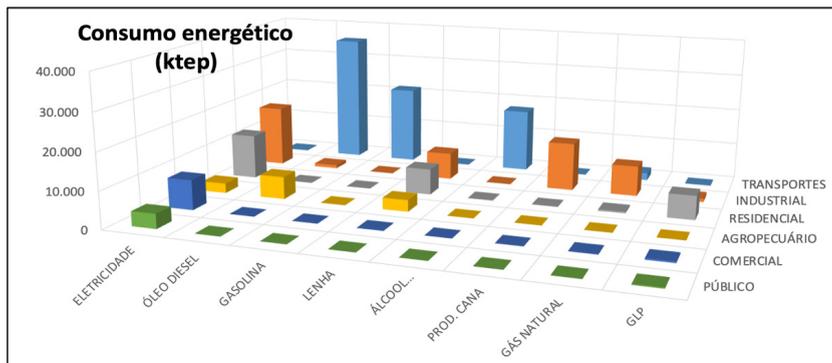


Figura 8 - Consumo de energia final no Brasil em 2019 por tipo de energético e setor socioeconômico (baseado em EPE, 2020)

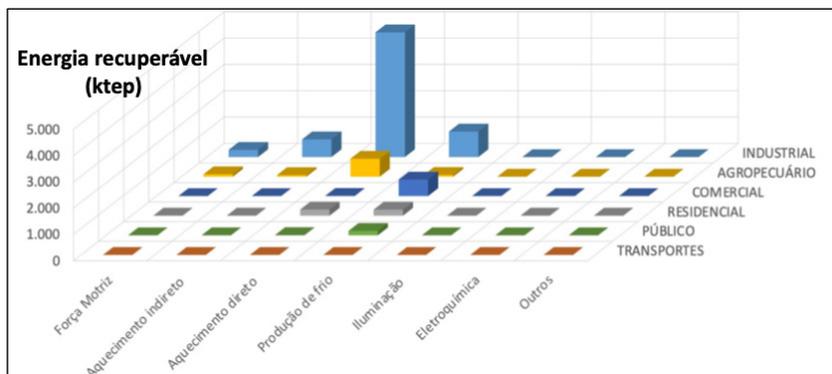


Figura 9 - Energia recuperável no Brasil em 2019 por uso energético final e setor socioeconômico (IX, 2020)

Conforme se apresenta na Figura 8, a distribuição do consumo de energia por energético utilizado e setor socioeconômico, a partir do Balanço Energético Nacional de 2020 (dados de 2019)<sup>1</sup>, não explicita os potenciais técnicos de economia de energia. Esses potenciais são indicados na Figura 9 como “energia recuperável”, avaliados para os níveis de eficiência atuais, valorando-se as perdas de calor com auxílio

<sup>1</sup> EPE (2020). Balanço Energético Nacional 2020/ano base 2019, Empresa de Pesquisa Energética, Ministério de Minas e Energia, Brasília.

da Segunda Lei da Termodinâmica e sujeitos a condicionantes gerais de economicidade, escala e disponibilidade tecnológica. No contexto estudado, as perdas recuperáveis (atualmente não utilizadas) representaram cerca de 4% do consumo energético total e alcançam 8,5% nas indústrias, que respondem por 75% dessas perdas, concentradas especialmente nos subsetores siderúrgico/metalúrgico, cimento, cerâmica e vidro, por seus efluentes térmicos a temperaturas mais altas.

No setor de transporte as perdas de energia são elevadas, mas não foram consideradas recuperáveis devido às dificuldades técnicas para a instalação de sistemas de recuperação de calor em equipamentos não estacionários.

Em um cenário prospectivo, considerando a adoção de tecnologias mais eficientes nos processos finais de conversão energética, estimou-se uma redução superior a 10% das perdas energéticas nos setores socioeconômicos, com destaque para a indústria, que poderá reduzir as perdas em mais de 35%, caso adote as melhores práticas. Ainda que seja um estudo com um alto nível de agregação, o BEU permite uma maior compreensão do papel da energia e das possibilidades de promover seu uso eficiente.

Essas aplicações e exemplos fazem uso da Segunda Lei da Termodinâmica como formulada por Clausius, considerando essencialmente as variações de entropia, sem qualquer referência ao seu valor absoluto ou à sua relação com desordem, objeto do tópico a seguir.

