

revista brasileira de
ENERGIA



Sociedade Brasileira de
Planejamento Energético

Volume 29, Nº 1, 1º Trimestre de 2023

Diagramação

Kelly Fernanda dos Reis

Revisão

Arnaldo Walter e Kelly Fernanda dos Reis

**Revista Brasileira de Energia
Vol. 29 - nº 1**

Itajubá, 2023 - SBPE

Editor: Arnaldo Walter
133 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: Rubem César Rodrigues Souza

Vice-Presidente: Juliana Klas

Diretora de Eventos: Paula Meyer Soares

Diretor de Publicações: Arnaldo Walter

Diretor Administrativo: Edson da Costa Bortoni

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

Endereço: Av. BPS, 1303 – Pinheirinho

Itajubá – MG – CEP:37.500-903

E-mail: exec@sbpe.org.br

Os artigos podem ser enviados por meio do site da SBPE

www.sbpe.org.br

ESTATÍSTICAS

Tempo para tomada de decisões

Desde o primeiro número publicado em 2022, a Revista Brasileira de Energia (RBE) vem apresentando estatísticas relativas ao processamento das submissões. A partir de outubro de 2020, com a implantação de novos procedimentos gerenciais, foi possível reduzir o tempo para a avaliação dos artigos e tomada de decisões.

Entretanto, por conta das pendências então existentes, para o conjunto de submissões analisadas desde outubro de 2020 o tempo médio de tomada de decisão ainda é longo – 248 dias –, sendo um pouco menor – 234 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 na avaliação não estão sendo considerados os artigos publicados em número especial (no volume 27, números 2 e 3, publicados em 2021) e os artigos de autores convidados.

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 147 dias, sendo de 164 dias para os artigos aceitos. Para os seis artigos publicados neste número, o tempo médio entre a submissão e a decisão editorial final foi de 202 dias.

O compromisso assumido é alcançar e manter o tempo de tomada de decisão abaixo de 150 dias e, com os resultados deste número, tivemos pequena melhoria do indicador temporal em relação ao que foi apresentado anteriormente. Por óbvio, conclui-se que a RBE ainda precisa melhorar seus procedimentos.

Artigos mais acessados e os mais citados

Desde março de 2018, o gerenciamento das submissões à Revista Brasileira de Energia é feito 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>). A plataforma OJS registra, desde março de 2018, o número de consultas a abstracts e os downloads dos artigos publicados.

Em cinco anos houve mais de 159 mil *downloads* de artigos publicados; o levantamento aqui apresentado foi feito na última semana de março de 2023. Entre todos os artigos já publicados, os cinco mais

acessados são apresentados na Tabela 1. Por outro lado, entre os artigos publicados a partir de 2020 (inclusive), os cinco mais acessados são apresentados na Tabela 2.

Por outro lado, utilizando a plataforma Google Acadêmico, no fim de março de 2023 foram identificados os artigos da RBE com mais citações. Na Tabela 3 são apresentados os dez artigos mais citados, de acordo com o levantamento feito.

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

Título	Autores	Ano	Volume e número	Número de downloads
Principais subprodutos da agroindústria canavieira e sua valorização	Luís Cortez, Paulo Magalhães e Júlio Happ	1992	v. 02 n.02	8.715
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	7.311
Dimensionamento de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica: Estudo de caso do sistema de Tubarão - SC	Oswaldo L. S. Pereira e Felipe F. Gonçalves	2008	v. 14 n. 01	7.015
<i>Investment analysis for wind energy projects</i>	Wagner Sousa de Oliveira e Antônio Jorge Fernandes	2013	v. 19 n.02	5.450
Política e gestão ambiental: conceitos e instrumentos	Alessandra Magrini	2011	v. 08 n. 01	3.584

Tabela 2 - Artigos mais acessados dentre os publicados a partir de 2020 (inclusive)

Título	Autores	Ano	Volume e número	Número de downloads
Fundamentos do planejamento energético centralizado e do descentralizado	Arthur Mendonça Quinhones Siqueira e Célio Bermann	2020	v. 26 n. 01	581
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	576
Energia solar fotovoltaica	Oswaldo Soliano Pereira, Ricardo Ruther	2021	v. 27, n. 3	565

Tabela 2 - Artigos mais acessados dentre os publicados a partir de 2020 (inclusive) (cont.)

Título	Autores	Ano	Volume e número	Número de citações
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, Alexandre Szklo	2021	v. 27, n. 3	546
(In)Justiça energética: definição conceitual, parâmetros e aplicabilidade no caso do Brasil	Vinicius Eduardo Ribas, André Felipe Simões	2020	v. 26 n. 04	532

Tabela 3 - Artigos com mais citações acadêmicas; levantamento feito pelo Google Acadêmico na última semana de Março de 2023

Título	Autores	Ano	Volume e número	Número de citações
Principais subprodutos da agroindústria canavieira e sua valorização	Luís Cortez, Paulo Magalhães e Júlio Happ	1992	v. 02 n.02	139
Política e gestão ambiental: conceitos e instrumentos	Alessandra Magrini	2011	v. 08 n. 01	109
O uso de carvão vegetal na indústria siderúrgica brasileira e o impacto sobre as mudanças climáticas	Alexandre Uhlig, José Goldemberg, Suani Teixeira Coelho	2008	v. 14 n. 02	64
Reflexões sobre os principais programas em eficiência energética existentes no Brasil	Hamilton Moss de Souza, Paulo Augusto Leonelli, Carlos Alexandre Príncipe Pires, Valdir Borges Souza Júnior, Roberto Wagner Lima Pereira	2009	v. 15 n. 01	37
Energia solar fotovoltaica no Brasil: Incentivos regulatórios	Fabiana Karla de Oliveira Martins Varella, Carla Kazue Nakao Cavaliero, Ennio Peres da Silva	2008	v. 14 n. 01	37
Mudança institucional e inovação na indústria brasileira de petróleo	André Furtado	2002	v. 09 n. 01	31
Dimensionamento de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica: Estudo de caso do sistema de Tubarão – SC	Osvaldo L. S. Pereira, Felipe F. Gonçalves	2008	v. 14 n. 01	30
Planejamento energético: Necessidade, objetivo e metodologia	Sérgio Valdir Bajay	1989	v. 01 n. 01	27

Tabela 3 - Artigos com mais citações acadêmicas; levantamento feito pelo Google Acadêmico na última semana de Março de 2023 (cont.)

Título	Autores	Ano	Volume e número	Número de citações
Impactos ambientais de reservatórios e perspectivas de uso múltiplo	Cruz Castro H., Fabrily M. P	1995	v. 04 n. 01	24
Processo de aprendizagem da Petrobrás: programas de capacitação tecnológica em sistemas de produção <i>offshore</i>	Adriana Gomes de Freitas, André Tosi Furtado	2001	v. 08 n. 01	24

Usando o mesmo procedimento, foram identificados os artigos com mais citações entre os publicados após 2020 (inclusive). Os três artigos mais citados são apresentados na Tabela 4. Embora óbvio, cabe notar que, neste caso, o número de citações é impactado pelo curto tempo entre a data de publicação e a pesquisa feita.

Tabela 4 - Artigos com mais citações acadêmicas, entre os publicados após 2020 (inclusive); levantamento feito pelo Google Acadêmico na última semana de Março de 2023

Título	Autores	Ano	Volume e número	Número de citações
Universalização do acesso ao serviço público de energia elétrica no Brasil: evolução recente e desafios para a Amazônia Legal	André Luís Ferreira, Felipe Barcellos e Silva	2021	v. 27 n.03	5
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	3
Conflitos socioambientais no meio socioeconômico: o caso de Brotas de Macaúbas, Bahia	Carolina Silva Ribeiro, Gilca Garcia de Oliveira	2020	v. 26 n. 04	3

Em nome do Comitê Editorial da RBE, agradeço a contribuição de todos os autores.

Arnaldo Walter

Editor Responsável – Revista Brasileira de Energia

EDITORIAL

Este é o primeiro número publicado em 2023 pela Revista Brasileira de Energia (RBE). Desde o primeiro fascículo de 2022 (Vol. 28, nº 1) estão sendo apresentadas estatísticas dos tempos de processamento das submissões e dos registros de acesso às publicações. Quanto aos registros de acesso, neste número estão sendo indicados os artigos mais acessados desde que o monitoramento começou a ser feito, ou seja, desde 2018, bem como os mais acessados entre os artigos publicados após 2020 (inclusive).

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

Bernardo A. Villanueva e coautores fazem uma análise dos impactos da possível implantação de uma termoeétrica a biomassa, no interior do Paraná.

O artigo de Rodrigo P. Botão e colaboradores apresenta uma análise SWOT aplicada a projetos de geração de eletricidade, no contexto da expansão do suprimento de gás natural liquefeito.

Já a contribuição de Weber D. Santos e Sérgio V. Bajay versa sobre o contexto atual e perspectivas dos mecanismos de resposta da demanda no setor elétrico, no Brasil.

Davi B. Maciel e Cesar M. Carvalho avaliaram o impacto da COVID-19 sobre o consumo de energia elétrica, no Brasil, destacando as diferenças regionais.

Por sua vez, Gisela A. P. do Rio tratou o tema transição energética, destacando visões e interesses relativos a possíveis investimentos na Margem Equatorial brasileira.

Finalmente, Raoni A. de Lima e coautores analisaram o impacto da possível geração de energia elétrica em plantas solares flutuantes, com foco na instalação dessas unidades no semiárido do Brasil.

Agradeço aos colaboradores, e desejo bom proveito a todos os leitores da RBE.

Arnaldo Walter

Editor Responsável da Revista Brasileira de Energia

SUMÁRIO

DESENVOLVIMENTO LOCAL ATRAVÉS DE IMPLANTAÇÃO DE USINA TERMOELÉTRICA A BIOMASSA.....11

Bernardo de Almeida Villanueva, Anderson Catapan, Rogério Allon Duenhas

ANÁLISE SWOT APLICADA EM PROJETO DE GERAÇÃO DE ENERGIA TENDO COMO FONTE O GÁS NATURAL DIANTE DAS POSSIBILIDADES DE EXPANSÃO DA DEMANDA POR GNL NO CONTEXTO DO MERCADO DO GÁS.....32

Rodrigo Pereira Botão, Hirdan Katarina de Medeiros Costa, Júlio Cesar Cândia Nishida, Mariana Fernandes Miranda, Edmilson Moutinho dos Santos

MECANISMOS DE RESPOSTA DA DEMANDA NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO: PANORAMA ATUAL E PERSPECTIVAS.....50

Weber Daas Santos, Sérgio Valdir Bajay

IMPACTO DA COVID-19 SOBRE O CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA DAS REGIÕES DO BRASIL.....73

Davi Brandão Maciel, Cesar Marques de Carvalho

MARGEM EQUATORIAL BRASILEIRA: DESAFIOS POSTOS SOBRE A MESA.....88

Gisela Aquino Pires do Rio

IMPACTO DA GERAÇÃO DE PLANTAS FOTOVOLTAICAS FLUTUANTES SOBRE A MATRIZ ENERGÉTICA DE ESTADOS DO SEMIÁRIDO BRASILEIRO... 106

Raoni Alves de Lima, Arlindo Hernany Ramos Delgado, Dayane Cynthia Pinto Oliveira, Edenizio Oliveira da Silva, Iágson Carlos Lima Silva, Ivens Gabriel de Oliveira Ciríaco Mendes, Karol Damasceno Cysne, Kevin de Paula Amorim, Leticia de Oliveira Santos, Paulo Cesar Marques de Carvalho

DESENVOLVIMENTO LOCAL ATRAVÉS DE IMPLANTAÇÃO DE USINA TERMOELÉTRICA A BIOMASSA

Bernardo de Almeida Villanueva¹
Anderson Catapan¹
Rogério Allon Duenhas¹

¹Universidade Tecnológica Federal do Paraná

DOI: 10.47168/rbe.v29i1.705

RESUMO

No sistema elétrico brasileiro predominam unidades centralizadas de geração de energia elétrica, porém tem se tornado mais atraente a geração próxima aos consumidores. A lenha e seus resíduos estão entre os mais conhecidos tipos de biomassa e esta é considerada uma fonte renovável. A indústria madeireira gera uma série de resíduos que são adequados à geração de energia elétrica. O município de Tunas do Paraná é um dos polos paranaenses de extração e beneficiamento de madeira de reflorestamento. Há um projeto em andamento para implantação de uma usina termoeletrica no município, e o objetivo deste artigo é estimar os impactos positivos que tal iniciativa traria. Verificou-se que a construção do empreendimento criará 116 empregos temporários, aumentando em mais de 10% o estoque de postos de trabalho formais do município e, posteriormente, gerará mais empregos definitivos. O investimento no empreendimento tende a ter grande impacto na economia do município, visto que será de cerca de 25% do PIB anual municipal. Por fim, haverá impacto na qualidade do serviço elétrico no município, contribuindo na melhoria de tensão e corrente, diminuição de interrupções de serviço e redução da necessidade de investimentos.

Palavras-chave: Energia renovável; Biomassa; Desenvolvimento local.

ABSTRACT

In the Brazilian electric system, centralized electric power generation units predominate, but generation close to consumers has become more attractive. Firewood and its residues are among the most known types of biomasses and are a renewable source of energy. The wood industry generates a set of wastes that is suitable for electricity generation. The

city of Tunas do Paraná is one of Paraná's poles for extracting and processing reforestation wood. There is an ongoing project to implement a thermoelectric power plant in the city and the purpose of this article is to estimate the positive impacts that such an initiative would bring. The research pointed out that the construction of the project will create 116 temporary jobs, increasing the stock of formal jobs in the municipality by more than 10% and, subsequently, it will generate more permanent jobs. The investment in the project tends to have a significant impact on the municipality's economy, as it will be around 25% of the municipal annual GDP. Finally, there will be an impact on the quality of city's electric service, contributing to the improvement of voltage and current, reducing service interruptions and reducing the need for investments.

Keywords: Renewable energy; Biomass; Local development.

1. INTRODUÇÃO

A questão energética apresenta um papel de destaque na busca pelo desenvolvimento sustentável através da busca de fontes que possam substituir o uso de combustíveis fósseis (LIRA et al., 2019).

Como parte do compromisso de atingir as diretrizes para mitigar as causas da mudança climática, estabelecidas através do Acordo de Paris, o Brasil se comprometeu com a meta de reduzir suas emissões de gases de efeito estufa (GEE), sendo um dos objetivos expandir o uso doméstico de fontes não fósseis de energia, aumentando a parcela de energias renováveis (além da energia hídrica) no fornecimento de energia elétrica para ao menos 23% até 2030 (IEMA, 2018).

Atualmente, as tecnologias denominadas como mais limpas indicam uma possível alternativa para a contemporânea estrutura de geração e consumo de energia, que ameaça a qualidade da vida no planeta, porém não basta a existência das tecnologias, sendo necessárias mudanças estruturais nos sistemas energéticos para alterar rumos dessas transformações (D'AVIGNON, 2010).

No sistema elétrico brasileiro predominam unidades centralizadas de geração de energia elétrica, de base hidrotérmica, porém fatores como a distância entre as unidades geradoras e os centros de consumo, e os impactos socioambientais gerados na construção de novos projetos, têm tornado mais atraente a geração de energia descentralizada, ou seja, nos próprios centros urbanos, próxima aos consumidores (GIROTTI; MARINS; LARA, 2019).

Além disso, grande parte do potencial hidrelétrico nacional está disponível em regiões sensíveis, tanto em termos ambientais quanto sociais, o que leva o país a um contexto de insegurança energética visto que a geração de eletricidade é altamente dependente de algumas fontes, o que leva à necessidade de se repensar esse modelo, com

foco na diversificação e descentralização da matriz elétrica nacional (SCHNEIDER; JAPP, 2021).

Após um longo período de estabilidade tecnológica no qual predominou a geração hidrelétrica, houve grandes transformações no setor elétrico brasileiro que, seguindo a tendência global do setor, abre um espaço cada vez maior para novas tecnologias de geração distribuída (BAJAY et al., 2018).

A geração distribuída tem como característica a instalação de geradores de pequeno porte, em geral a partir de fontes renováveis, em locais próximos ao consumo de energia elétrica, modelo que pode apresentar várias vantagens para o sistema elétrico, como a postergação de investimentos em expansão dos sistemas de distribuição e transmissão; o reduzido impacto ambiental; melhores níveis de tensão da rede no período de carga pesada; e a diversificação da matriz energética (ANEEL, 2016).

A geração elétrica próxima do consumidor era a regra no início do século XX, porém, a partir da década de 1940, o custo da geração em centrais de grande se mostrou mais barato, reduzindo o interesse dos consumidores pela Geração Direta, o que mudou nos anos 1980, com o fim do monopólio da geração elétrica, incentivando o desenvolvimento de tecnologias, com visíveis resultados na redução de custos (INEE, 2020b).

No ano de 2012, através da Resolução Normativa nº 482 da ANEEL, foi possibilitado ao mercado a opção de injeção de energia elétrica na rede da concessionária, que se torna crédito de energia e que pode, posteriormente, ser compensada na fatura de energia do consumidor (WEIRICH et al., 2022). É necessário destacar que a criação do sistema de geração distribuída objetiva não apenas diversificar as fontes de energia, mas acima de tudo, fomentar a descentralização das fontes geradoras, visando desonerar as redes de transmissão e distribuição, o que se dá pelo fato de o Brasil ter proporções continentais, tornando a transmissão da eletricidade um grande desafio por seu respectivo custo de implementação, manutenção e perdas (SILVA; CAPELHUCHNIK, 2022).

Quanto à classificação das iniciativas, a microgeração distribuída refere-se a uma central geradora de energia elétrica com potência instalada menor ou igual a 75 quilowatts (kW), ao passo que a minigeração distribuída diz respeito às centrais geradoras com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 megawatts (MW), para a fonte hídrica, ou 5 MW para as demais fontes (ANEEL, 2016).

Dentre as principais fontes alternativas adotadas estão a solar, a eólica, e a biomassa, sendo o Brasil um país com grande possibilidade para a utilização da biomassa energética (SORDI; SOUZA; OLIVEIRA, 2005).

A lenha e seus resíduos; os resíduos gerados pelas culturas agrícolas, agroindústrias e criação animal; florestas energéticas; e resíduos sólidos municipais são os mais conhecidos tipos de biomassa e esta é considerada uma fonte de energia renovável, pois sua reposição na natureza é de baixa complexidade e de curto prazo, comparada aos combustíveis fósseis (SORDI; SOUZA; OLIVEIRA, 2005).

Nas atividades rurais, a biomassa é gerada nos segmentos agrícola, pecuarista e florestal, diretamente, e em suas respectivas indústrias, de forma distinta do que ocorre com os recursos energéticos de origem mineral, como o carvão, o petróleo, o gás natural e o urânio, que possuem reservas físicas limitadas (TOLMASQUIM, 2016).

Grandes quantidades de madeira e resíduos sólidos de biomassa que não são utilizados têm potencial como fonte de energia, e as árvores e outras formas de biomassa podem agir como sumidouros de carbono. Deve ser planejado, também, o uso da biomassa como fonte combustível para substituir as energias fósseis, ou ainda como produtos de madeira de vida longa (VAN LOO; KOPPEJAN, 2008).

A atividade florestal pode ser dedicada à produção de biomassa para aproveitamento energético ou, ainda, ter sua produção voltada à outra finalidade, porém gerando biomassa como subproduto que pode ter aproveitamento energético (TOLMASQUIM, 2016).

O setor de árvores cultivadas está presente em mais de 1.000 municípios de todo o Brasil, tendo um papel relevante ao levar emprego e renda sobretudo a locais afastados de grandes centros, e, através de sua expansão, produzindo efeito positivo nas localidades ao impulsionar atividades e serviços e estimular a criação de novos negócios par atender aos profissionais que atuam no setor, se tornando, desta forma, um fator dinâmico essencial para as economias locais nas mais diferentes regiões do país (IBÁ, 2022).

O município de Tunas do Paraná compõe a Região Metropolitana de Curitiba, com uma população aproximada de 9.000 pessoas, sendo o rendimento mensal médio de dois salários-mínimos (IBGE, 2020). É um dos polos paranaenses de extração e beneficiamento de madeira de reflorestamento (pinus e eucalipto), o que gera diversos tipos de resíduos que podem ser, entre outros, utilizados como energia no setor industrial (RASOTO; GOMES, 2011).

A indústria madeireira gera uma série de resíduos, como serragem, cavaco e cascas, os quais podem ser utilizados como combustíveis para geração de energia elétrica. Há um projeto em andamento para implantação de uma usina termoeletrica no município de Tunas do Paraná, o que, considerando o perfil do município, tende a trazer importantes retornos à localidade. O uso de recursos naturais e rejeitos que se tornariam um passivo ambiental apresenta uma série de benefícios à sociedade (WEIRICH et al., 2022).