## **BOLTZMANN E A CONFUSÃO SOBRE ENTROPIA**

Atualmente, é comum se associar entropia à desordem. Uma rápida pesquisa na internet mostra que essa é a associação mais frequente quando se busca por “entropia”, lamentavelmente com a maioria das explicações e definições de entropia apresentadas ao grande público estando equivocadas ou mesmo totalmente erradas talvez possa se atribuir essa desinformação à relativa sofisticação do conceito de entropia e mesmo à falta de uma ideia mais tangível do que seria essa propriedade.

Por exemplo, sabemos e podemos sentir o que é temperatura e corrente elétrica, e existem termômetros e amperímetros, mas como a entropia é um parâmetro derivado do quociente ( $Q/T$ ) em condições reversíveis, mesmo estando tabelada para as principais substâncias de interesse, não existem formas de medir diretamente a entropia, não existem “entropímetros” ou “entropiscópios”...



Figura 10 - A entropia no inconsciente coletivo<sup>1</sup>

A rigor, não é errado associar-se o valor absoluto da entropia de um sistema, enquanto uma propriedade de estado, com a probabilidade desse sistema assumir diferentes estados, ou microestados na linguagem da Física. Essa conceituação de entropia, proposta por Ludwig Boltzmann, resultou seu laborioso trabalho teórico na criação da Mecânica Estatística no final do Século XIX, e permitiu concluir que para um gás ideal, a entropia pode ser dada por

$$S = k \ln W \quad (12)$$

onde  $k$  representa a constante de Boltzmann e  $\ln W$  o logaritmo natural do número de microestados possíveis para o sistema. É possível mostrar que os sistemas físicos reais tendem naturalmente a aumentar o número de microestados possíveis e assim elevar sua entropia, confirmando a seta do tempo comentada no tópico anterior. Entretanto, à despeito de sua grande relevância na Física, tal abordagem é de escasso interesse e aplicação para a Engenharia da Energia, esca-

<sup>1</sup> Longhi, R., *Resistere al caos*, disponível em [saintmartinpost.wordpress.com/tag/entropia/](http://saintmartinpost.wordpress.com/tag/entropia/)

pando do objetivo dessas notas explorar esse tópico. Existem boas referências desmistificando esse conceito, inclusive da lavra de Roger Penrose, Nobel de Física em 2020<sup>1</sup>. Conforme postulou Walther Nernst in 1906, no que se conhece como a Terceira Lei da Termodinâmica, “a entropia de um sistema tende a zero quando sua temperatura tendo ao zero absoluto”<sup>2</sup>, poderíamos dizer que de fato, a  $-273,15\text{ °C}$  toda e qualquer substância deverá estar no estado sólido, com seus átomos dispostos em estruturas cristalinas, portanto mais de maneira bem ordenada que nos estados líquido e gasoso.

Seja como for, permanece vívida e popular a relação simplista e pouco clara entre entropia e desordem<sup>3</sup>. Quando Claude Shannon introduziu em 1948 sua Teoria Matemática da Informação, perguntou a John Von Neumann como poderia denominar a medida do grau médio de incerteza a respeito de fontes de informação, e teve como resposta:

Call it entropy. It is already in use under that name and besides, it will give you a great edge in debates because nobody knows what entropy is anyway.<sup>4</sup>

E assim surgiu a entropia da informação, que nada tem a ver com a entropia de Clausius...

## COMENTÁRIOS FINAIS

O legado de Clausius é muito relevante. A consolidação da Termodinâmica, a ciência da energia, o desenvolvimento do conceito da entropia e da seta do tempo, não apenas proporcionaram poderosas e consistentes ferramentas para a modelagem, simulação, análise e otimização de processos e sistemas energéticos, como também ofereceram, ao introduzir um sentido no tempo e a ideia da irreversibilidade, uma nova visão dos limites e potenciais do desenvolvimento econômico e das relações entre a sociedade humana e o meio ambiente. Isso não é pouco.