O município de Tunas do Paraná tem grande potencial de geração de eletricidade através da biomassa (resíduos) de sua indústria madeireira e extrativista, ao passo que possui baixo percentual de pessoal ocupado. Desta forma, o problema de pesquisa é: Quais os potenciais ganhos econômicos para o município de Tunas do Paraná com a implantação de uma usina termoeleétrica a biomassa?

O artigo tem como contribuição prática a apresentação de um modelo de usina termoeleétrica a biomassa e a demonstração dos efeitos multiplicadores gerados em uma localidade, o que pode servir como referência para outros estudos, ou mesmo projetos similares. A contribuição teórica consiste no agrupamento de teorias relativas às usinas termoeleétricas movidas a biomassa e o viés sustentável que tal tipo de projeto apresenta. Assim, o objetivo deste artigo é, a partir do projeto de implantação da usina, estimar os impactos positivos que tal iniciativa traria para o município de Tunas do Paraná.

Para tal, serão utilizados dados econômicos da RAIS, do PIB, entre outros, além das características do projeto e expectativas de geração de renda e emprego tanto na fase de construção quanto na de operação da usina, para se estimar os potenciais impactos para o município.

2. METODOLOGIA

O município de Tunas do Paraná tem grande potencial de geração de energia elétrica através da biomassa (resíduos) de sua indústria madeireira e extrativista, ao passo que possui baixo percentual de pessoal ocupado. Desta forma, o problema de pesquisa é: Quais os potenciais ganhos econômicos para o município de Tunas do Paraná com a implantação de uma usina termoeleétrica a biomassa?

O objetivo geral desdobra-se nos seguintes objetivos específicos:

- a) Estimar a geração de empregos na fase de execução do projeto e posterior operação da usina;
- b) Projetar alteração no cenário econômico do local com base nos dados anteriores de PIB, entre outros;
- c) Estimar ganhos indiretos para o município através da comparação com outras experiências;
- d) Emitir parecer quanto aos impactos estimados.

A metodologia utilizada consiste em uma pesquisa documental combinada ao acesso a bases de dados governamentais que permitem verificar dados econômicos, permitindo, desta forma, uma avaliação dos impactos econômicos e sociais estimados com a criação da usina.

3. PROJETO: CARACTERÍSTICAS E ESPECIFICAÇÕES

O projeto em questão foi desenvolvido pela empresa InovEnergy, e cedido ao autor para desenvolvimento deste estudo, com autorização da indústria.

O empreendimento é denominado de Usina Termoelétrica Maracanã (UTE Maracanã). O escopo começou a ser discutido no ano de 2016, através da verificação do potencial termoelétrico existente em uma das indústrias madeireiras do município de Tunas do Paraná, denominada Madeireira Maracanã.

Na indústria há uma série de equipamentos e maquinários utilizados para separar, transportar e processar a madeira, com destaque para uma caldeira que atua com pressão de 10 bar, tendo como principal finalidade realizar a secagem da madeira em seis estufas, tendo como combustível a serragem produzida pela madeireira. A unidade industrial possui elevado consumo elétrico, sendo atendida com uma linha de média tensão da concessionária local, a Companhia Paranaense de Energia Elétrica.

A biomassa pode ser convertida em energia útil (calor ou eletricidade) tanto por tecnologias termoquímicas de conversão quanto bioquímicas (VAN LOO; KOPPEJAN, 2008). Entre os processos de conversão está a combustão direta, processo no qual se realiza a queima de biomassa para produzir calor para o aquecimento de ambientes, ou para a produção de eletricidade através de uma turbina de vapor, podendo resíduos sólidos e sobras de colheitas servir como combustível (HINRICHS; KLEINBACH; DOS REIS, 2014). A usina termoelétrica seria configurada conforme esquema apresentado na Figura 1.

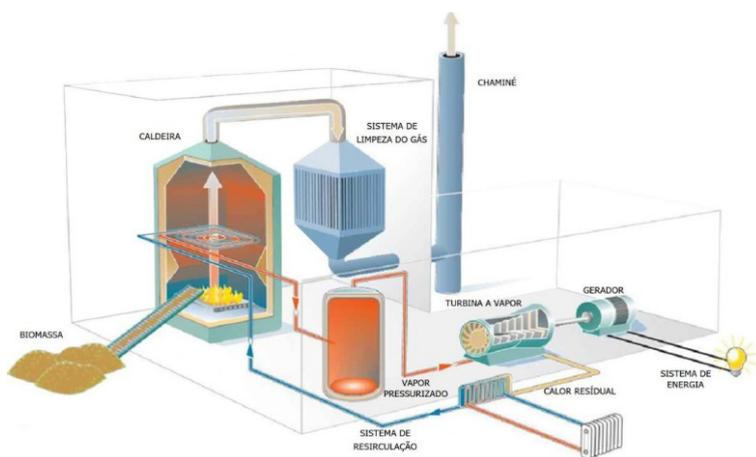


Figura 1 – Configuração esquemática da usina termoelétrica a biomassa

O ciclo a vapor é uma antiga tecnologia de geração de eletricidade, sendo utilizada uma turbina a vapor. Para a geração de vapor há a queima de um combustível, como óleo combustível, óleo diesel, carvão, gás natural ou biomassa (TOLMASQUIM, 2016).

No caso da UTE Maracanã, o combustível que será utilizado no processo será composto pelos resíduos decorrentes do processo produtivo da madeireira, quais sejam: Cavaco Limpo (3.000 t/mês), Casca (300 t/mês) e Resíduo de Toras (4.500 t/mês), montantes que podem ser complementados através da compra de cavaco sujo disponível na região.

Uma das alternativas de geração através de biomassa é a chamada biomassa dedicada, ou seja, a utilização de florestas plantadas exclusivamente para a produção de energia elétrica (IEMA, 2018). Este tipo de operação, além dos custos decorrentes da produção da madeira, os quais também são incorridos no processo da Madeireira Maracanã, apresenta custos relativos ao processamento.

A maior fonte de bioeletricidade no Brasil, atualmente, é o bagaço das usinas de açúcar e etanol, geração que ocorre majoritariamente durante o período da safra e, conseqüentemente, é uma operação sazonal, o que não ocorre nas usinas movidas a madeira de floresta plantada, nas quais é possível se ter disponibilidade de combustível o ano todo (TOLMASQUIM, 2016).

No caso específico da Usina Termoelétrica Maracanã, se utilizará como principal combustível o resíduo industrial composto por cavaco de madeira, serragem verde, casca e resíduos de toras, todos provenientes de processos produtivos internos, o que representa um diferencial econômico. Além disso, o tipo de resíduo a ser utilizado como combustível é abundante na região, visto ser esta a principal atividade econômica do município.

Como vantagens para a localização indicada, além das estruturas existentes de propriedade da Madeireira Maracanã, estão a distância de grandes aglomerados populacionais, minimizando os impactos de ruídos e vibrações; as características topográficas e o regime de ventos, que se mostram favoráveis à dispersão das emissões atmosféricas; e a facilidade na logística de materiais, minimizando custos.

A UTE Maracanã será conectada à rede da Companhia Paranaense de Energia Elétrica, visando valer-se do mecanismo de autoconsumo e geração distribuída, estando a uma distância de 6 km do ponto de conexão projetado, pertencente à Subestação Tunas da COPEL.

3.1 Configurações da usina a ser implementada

No estudo de viabilidade foram avaliadas cinco alternativas dis-

tintas de configuração da usina. A escolha foi por uma configuração que permita a geração de vapor a 42 bar e 420°C.

Para o sistema de cogeração foram mantidas as características de fornecimento de vapor que atendam a utilização atual da madeira, sendo elas pressão de 10 bar e fluxo de vapor de 7 t/h. Foi considerada uma extração de vapor na turbina, de modo a aumentar a eficiência do sistema.

O layout projetado, conforme pode ser observado na Figura 2, foi elaborado com o intuito de preservar a independência dos sistemas existentes, mantendo certa distância das principais atividades de produção da madeira, mas com relativa proximidade do silo central de armazenamento de resíduos, facilitando assim o transporte.

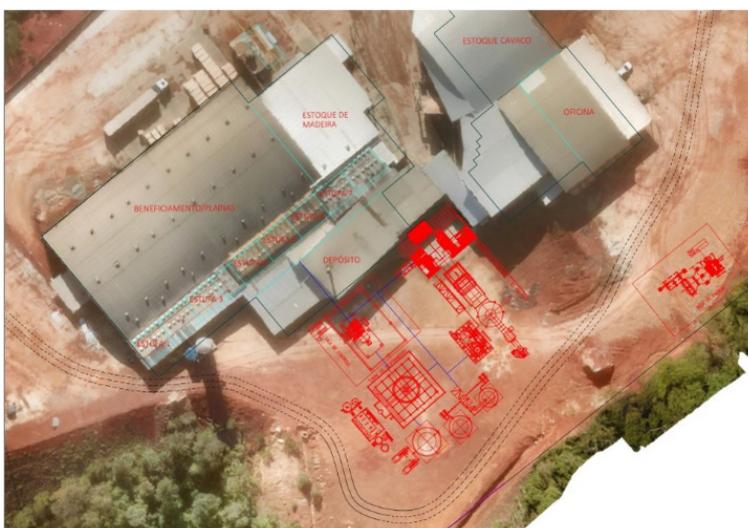


Figura 2 – Layout preliminar da usina

Para que um empreendimento movido à biomassa seja economicamente viável, é importante que a central fique próxima da geração de resíduos e que sua potência seja compatível com o volume de resíduos disponíveis (RENDEIRO et al., 2008).

Considerando esta premissa foi dimensionada uma UTE com potência instalada de 5 MW. O empreendimento proposto será construído ao lado da planta industrial.

Algumas vantagens de realizar um investimento integrado entre a produção de biomassa e a geração de energia são a segurança no suprimento de combustível; ganhos quanto à carga tributária, pois não há venda da madeira; além de possíveis ganhos de logística (IEMA,

2018). Especificamente quanto ao ganho tributário, este se dá pois não há comercialização da biomassa.

Um dos maiores riscos relacionados a um empreendimento deste tipo são possíveis problemas de suprimento de biomassa, visto que o combustível é o insumo para a atividade e possui o maior impacto na composição do preço alvo (IEMA, 2018), o que no caso da UTE Maracanã não tende a ser um problema.

As características energéticas da configuração proposta são apresentadas na Tabela 1 (INOVENERGY, 2017).

Tabela 1 – Parâmetros da UTE proposta

Potência Térmica	19,00 MW
Potência Instalada	5,00 MW
Fator de Capacidade	95%
Energia Gerada por mês	3.467,50 MWh
Energia Gerada por ano	41.610,00 MWh
Quant. Média de material	222,55 t/dia
Quant. Média de material	6.676,64 t/mês

Na Tabela 2 (INOVENERGY, 2017) é apresentada a estrutura de custos para implantação da alternativa escolhida. O levantamento foi feito pela empresa InovEnergy, através de valores reais de mercado, em alguns casos orientados por fornecedores, e estimativas a partir de projetos semelhantes e de mesmo porte.

Tabela 2 – Orçamento para implantação da UTE proposta

Nº	Equipamentos / estruturas / serviços	Parcela	Custo (R\$)
1	Pátio de biomassa	5,99%	R\$ 1.580.000,00
2	Caldeira, tanque de condensado, desaerador e acessórios	34,86%	R\$ 9.200.000,00
3	Turbina, redutor, sistema de condensação, sistema de vácuo e acessórios	21,22%	R\$ 5.600.000,00
4	Gerador, painéis, cubículos, sistema de exportação de energia, transformadores, sistema de automação e acessórios	11,18%	R\$ 2.950.000,00
5	Materiais mecânicos	3,08%	R\$ 812.450,00
6	Materiais elétricos e instrumentação	2,98%	R\$ 787.000,00
7	Compressor/Reservatório de ar comprimido	0,21%	R\$ 55.000,00
8	Ponte rolante	0,46%	R\$ 121.500,00
9	Sistema de tratamento d'água	0,31%	R\$ 82.000,00
10	Tanque de produtos químicos	0,27%	R\$ 72.100,00
11	Obras civis	5,66%	R\$ 1.495.000,00

Tabela 2 – Orçamento para implantação da UTE proposta (cont.)

Nº	Equipamentos / estruturas / serviços	Parcela	Custo (R\$)
12	Linha de transmissão e conexão a concessionária	5,06%	R\$ 1.335.561,00
13	Coordenação e gerenciamento do projeto	1,23%	R\$ 324.000,00
14	Projeto civil básico, elétrico e mecânico	1,18%	R\$ 312.400,00
15	Projeto ambiental + taxas	0,74%	R\$ 195.000,00
16	Instalação elétrica e instrumentação (complementares)	2,60%	R\$ 685.000,00
17	Instalação mecânica (complementares)	2,63%	R\$ 694.000,00
18	Treinamento inicial	0,35%	R\$ 92.000,00
TOTAL		100,00%	R\$ 26.393.011,00

3.2 Forma de utilização da energia

No Brasil, a partir de 2012, qualquer agente pode gerar a própria eletricidade a partir de fontes renováveis conseguindo, paralelamente, reduzir o valor gasto com a conta, ao participar do sistema de compensação de energia. Até o ano de 2016, porém, essa possibilidade se restringia àqueles que dispunham de espaço físico e capital para adquirir os equipamentos, o que mudou após a publicação pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) da Resolução 687/2015, que passou a permitir outras modalidades na geração distribuída: em condomínios, consórcios e cooperativas (LIMA, 2018).

No modelo de geração distribuída compartilhada, múltiplos participantes compartilham custos e benefícios de um gerador único, ao invés de cada indivíduo instalar um gerador próprio em sua unidade consumidora, modalidade que abre a possibilidade de adoção da energia renovável em larga escala a nível comunitário e local (SCHNEIDER, 2020).

Entre as principais vantagens da geração distribuída, destacam-se: a redução das perdas que acontecem ao longo do transporte da energia, que passam de 12% na distribuição e ficam próximas de zero na GD; adiamento e/ou redução de gastos com a expansão da infraestrutura; diminuição da necessidade de bandeiras tarifárias; a não emissão anual de toneladas de CO₂; diversificação da matriz energética, aumentando a segurança energética do país (INEL; ABGD, 2021).

Há atualmente no Brasil quatro modalidades de geração distribuída de energia elétrica, as quais são detalhadas por Lima (2018):

1. autoconsumo remoto: a eletricidade e, por extensão, os créditos podem ser gerados em um local e a compensação do excedente pode ocorrer em outro, sendo pré-requisito que ambos os locais sejam atendidos pela mesma distribuidora de energia e o titular seja o mesmo;

2. geração em condomínios: um gerador fotovoltaico (FV) pode ser instalado tanto em condomínios verticais como horizontais, repartindo os créditos produzidos entre os condôminos. A modalidade se aplica tanto a condomínios residenciais quanto comerciais, porém todas as Unidades Consumidoras (UCs) devem estar localizadas na mesma propriedade, ou serem vizinhas (sem passar por vias públicas);

3. consórcio: consórcios de geração distribuída reúnem empresas que firmam um contrato, para se beneficiarem das vantagens do compartilhamento de recursos na implantação de um gerador FV, sendo possível, ainda, que, em conformidade com a Lei nº 11.795/2008, possam aderir ao Sistema de Compensação. Por não possuírem personalidade jurídica, considerar-se-á a administradora a titular da UC onde o gerador FV estiver instalado;

4. cooperativa: pode ser constituída por um grupo de pelo menos 20 pessoas, com o intuito de produzir a própria energia, que será distribuída na forma de créditos (em kWh) na conta de eletricidade entre os cooperados, em percentuais previamente aprovados por todos.

No caso da UTE Maracanã, utilizar-se-á o sistema de geração compartilhada, que, segundo a (ANEEL, 2016), caracteriza-se pela reunião de consumidores dentro da mesma área de concessão ou permissão, por meio de consórcio ou cooperativa, composta por pessoa física ou jurídica, que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada. A UTE Maracanã será locada à Cooperativa Nex Energy, sendo os créditos distribuídos entre seus membros, e sendo a Madeireira Maracanã uma das associadas à cooperativa.

4. AS TERMOELÉTRICAS MOVIDAS A BIOMASSA

Em 2021, a capacidade instalada de geração de energia elétrica no Brasil era de 181,6 GW. Com relação às fontes utilizadas para geração, a energia hidroelétrica contribuía com mais de 55%, seguido de pouco mais de 13% de gás natural, 11% de eólica, cerca de 8% de biomassa e percentuais entre 2 e 3% para nuclear, carvão, derivados de petróleo, solar e outras fontes (BRASIL, 2022).

Questões relevantes, como as mudanças climáticas e os questionamentos às fontes fósseis de energia levaram, nas últimas décadas, a um crescimento do mercado de bioenergia, sendo um dos focos a criação de sistemas de energias sustentáveis, que se utilizam de resíduos diversos, reduzindo emissões de CO₂ em comparação a alter-

nativa existentes (CARVALHO et al., 2021).

O setor brasileiro de árvores plantadas, com uma área de aproximadamente 8 milhões de hectares, estoca 1,70 bilhão de toneladas de CO₂eq, além de outros 2,48 bilhões de toneladas de CO₂eq através de cerca de 6 milhões de hectares dedicados a Reserva Legal, Áreas de Proteção Permanente e outras áreas de conservação (IBÁ, 2018).

O Brasil produz grande quantidade de biomassa, porém os resíduos de biomassa gerados ainda são subutilizados, sendo frequentemente destinados à decomposição natural, deixando de aproveitar a energia neles contida e levando a relevantes passivos ambientais (MORAES et al., 2017). Esta abundante quantidade de biomassa disponível tem potencial para contribuir com a demanda da sociedade por energia (ARAUJO et al., 2022).

Conforme (HINRICHS; KLEINBACH; DOS REIS, 2014), há diversos processos para conversão de biomassa em diferentes formas de energia, os quais podem ser classificados em três tipos:

1. processos bioquímicos – decomposição de resíduos orgânicos em uma atmosfera deficiente em oxigênio, com a produção de gás metano (digestão anaeróbica), ou a fermentação controlada para a produção de álcoois;
2. combustão direta – queima de biomassa para produzir calor para o aquecimento de ambientes ou para a produção de eletricidade através de uma turbina de vapor. Diferentes biomassas (inclusive resíduos sólidos e sobras de colheitas a madeira) podem servir como combustível;
3. pirólise – decomposição térmica da biomassa em um gás ou líquido sob altas temperaturas (500°C a 900°C).

A biomassa florestal pode ser diferenciada em três grupos: a proveniente de florestas energéticas, os resíduos da gestão florestal, e, por fim, resíduos do processamento industrial da madeira, sendo que os resíduos se diversificam amplamente em função da forma de processamento das toras e do uso final, havendo, entretanto, a geração principalmente de serragem, aparas e cepilhos (SOUZA et al., 2012).

É tradicional no Brasil o uso de resíduos da indústria de base florestal para a geração de energia térmica, visando atender necessidades do processo produtivo. A partir do final da década de 1990 vêm crescendo iniciativas para o uso da biomassa florestal em sistemas de cogeração, inclusive com algumas empresas entrando no mercado tendo como objetivo a geração de energia, e não a manufatura de produtos da madeira (BRAND, 2007).

Entretanto, apesar do o setor tem como perfil principal empresas que não aproveitam seus resíduos e acabam por acumulá-los e

e não fazer um uso adequado destes (MORAES et al., 2017).

Basicamente, no caso da Madeireira Maracanã existem dois tipos de resíduos florestais:

1. aqueles que são gerados e encontrados na área de cultivo, sendo resultado das atividades de extração da madeira, o que inclui toras curtas ou rejeitadas por baixa qualidade e galhos;
2. resíduos obtidos na planta industrial que resultam das atividades de serraria e manuseio interno das toras.

O volume de resíduos é tão significativo que pode representar entre 40 e 60% da matéria-prima empregada na indústria, implicando não apenas perdas no volume de madeira, mas também gastos logísticos e ambientais para sua retirada do campo e recolhimento dentro da fábrica.

Considerando o processo produtivo da Madeireira Maracanã, é possível observar que se requer energia na forma de eletricidade e de calor do processo para prover a secagem do material que compõe as chapas de madeira. Dessa forma, a geração de energia a partir desse material é uma forma de viabilizar o uso dos resíduos e agregar valor econômico ao mesmo.

Desta forma, neste projeto pretende-se fazer uso da cogeração, que, segundo (HINRICHS; KLEINBACH; DOS REIS, 2014) é uma área na qual há grandes oportunidades para se economizar combustível, especialmente no setor industrial, consistindo basicamente na produção tanto de eletricidade como de calor útil por meio da mesma fonte de combustível.

5. TUNAS DO PARANÁ – PERFIL DO MUNICÍPIO

O município de Tunas do Paraná, integrante da Região Metropolitana de Curitiba, foi fundado no ano 1993, após um desmembramento do município de Bocaiúva do Sul, estando a 79 km de Curitiba e tendo uma população estimada em 9.022 pessoas no ano de 2020 (IPARDES, 2020).