Associar entropia superficialmente à desordem, como muita gente faz, é bastante popular, mas equivocado, cabe superar essa vi-

---

1 Penrose, R. (2010). *Cycles of Time: An Extraordinary New View of the Universe*, The Bodley Head Ed., London.

2 Bernstein, J. (2011) *An Entropic Story*, Stevens Institute of Technology, New Jersey.

3 Cabe aqui uma perspicaz observação do Prof. Alexandre Szklo (UFRJ), constatando que os conceitos de ordem e desordem têm significados diferentes nos universos das ciências físicas e das ciências humanas, essas últimas associando ordem à homogeneidade, igualdade, por seu caráter mais ético...

4 Schneider, E.D.; Sagan, D. (2006). *Into the Cool: Energy Flow, Thermodynamics, and Life*, University of Chicago Press.

são distorcida. Os túmulos de Clausius e Boltzmann oferecem uma ideia do prestígio diferenciado que esses cientistas têm desfrutado, de forma pouco alinhada à efetividade e relevância das respectivas contribuições ao bem-estar e desenvolvimento humano, e mais bem compatível com o nível de desinformação e opacidade sobre seu trabalho.



Rudolf Clausius, Bonn



Ludwig Boltzmann, Viena

Figura 11 - Túmulos dos cientistas que desenvolveram a entropia

A entropia, tal como presente no cerne dos trabalhos de Clausius, deve ser vista como algo simples, acessível e útil, como uma propriedade física cuja variação em processos de conversão de energia indica o nível de irreversibilidade e imperfeição, sinalizando as perdas energéticas reais e os potenciais energéticos com efetivas possibilidades de desenvolvimento e racionalização.

## AGRADECIMENTO

Sou grato aos comentários e sugestões de Alexandre Szklo (UFRJ), José Goldemberg (USP), Silvio de Oliveira Jr. (USP) e Zulcy de Souza (UNIFEI), professores com quem compartilho o gosto pela Termodinâmica. Naturalmente que os eventuais equívocos são todos meus. Agradeço também à EPE e SBPE pela organização do seminário em março/2022 para discussão desse tema.



## Informações para Autores

Propostas de publicações em consonância com o disposto na missão da Revista Brasileira de Energia (RBE) poderão ser enviadas ao Comitê Editorial para análise, por meio de link específico existente no site da Sociedade Brasileira de Planejamento Energético ([www.sbpe.org.br](http://www.sbpe.org.br)).

A formatação final para publicação ficará por conta do departamento de diagramação da RBE; desta forma, os artigos deverão ser enviados em formatação simples, conforme o disposto a seguir:

- Os trabalhos devem ser editados e enviados em arquivo Word.
- Papel A4, margens 20 mm, fonte Times New Roman tamanho 12, espaçamento simples.
- Figuras com resolução mínima de 300 dpi.
- Para gráficos, usar mesmo padrão de cores e estilo.
- Equações em formato editável; não devem ser enviadas como figuras.
- O nome do autor NÃO deve ser abreviado, e as respectivas informações de instituição, telefone e e-mail devem ser apresentadas SO-MENTE no sistema e NÃO devem constar no arquivo Word.
- Todos os itens devem ser numerados sequencialmente, exceto Resumo e Abstract. Não usar numeração automática do processador de texto. Serão aceitos no máximo 3 subníveis de numeração, a partir dos quais poderão ser usadas letras como único subnível adicional.
- Títulos de figuras e tabelas, abaixo e acima das mesmas, respectivamente, sem descrição de fonte, a qual deverá ser feita ao longo do texto, muito menos a existência do termo “autoria própria”.
- Referências a trabalhos deverão ser citadas no texto com nome do autor (ou autores) e ano de publicação, entre parêntesis [Ex.: (Autor 1, 1928); (Autor 1 e Autor 2, 1928)]. Na existência de mais de dois autores, escreve-se o nome do primeiro autor seguido da expressão et al. [Ex.: (Autor 1 et al, 1928)].

### Referências Bibliográficas:

- Somente deverão ser citados autores ou trabalhos que estejam incluídos na lista de referências bibliográficas, assim como todos os trabalhos listados nas referências bibliográficas deverão ter sido citados no texto.
- As obras devem ser elencadas em ordem alfabética, não numeradas, seguindo o padrão ABNT.
- NÃO ordenar as obras de acordo com a citação no texto.