O município compõe a denominada Mesorregião Vale do Ribeira-Guaraqueçaba, que foi definida pelo extinto Ministério da Integração Nacional como uma das mesorregiões que deveriam ser alvo de ações públicas intensivas devido a fatores como reduzida ou nenhuma articulação com as áreas de dinamismo econômico, ocorrência de processos de desarticulação estrutural ou conjuntural da base produtiva, entre outros (TOMITA et al., 2006).

A Região do Vale do Ribeira paranaense permaneceu à margem dos grandes ciclos econômicos do estado do Paraná, sendo fortemente rural, com taxas de urbanização muito baixas (TOMITA et al., 2006).

A tendência regional se repete no município, que tem baixo grau de urbanização, com 44,64% contra 91,70% da região e 85,33% do estado, e baixa densidade populacional, com 13,41, contra 222,78 da região e 57,62 do estado (IPARDES, 2020).

Quanto ao Índice de Desenvolvimento Humano Municipal (IDHM), medida composta de indicadores de três dimensões do desenvolvimento - longevidade, educação e renda – com variação de 0 a 1, sendo maior o desenvolvimento humano quanto mais próximo de 1, Tunas do Paraná apresentou um IDH-M em 2010 de 0,611 (IPARDES, 2020; PNUD, 2020b). Este nível é enquadrado próximo ao limite inferior do nível médio de IDHM, que vai de 0,600 a 0,699 e está abaixo do nível nacional (0,727), estadual (0,749) e da Região Metropolitana de Curitiba (0,783), conforme dados do PNUD (2020).

Quanto à atividade econômica, o município é um dos polos paranaenses de extração e beneficiamento de madeira de reflorestamento (pinus e eucalipto), o que gera diversos tipos de resíduos, que podem ser utilizados para a produção de painéis (em escala artesanal), de compósitos, de cavacos, de geração de energia no setor industrial e de produção de produtos artesanais (RASOTO; GOMES, 2011).

Houve crescimento da indústria madeireira a partir do ano de 2000, após a construção da estrada que corta a região, a BR-476, abrangendo todos os setores de utilidade do produto, inclusive a madeira em tora. Dados da Prefeitura de Tunas do Paraná apontam que 47% (29.000 ha) de uma área total de 625 km² é ocupada com plantio de pinus (TOMITA et al., 2006).

Em 2010 o município apresentava taxa de ocupação de pessoas com 18 anos ou mais de idade de 65,53%, próximo ao nível nacional, mas abaixo do Paraná e da Região Metropolitana de Curitiba, e tem um perfil bastante peculiar de ocupados por nível de formação – apenas 19,74% com ensino médio completo e 4,68% com nível superior (PNUD, 2020a).

O PIB municipal foi de R\$ 110.171.760,00 em 2018 e o PIB per capita foi de R\$ 12.947,67 em 2018, sendo o 397º entre os 399 municípios do Paraná (IBGE, 2020), demonstrando a fragilidade econômica do município e o quanto investimentos de grande vulto podem trazer novas perspectivas à região.

6. RESULTADOS

A seguir apresentam-se os resultados projetados com a implantação do projeto.

6.1 Geração de empregos

A operação do empreendimento se dará através do regime de

operação contínua, operando 24 horas por dia, 7 dias por semana, exceto em paradas para manutenção periódica dos equipamentos.

Segundo indicação dos autores do projeto, utilizou-se como referência o modelo de termoeletrica a biomassa implantada no município de Rondolândia/MT, através do qual projetou-se a mão de obra necessária para implantação da Usina Termoeletrica Maracanã. Devem ser gerados 116 empregos temporários diretos na fase de implantação e outros 17 empregos para a operação e manutenção quando estiver plenamente operacional, conforme pode ser observado nas Tabelas 3 e 4 (KOBBLITZ, 2020).

Tabela 3 – Empregos temporários diretos gerados

Qualificação	Profissional	Quantidade
1. Nível Superior	Engenheiro eletricista	02
	Engenheiro mecânico	02
	Engenheiro civil	02
	Engenheiro eletrônico	02
2. Nível Médio	Projetista	05
	Desenhista	06
	Eletrotécnico	03
	Civil	02
	Mecânico	04
	Eletrônico/Automação	02
3. Mão de Obra Qualificada	Eletricista	12
	Caldeireiro	06
	Soldador	07
	Pedreiro	08
	Pintor	03
	Encanador	02
	Isolador	02
	Armador	03
4. Mão de Obra Não Qualificada	Servente	43
Total		116

Tendo em vista que, segundo dados da RAIS (2020), em 31/12/2019 Tunas do Paraná possuía 1.013 vínculos CLT ativos, a geração de 116 empregos representará um grande aumento nos empregos formais na região (11,5%), movimentando todos os setores da economia do município e gerando arrecadação de impostos.

Tabela 4 – Empregos permanentes diretos gerados

Qualificação	Profissional	Quantidade
Nível Superior	Engenheiro mecânico	01
Nível Médio	Técnico mecânico	04
	Técnico eletrotécnico	04
	Técnico operador	08
Total		17

A geração de postos de trabalho permanentes, sendo um de nível superior e dezesseis de nível médio, trará um impacto de 1,7% no estoque total de empregos formais da região, abrindo ainda um novo campo de trabalho no município, que não conta com nenhum trabalhador registrado na área denominada “eletricidade e gás”.

Além dos empregos diretos, a implantação do empreendimento gerará a criação de empregos indiretos em áreas diretamente relacionadas à operação, como transporte e processamento de madeira, manutenção de equipamentos, entre outros, e de empregos indiretos em diversas áreas da economia que serão beneficiados pelo consumo dos trabalhadores.

Tendo em vista o perfil do município, voltado principalmente à atividade madeireira, que é caracterizada por baixo número de mão de obra empregada, bem como seu relativo isolamento de outros centros urbanos, a geração de empregos por parte da usina termoelétrica se mostra benéfica para o município. A criação de empregos terá efeitos multiplicadores na economia, visto que são postos de trabalho novos e a renda destes trabalhadores circulará na economia local.

6.2 Investimento direto e ganhos para o município

O investimento total para implantação do empreendimento, de R\$ 26.393.011,00, equivale a 23,96% do PIB de Tunas do Paraná em 2018 e, apesar de nem todo o investimento ser efetivamente no município, a construção do empreendimento gerará aceleração na dinâmica econômica do município.

Além disto, a criação do empreendimento fortalecerá a arrecadação de impostos do município, seja através da geração elétrica ou através do aumento do consumo por parte dos novos trabalhadores. O aumento da arrecadação é revertido na capacidade de investimento e custeio por parte do município, o que favorece a população que usufrui de melhor infraestrutura, serviços públicos e, conseqüentemente, melhores condições de vida.

O empreendimento e o volume de investimentos pode, adicionalmente, fomentar o crescimento de um ambiente mais atrativo a investimentos e a aumentar a visibilidade do município, atraindo outros negócios a Tunas do Paraná.

6.3 Aumento da qualidade da energia

Atualmente, o município de Tunas do Paraná é abastecido pela Subestação Tunas, da COPEL, com capacidade instalada de 138 kV. Uma subestação é uma instalação elétrica que tem como função a adequação da tensão da energia que sai das usinas de geração para o consumo nas residências, indústrias, comércio e outros, reduzindo ou aumentando a tensão da energia para que ela seja adequada (COPEL, 2020).

A UTE Maracanã será ligada à Subestação Tunas e deve ter impactos positivos na qualidade de energia elétrica da região. Entre os impactos positivos gerados pela conexão de geração distribuída estão a possibilidade de ilhamento para atendimento de carga local, manutenção dos níveis de tensão em um alimentador quando há restrições devido a um período de ponta de carga, além da redução de custos com transporte de energia e possibilidade de adiar investimentos de expansão no sistema de distribuição (PINHEIRO et al., 2005).

A proximidade da geração distribuída do centro de carga pode suprir o consumo independentemente das estruturas de transmissão, evitando o transporte de energia por longas distâncias e, ainda, causar impacto nos índices de qualidade de energia das distribuidoras, como o DEC e FEC (PINHEIRO et al., 2005).

Os indicadores DEC e FEC são utilizados para medição do desempenho das concessionárias quanto à continuidade do serviço prestado de energia elétrica, e são avaliados pela ANEEL, sendo que o DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) indica o número de horas em média que um consumidor fica sem energia elétrica durante um período, geralmente mensal, e o FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) indica quantas vezes, em média, houve interrupção na unidade consumidora (FIRJAN, 2016).

A geração distribuída afeta os índices de confiabilidade, pois há a possibilidade de suprir toda ou parte da carga interrompida na indisponibilidade da alimentação principal, em decorrência de alguma falta no sistema (PINHEIRO et al., 2005).

Em suma, além de aprimorar a qualidade da energia na região, a implantação da usina tende a ser benéfica à própria concessionária, que tende a se beneficiar com melhoria dos indicadores DEC e FEC.

7. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste estudo, analisou-se o projeto de implantação de uma usina termoeétrica no município de Tunas do Paraná, e os impactos que tal empreendimento podem gerar na região.

O estudo teve quatro objetivos específicos, os quais foram plenamente atendidos, tendo em vista que foi possível estimar a geração de empregos na fase de execução do projeto e após operação da usina; projetou-se as alterações no cenário econômico do local; foram estimados os ganhos indiretos para o município através da comparação com outras experiências e, por fim, concluiu-se quanto aos impactos estimados.

O projeto utilizará resíduos de madeira e seus derivados, principal produto do município, para geração de energia elétrica, iniciativa que promove o uso de energias renováveis e dá novo panorama às potencialidades da região.

A construção do empreendimento criará muito empregos temporários, aumentando em mais de 10% o estoque de postos de trabalho formais do município e, posteriormente, gerará mais empregos definitivos. O investimento tende a ter grande impacto na economia do município, visto que será de cerca de 25% do PIB anual municipal.

Por fim, haverá impacto na qualidade da energia elétrica do município, contribuindo para a melhoria dos níveis de tensão e corrente, diminuição de interrupções de serviço e redução da necessidade de investimentos.

Desta forma, nota-se que, em que pese se tratar de investimento privado e não uma ação de desenvolvimento local empreendida pelo poder público, a população de Tunas do Paraná será beneficiada pela construção do empreendimento.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL. Micro e Minigeração Distribuída: Sistema de Compensação de Energia Elétrica. Cadernos Temáticos ANEEL, [s. l.], p. 34, 2016. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/modulo-2>.

ARAUJO, R. O. et al. Renewable Energy from Biomass: an Overview of the Amazon Region. *BioEnergy Research*, [s. l.], v. 15, n. 2, p. 834–849, 2022.

BAJAY, S. et al. Geração distribuída e eficiência energética: Reflexões para o setor elétrico de hoje e do futuro. 1. ed. Campinas: International Energy Initiative – IEI Brasil, 2018.

BRAND, M. A. Qualidade da biomassa florestal para o uso na geração de energia em função da estocagem. 2007. 169 f. - Universidade Federal do Paraná, [s. l.], 2007.

BRASIL, Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética. Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2022: Ano base 2021. [S. l.: s. n.], 2022. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-160/topico-168/Fact Sheet - Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2022.pdf>.

CARVALHO, N. et al. Caracterização física e química da biomassa usada como combustível sólido em uma caldeira. Química Nova, [s. l.], v. 44, n. 1, 2021.

COPEL, Companhia Paranaense de Energia Elétrica. A energia das subestações. [S. l.], 2020. Disponível em: https://www.copel.com/hpcopel/hotsite_caxias/pdf/folder_subestacoes.pdf. Acesso em: 3 jan. 2021.

D'AVIGNON, Alexandre. Energia, inovação tecnológica e mudanças climáticas. Em: MAY, Peter H. (org.). Economia do meio ambiente: teoria e prática. Rio de Janeiro: Elsevier, 2010. p. 385.

FIRJAN, Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro. Propostas para melhorar a qualidade da energia elétrica para a indústria no Brasil. Rio de Janeiro: [s. n.], 2016.

GAO, Chunyan. Risk Assessment and Analysis of Biomass Energy Engineering Project Management under the Concept of Sustainable Development. Adsorption Science & Technology, [s. l.], v. 2022, p. 1–11, 2022.

GIROTTI, Carolina; MARINS, Karin Regina de Castro; LARA, Arthur Hunold. Análise da morfologia urbana para maximização de geração de energia fotovoltaica no Belenzinho, em São Paulo. Ambiente Construído, [s. l.], 2019.

HINRICHS, Roger A.; KLEINBACH, Merlin; DOS REIS, Lineu Belico. Energia e meio ambiente. 5. ed. São Paulo: Cengage Learning, 2014.

IBÁ, Indústria Brasileira de Árvores. A indústria de árvores plantadas e as mudanças climáticas. [S. l.: s. n.], 2018. Disponível em: <https://www.iba.org/datafiles/publicacoes/pdf/info-mudancas-climatica-2018.pdf>. Acesso em: 17 nov. 2022.

IBÁ, Indústria Brasileira de Árvores. Emprego e Renda no Setor de Árvores Cultivadas. [S. l.: s. n.], 2022. Disponível em: <https://www.iba.org/datafiles/publicacoes/outros/relatorio-iba-emprego-renda-2022.pdf>. Acesso em: 17 nov. 2022.

IBGE, Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. Cidades. [S. l.], 2020. Disponível em: <https://cidades.ibge.gov.br/>. Acesso em: 7 dez. 2020.

IEMA, Instituto de Energia e Meio Ambiente. Florestas energéticas: potencial da biomassa dedicada no Brasil. São Paulo: [s. n.], 2018.

INEE, Instituto Nacional de Eficiência Energética. O QUE É COGERAÇÃO. [S. l.], 2020a. Disponível em: http://www.inee.org.br/forum_co_geracao.asp. Acesso em: 1 jan. 2021.

INEE, Instituto Nacional de Eficiência Energética. O QUE É GERAÇÃO DISTRIBUÍDA. [S. l.], 2020b. Disponível em: http://www.inee.org.br/forum_get_distrib.asp?Cat=gd. Acesso em: 1 jan. 2021.

INEL, Instituto Nacional de Energia Limpa; ABGD, Associação Brasileira de Geração Distribuída. Micro & Mini Geração Distribuída (GD): Perguntas e Respostas. [S. l.: s. n.], 2021.

IPARDES. Perfil Avançado do Município de Tunas do Paraná. [S. l.], 2020. Disponível em: http://www.ipardes.gov.br/perfil_municipal/MontaPerfil.php?codlocal=21&btOk=ok. Acesso em: 26 dez. 2020.

KOBLITZ. ANEXO VI - Dimensionamento da Central Termelétrica. [S. l.: s. n.], 2020.

LIMA, D. B. Cooperativas de energia: guia de constituição de cooperativas de geração distribuída fotovoltaica. Brasília: Sistema OCB, Cooperação Alemã, Giz, DGRV, 2018.

LIRA, M. A. T. et al. Contribuição dos Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica para a Redução de CO₂ no Estado do Ceará. Revista Brasileira de Meteorologia, [s. l.], 2019.

MORAES, S. L. et al. Cenário brasileiro da geração e uso de biomassa adensada. Revista IPT: Tecnologia e Inovação, [s. l.], v. 1, n. 4, p. 58–73, 2017.

PINHEIRO, G. et al. Qualidade de energia na Geração Distribuída - caso de usina a biomassa. Em: , 2005, Belém. VI SBQEE - Seminário Brasileiro sobre Qualidade da Energia Elétrica. Belém: [s. n.], 2005. p. 5.

PNUD, Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento. Atlas do Desenvolvimento Humano no Brasil. [S. l.], 2020a. Disponível em: <http://www.atlasbrasil.org.br/>. Acesso em: 1 jan. 2021.

PNUD, Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento. Desenvolvimento Humano e IDH. [S. l.], 2020b. Disponível em: <https://www.br.undp.org/content/brazil/pt/home/idh0.html>. Acesso em: 1 jan. 2021.

RASOTO, V. I.; GOMES, M. A. B. Promoção da Atividade Empreendedora em Tunas do Paraná – Resultados Preliminares. Revista de Extensão do CCNE, [s. l.], v. 2, n. 1, p. 10, 2011.

RENDEIRO, G. et al. Combustão e Gasificação de Biomassa Sólida: Soluções Energéticas para a Amazônia. 1. ed. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2008.

SCHNEIDER, K. Geração comunitária e descentralizada de energia renovável no Brasil: cooperativas de geração distribuída compartilhada. Diálogos Socioambientais, [s. l.], v. 3, n. 09, p. 39–42, 2020.

SCHNEIDER, K.; JAPP, C. Community cooperatives stepping up to the energy transition challenge. In: Let Communities Lead: Stories and lessons on grassroots energy initiatives for sustainable futures. [S. l.: s. n.], 2021. .

SILVA, F. M.; CAPELHUCHNIK, A. H. Geração Distribuída: natureza jurídica e hipótese de (não) incidência de ICMS. Teoria jurídica contemporânea, [s. l.], v. 7, p. 1–29, 2022.

SORDI, A.; SOUZA, S. N. M.; OLIVEIRA, F. H. Biomassa gerada a partir da produção avícola na região Oeste do Estado do Paraná: uma fonte de energia. Acta Scientiarum. Technology, [s. l.], 2005.

SOUZA, M. M. de et al. Estimativa de poder calorífico e caracterização para uso energético de resíduos da colheita e do processamento de Pinus taeda. FLORESTA, [s. l.], 2012.

TOLMASQUIM, M. T. Energia Termelétrica: Gás Natural, Biomassa, Carvão, Nuclear. Rio de Janeiro: EPE, 2016.

TOMITA, Alex Neme et al. Análise temática integrada: Plano Diretor Municipal de Tunas do Paraná/ PR. [S. l.: s. n.], 2006.

VAN LOO, S.; KOPPEJAN, J. The Handbook of Biomass Combustion and Co-firing. London: Earthscan, 2008.

WEIRICH, C. S. et al. Análise do potencial brasileiro para a geração de eletricidade a partir das fontes de energia solar fotovoltaica e o biogás no contexto da geração distribuída. Research, Society and Development, [s. l.], v. 11, n. 8, p. e38711831096, 2022.

ANÁLISE SWOT APLICADA EM PROJETO DE GERAÇÃO DE ENERGIA TENDO COMO FONTE O GÁS NATURAL DIANTE DAS POSSIBILIDADES DE EXPANSÃO DA DEMANDA POR GNL NO CONTEXTO DO MERCADO DO GÁS

Rodrigo Pereira Botão¹
Hirdan Katarina de Medeiros Costa¹
Júlio Cesar Cândia Nishida²
Mariana Fernandes Miranda¹
Edmilson Moutinho dos Santos¹

¹Universidade de São Paulo

²Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

DOI: 10.47168/rbe.v29i1.715

RESUMO

Atualmente, o gás natural se apresenta como principal combustível para expansão de geração termelétrica no Brasil. O gás natural liquefeito (GNL) importado tem sido considerada a fonte energética principal para o desenvolvimento de novas usinas no curto e médio prazo e para a maior geração de energia intermitente através de plantas que operam no modelo GW (*gas-to-wire*) e RTW (*reservoir-to-wire*). Em virtude do potencial e das barreiras, a presente pesquisa objetiva avaliar as perspectivas de utilização do GNL como alternativa energética. Para tanto, utilizar-se-á a metodologia de revisão bibliográfica, analítica e qualitativa, assim como a ferramenta SWOT. Com isso, os resultados esperados têm como objetivo analisar as forças, oportunidades, fraquezas e ameaças da expansão do consumo de GNL em projetos de geração de energia através de termelétricas. O objetivo desta pesquisa é contribuir para o debate sobre a tomada de decisão de construção, implementação e início da operação dos terminais de GNL com foco na geração termelétrica, utilizando-se da matriz SWOT já construída por outros autores e considerando as possibilidades de expansão do mercado de gás natural no país.

Palavras-chave: GNL; SWOT; Geração de energia.

ABSTRACT

Currently, natural gas is the main fuel for the expansion of thermoelectric generation in Brazil. Imported liquified natural gas (LNG) has been con-

sidered a main energy source for the development of new power thermal plants in the short and medium term and for the greater generation of intermittent energy through plants that operate in the GW (gas-to-wire) and RTW (reservoir-to-wire) models. Due to the potential and the barriers, the present research aims to evaluate the perspectives of using LNG as an alternative energy source. For that, the methodology of bibliographic analysis, based on analytical and qualitative reviews, will be used, as well as a SWOT analysis. With this, the expected results have the objective of identifying strengths, weaknesses, opportunities and threats of expanding the consumption of LNG in thermoelectric power generation projects. This research aims to contribute to the debate on decision-making regarding the construction, implementation and start of operation of LNG terminals with a focus on thermoelectric generation, using the SWOT matrix already built by other authors and considering possibilities for market expansion of natural gas in the country.

Keywords: LNG; SWOT; Power generation.

1. INTRODUÇÃO

As perspectivas de expansão do setor de energia para os próximos dez anos, conforme planejamento elaborado pela EPE (Empresa de Pesquisa Energética), projetam para o Brasil, até o ano de 2031, uma matriz energética com 52% baseada em fontes não renováveis e 48% em fontes renováveis, e em que o gás natural terá uma participação de 14,3% (EPE, 2019). O crescimento da utilização do gás natural como fonte de transição demonstra a importância estratégica deste energético, principalmente quando utilizado para gerar energia termoelétrica de base.

Este artigo tem como objetivo analisar as potencialidades do GNL (Gás Natural Liquefeito) na geração de eletricidade e apontar os benefícios e entraves econômicos, regulatórios e ambientais que podem impulsionar ou criar barreiras para o maior desenvolvimento do mercado de gás natural, com ênfase na regulação e no contexto ambiental atuais, diante das perspectivas trazidas pelo aumento da demanda por GNL.

Serão abordados os aspectos de mercado, ambientais e regulatórios, utilizando-se como metodologia a análise documental e a abordagem qualitativa na interpretação dos dados e das informações encontradas. Será utilizada a ferramenta de análise SWOT (Forças (*Strengths*), Fraquezas (*Weaknesses*), Oportunidades (*Opportunities*) e Ameaças (*Threats*), desenvolvida no trabalho de Lauron Arend acerca do mercado de gás com foco no consumo de GNL, visando analisar as potencialidades de projetos de geração de energia no mo-

delo *gas-to-wire*, dentro do contexto do crescimento do consumo de GNL no país e no mundo (AREND, 2022).

Os projetos de geração de energia "*Gas to Wire*" (GW) e "*Reservoir to Wire*" (RTW) são modelos específicos que visam a produção de energia elétrica a partir de recursos de gás natural e petróleo. A geração de eletricidade é realizada em plataformas ou usinas termoeleétricas offshore, e a energia é transmitida para os pontos de consumo através de cabos submarinos ou linhas de transmissão. Esses projetos têm o potencial de reduzir as perdas de transmissão e aumentar a eficiência energética. No entanto, eles também envolvem investimentos significativos em infraestrutura e tecnologia, além de exigir planejamento cuidadoso para garantir a segurança e a sustentabilidade ambiental. A implementação bem-sucedida desses projetos pode ter um impacto importante na redução das emissões de gases de efeito estufa e na transição para um futuro mais sustentável em termos energéticos.

2. O CENÁRIO MUNDIAL E O MERCADO DE GNL NO BRASIL

No início da década de 1970, iniciou-se a comercialização de GNL no mercado asiático, exclusivamente na bacia do Pacífico. Países como Japão e Coréia do Sul continuaram como os maiores consumidores após as políticas de liberalização implementadas (HONORÉ, 2016). Em paralelo, a China passou a importar mais GNL e flexibilizar os contratos de compra e venda com outros países, fator que dinamizou o mercado de suprimento de GNL pela ótica da oferta.

Em 2009, o Brasil iniciou a compra de GNL como forma de suprir as necessidades internas e a crescente defasagem energética. Atualmente, o país depende da geração proveniente de usinas hidrelétricas, fortemente impactada pelas variações climáticas. Entre os anos de 2011 e 2015, as importações de GNL cresceram em conjunto com a expansão da economia brasileira, devido ao período de seca que impactou os reservatórios das usinas geradoras (GOMES, 2017).

A Petrobras, como maior *player* monopolista, atualmente detém e opera os três terminais FSRU (*Floating Storage Regasification Unit*) nos estados do Rio de Janeiro, Bahia e Ceará. No ano de 2015, a Petrobras atingiu volumes recordes de importação, em torno de 5,7 mtpa (milhões de toneladas por ano), e ainda gastou US\$ 2,75 bilhões em importações de GNL (COSTA et al., 2022). Ao longo dos últimos quatro anos, Brasil e Argentina, que em conjunto importaram 4,7 mtpa, tiveram uma grande ascensão no mercado de comercialização de GNL.

O ano recorde de regaseificação de GNL no Brasil aconteceu em 2014, com um volume médio de 19,93 MM m³/dia considerando a movimentação nos três terminais. No mesmo ano de 2014, o governo,

através da Petrobras, investiu na energia termelétrica movida a gás natural e, para isto, foi necessário utilizar grandes volumes de GNL (GOMES, 2017).

Entretanto, em 2021, o cenário de alta volatilidade nos preços e aumento da demanda mundial em 6%, após a rápida retomada pós pandemia, ocasionado também pelo baixo nível nos estoques e maior incerteza no fornecimento, impactou os preços, que saíram de US\$ 2/MMBtu em 2020 para US\$ 25 em 2021. O aumento dos preços do GNL globalmente retirou em torno de trinta fornecedores britânicos de energia deste mercado, e algumas empresas da indústria mais pesada diminuíram drasticamente a produção nos segmentos mais intensivos em energia (EPBR, 2022).

O cenário desfavorável de preços pode impactar o Brasil, visto que a demanda por GNL saltou de 8,4 milhões para 26,1 milhões de m³/dia como forma de suprir a geração de energia elétrica devido ao baixo nível dos reservatórios. Deve ser considerado, também, que recentemente a construção do terminal de GNL de Santos foi interrompida por uma decisão judicial. Este terminal, que seria construído em Santos (SP), teria a capacidade de regaseificação nominal licenciada de 14 milhões de m³/dia e armazenamento de 170.000 m³ (EPE, 2019). O cronograma de construção e funcionamento do terminal, quando o projeto foi estruturado, previa o início do funcionamento no primeiro trimestre de 2022.

3. METODOLOGIA

Este trabalho seguirá a metodologia de revisão da literatura, utilizando-se dos relatórios e dados do governo federal brasileiro, de instituições que atuam nesta área e artigos científicos. O material consultado é composto por artigos e publicações convencionais do mundo acadêmico e comercial, seguindo regras e controles bibliográficos. A pesquisa do material considerou relatórios e artigos científicos publicados nos últimos cinco anos, devido às informações atuais no mercado global de GNL, bem como o desenvolvimento dos programas que incentivam a abertura do mercado de gás natural no Brasil. Além disso, aspectos adicionais são o cenário atual do suprimento via pré-sal na Argentina e a renovação do contrato de importação de gás natural boliviano.

Além da revisão bibliográfica, a metodologia irá abranger uma análise qualitativa através da ferramenta Matriz SWOT, modelo utilizado em análises de vantagem competitiva. SWOT é uma sigla em inglês, que significa *strengths* (forças), *weaknesses* (fraquezas), *opportunities* (oportunidades) e *threats* (ameaças). É comumente utilizada para uma visão ampla de um determinado mercado, considerando elementos externos e internos (YUNNA, 2014).

A análise SWOT é uma ferramenta utilizada para avaliar a situação competitiva de uma empresa ou indústria, identificando seus pontos fortes e fracos (SW), bem como oportunidades e ameaças (OT) no ambiente externo. No contexto do mercado de GNL e da utilização em projetos *gas-to-wire* de geração de energia, uma análise SWOT pode ser usada para identificar as vantagens competitivas e limitações do uso de GNL em comparação com outras fontes de energia.

Por exemplo, uma análise SWOT pode apontar como pontos fortes a flexibilidade de suprimento, segurança operacional e menor impacto ambiental em relação a outras fontes de energia. Como pontos fracos, pode-se destacar a necessidade de investimentos significativos em infraestrutura, como terminais de regaseificação, e a dependência do mercado internacional de gás natural. Já as oportunidades incluem a crescente demanda global por energia e a possível ampliação do uso do GNL em setores como transporte marítimo e ferroviário, além da substituição de fontes mais poluentes, como o carvão. As ameaças podem incluir a volatilidade dos preços do gás natural e o aumento da concorrência de fontes de energia renovável (YUNNA, 2014).

Com a ajuda da análise SWOT, empresas e investidores podem ter uma visão mais clara do mercado de GNL e identificar maneiras de se posicionar melhor em relação à concorrência. Além disso, a análise SWOT também pode ajudar a identificar as oportunidades e desafios que devem ser considerados em projetos *gas-to-wire* de geração de energia, o que pode levar a decisões mais informadas e estratégias mais eficazes (CARMELITA & MORENO, 2021).

Na análise do mercado de gás no Brasil, é fundamental considerar tanto os fatores internos, como forças e fraquezas, quanto os fatores externos, como oportunidades e ameaças. As oportunidades e ameaças são influenciadas por forças macroambientais, como políticas públicas, regulações governamentais e a conjuntura econômica do país. Além disso, aspectos microambientais, como a infraestrutura de transporte e distribuição, os fornecedores e os consumidores, também afetam o mercado de gás. É importante que a análise leve em consideração tanto o ambiente interno da empresa quanto o ambiente externo em que ela está inserida, visando identificar pontos fortes e oportunidades que possam ser explorados, assim como fraquezas e ameaças que devem ser contornadas.

A SWOT foi utilizada tornando possível identificar e detalhar as principais vantagens e desvantagens do GNL utilizado no mix nacional de GN (CARMELITA & MORENO, 2021; FERREL & HARTLINE, 2013; JOSIANY et al., 2021). Os relatórios e publicações provêm dos órgãos do Ministério de Minas e Energia (MME), da Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE), da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), da Fundação Getúlio Vargas (FGV) e da Con-

federação Nacional da Indústria (CNI), ainda no âmbito nacional.

Neste estudo, será analisada a potencial expansão da utilização de GNL no contexto de projetos *gas-to-wire* de geração de energia elétrica. Diante disto, serão considerados os fatores internos (forças e fraquezas) associados a expansão da utilização do GNL para geração de energia elétrica, enquanto os externos (oportunidades e ameaças), além de considerar também o cenário ambiental, econômico e regulatório da indústria nacional e os aspectos do licenciamento ambiental, que impactam o projeto executivo dos terminais de GNL, e a legislação pertinente à construção e operação dos mesmos.

Com isso, pretende-se identificar os benefícios e entraves da expansão do mercado de GNL. A seção seguinte demonstrará os resultados da análise da aplicação da Matriz SWOT, elaborada por Lauron Arend, em relação ao segmento de GNL, tendo como ênfase o cenário de expansão da demanda por GNL e as potencialidades de geração elétrica em projetos, nos modelos *gas-to-wire* e *reservoir-to-wire*.

4. RESULTADOS

4.1 Ambiente interno

Conforme apresentado na Tabela 1, desenvolvida por (AREND, 2022), dentre as principais forças, tendo como foco o modelo *gas-to-wire*, tem-se o fato de ser possível viabilizar suprimentos regionais (entrega remota), atendendo mercados não atendidos por gasodutos, e também a não dependência de gasodutos ou outros elos da cadeia, como nos projetos que utilizam caminhões criogênicos. Essa característica contribui para a expansão da demanda por GNL por parte das pequenas indústrias.

Dentre as forças relevantes analisadas, o aumento da oferta de GNL e a maior utilização na geração de eletricidade reduzem a necessidade de altos investimentos em gasodutos e reduzem a restrição do tempo de liberação do licenciamento por parte dos órgãos responsáveis. Os leilões de terminais de regaseificação e UTEs (Usinas Termelétricas) serão necessários para acomodar a crescente demanda nacional. Entretanto, alguns pontos fracos são a concentração em poucas empresas com capacidade de transportar e regaseificar o GNL, barreiras fiscais e regulatórias que podem gerar entraves logísticos e normativos no recebimento do gás, e a necessidade de grandes projetos como âncora para justificar volume suficiente para finalizar acordos contratuais bilaterais.

Tabela 1 - Forças e Fraquezas (Matriz SWOT)

Forças	Fraquezas
Grande disponibilidade mundial de GNL.	Requisitos e rigidez contratuais. Com alto <i>take-or-pay</i> ou <i>ship-or-pay</i> .
Preços competitivos de GNL nos últimos anos.	<i>Know-how</i> do modelo de negócio e operação concentrado em poucas empresas (no caso brasileiro, Petrobras, Shell, Golar LNG, BP, entre outras).
Atende grandes volumes por um período específico, para suprimento das UTEs.	Dificuldade em licenciar novos terminais em terra.
Viabiliza suprimentos regionais (entrega remota), em mercados não atendidos por gasodutos	Por ser viável apenas com grandes volumes, há dependência de grandes projetos âncora.
Tendência global com mercado cada vez mais dinâmico, com maior liquidez e tendência à comoditização, gerando maturidade contratual e dos agentes.	A atual regulamentação brasileira não incentiva todos os segmentos da cadeia do GN, como o setor de distribuição.
Novos projetos de terminais de regaseificação e UTEs para GNL já adjudicados em leilões para venda de energia elétrica.	Barreiras fiscais relacionadas à operação de terminais de GNL.
O GNL pode ser entregue próximo ao local de consumo, reduzindo custos e licenciamento ambiental de gasodutos.	Barreiras legais e regulatórias: riscos tributários e fiscais, além do compartilhamento de grandes volumes em terminais e estruturas logísticas entre diversos usuários.
A produção nacional de GN está concentrada na região Sudeste, exigindo investimento em gasodutos para transporte para as demais regiões do Brasil.	
O GNL não depende de gasodutos ou de outros elos da cadeia.	

No Brasil, atualmente existem terminais de regaseificação para receber os navios e regaseificar o GNL, permitindo a injeção na rede de gasodutos. Atualmente, a Petrobrás atua na operação de três terminais de GNL, nos estados da Bahia, Ceará e Rio de Janeiro. O mercado de GNL tem como grande vantagem o fato de operar no mercado spot de curto prazo, o que permite a adaptação rápida às flutuações de demanda e oferta, além de proporcionar maior flexibilidade e liberdade na negociação dos preços. No entanto, a volatilidade desses preços também pode representar um risco para as empresas do setor, que precisam estar preparadas para lidar com variações significativas nos preços do GNL. Diante disto, é importante que as empresas que atuam no mercado de GNL estejam atentas às condições de mercado e tenham estratégias sólidas para gerenciar os riscos e aproveitar as oportunidades que surgem no mercado.

Nos últimos anos, o cenário de aumento da demanda por GNL com o objetivo de atender a segurança energética necessária e funda-

mental visa garantir a maior geração de energia no país nas próximas décadas. Isso inclui flexibilidade no fornecimento e a necessidade de expansão das UTEs movidas a gás no parque energético nacional planejado (MICHELENA, 2018). Ainda sobre a dimensão de forças do modelo, observa-se que a utilização do GNL como fonte energética, por ser uma atividade que está se tornando competitiva, sendo capaz de prover acesso à energia e de novas atividades econômicas nas regiões mais interiores do Brasil. Especialmente nas regiões mais isoladas, que podem ser atendidas através de gasodutos virtuais (através de caminhões criogênicos) e gerar desenvolvimento social para a população no entorno das cidades.

Entretanto, quanto as fraquezas associadas aos projetos que dependem de uma maior utilização do GNL, temos a rigidez dos contratos de TP (*take or pay*) e SP (*ship or pay*), dado que grandes volumes precisam ser transportados para a geração em termelétricas, além dos entraves de licenciamento dos projetos, aspecto que será tratado mais a frente, bem como os riscos envolvidos à infraestrutura de liquefação e regaseificação. Deve-se, portanto, buscar mitigar o máximo possível estes riscos por meio de regulação e fiscalização eficientes, assim como com a aplicação das melhores tecnologias de liquefação e transporte do GNL. Em adição, há a necessidade de investimentos elevados e as condições exigidas pelos fornecedores, que podem criar barreiras aos mercados consumidores somando-se as garantias de crédito e a necessidade de entrega a granel, em um único terminal, de carga indivisível (FGV, 2019a).

4.2 Ambiente externo

Dentre as oportunidades identificadas na matriz SWOT para o mercado de GNL, destacam-se a possibilidade de reduzir altos investimentos na construção de gasodutos, atender temporariamente a demanda das UTEs e desenvolver regiões remotas do país, onde as redes de gasodutos são limitadas. Além disso, as tecnologias de processamento de GNL estão em constante evolução, o que pode resultar em redução de investimentos e custos operacionais. Outras oportunidades incluem a possibilidade de atuar como fornecedor de GN em substituição ao gás boliviano, que tem apresentado incertezas no abastecimento, e a capacidade de atender a futura necessidade nacional de eletricidade, uma vez que novas UTEs requerem o fornecimento de GN e GNL.

O mercado de GNL também é visto como um vetor na transição energética global, o que pode resultar em maior demanda pelo gás natural no futuro. Ademais, os recentes ajustes regulatórios e novos projetos de GNL, como terminais de regaseificação e UTEs, represen-

tam oportunidades para empresas que atuam nesse setor. Há ainda possibilidade de outras aplicações para GNL, como na área de transporte, em projetos de pequena escala. Entretanto, é preciso considerar neste mercado as ameaças externas (Tabela 2) que englobam os riscos cambiais (contratos indexados à variação do dólar), risco de preço, e riscos geopolíticos que podem impactar diretamente no preço e provocar variações na oferta (AREND, 2022). Aspectos como a sazonalidade nos países fornecedores, a falta de transparência de preços e a arbitragem realizada nessas operações são entraves externos ao fornecimento, que podem impactar no prazo de entrega e no fechamento dos contratos de curto prazo (Tabela 2).

Tabela 2 - Oportunidades e Barreiras (Matriz SWOT)

Oportunidades	Barreiras
Reduz a dependência de grandes investimentos em redes de dutos dispersos, ou nos dutos de escoamento de reservas <i>offshore</i> .	Risco cambial, porque o preço de referência é em outra moeda.
Ser fornecedor de GN (Gás Natural) diante das incertezas do abastecimento boliviano.	Risco de que o preço de referência do gás natural, como o <i>Henry Hub</i> (HH) ou o <i>National Balancing Point</i> (NBP), sofra impactos externos em decorrência de eventos de diferentes naturezas no país de origem, incluindo fatores geopolíticos, econômicos ou tecnológicos. Oferta e preços têm dependência da sazonalidade (clima, inverno/verão) da produção e do consumo em outros países.
Atende muito bem à demanda instantânea das UTEs.	Arbitragem de preços internacionais sofre impacto de diversos fatores (transportes, países dispostos a pagar mais).
Os gasodutos já instalados no Brasil têm capacidade fixa, e qualquer aumento requer investimentos elevados.	Necessidade de combinar o investimento no projeto do terminal, o contrato de fornecimento de GNL de longo prazo e o contrato de compra de GNL ou GN pelo consumidor.
Para atender a futura necessidade nacional de eletricidade, novas UTEs requerem o fornecimento de GN e GNL.	A falta de transparência na precificação pode gerar informação assimétrica no mercado.
O GN é visto como um vetor na transição energética global, sendo aceito como fonte nos próximos anos ou décadas.	
Os recentes ajustes regulatórios levaram grandes empresas a investir no setor brasileiro de GN e GNL.	
Novos projetos de GNL, como terminais de regaseificação e UTEs, estão em andamento.	
Outras aplicações para GNL, como na área de transporte (projetos de GNL de pequena escala).	

O mercado de GNL apresenta diversas barreiras que podem dificultar sua expansão. Uma delas é o risco cambial, visto que o preço de referência é baseado em outra moeda. Além disso, o preço de referência do gás natural, como o *Henry Hub* ou o *National Balancing Point*, pode sofrer impactos externos em decorrência de eventos no país de origem, como fatores geopolíticos, econômicos ou tecnológicos, o que pode trazer instabilidade ao mercado. A oferta e os preços também são influenciados pela sazonalidade da produção e consumo em outros países, e a arbitragem de preços internacionais pode ser impactada por diversos fatores, como custos de transporte e países dispostos a pagar mais. Além disso, a necessidade de combinar investimento no projeto do terminal, contrato de fornecimento de GNL de longo prazo e contrato de compra de GNL ou GN pelo consumidor pode gerar desafios adicionais, e a falta de transparência na precificação pode gerar informação assimétrica no mercado.

Outra barreira importante é a necessidade de combinar o investimento no projeto do terminal, o contrato de fornecimento de GNL de longo prazo e o contrato de compra de GNL ou GN pelo consumidor. Isso pode levar a desafios logísticos e administrativos consideráveis, além de custos elevados. Além disso, a falta de transparência na precificação pode gerar informação assimétrica no mercado, dificultando a tomada de decisão pelos consumidores e limitando o desenvolvimento do mercado de GNL. É importante superar essas barreiras para garantir o sucesso e a viabilidade dos projetos *gas-to-wire* que utilizam GNL.

No âmbito do mercado e de mudanças externas no Brasil, no segundo semestre do ano de 2019, o governo federal anunciou o “Novo Mercado do Gás”, programa que tem o objetivo de fomentar a abertura do setor de gás. Em linhas gerais, este programa compreende o planejamento e ações que visam aumentar os investimentos no mercado de gás no Brasil, aumentando a competitividade e diversificando as empresas que atuam neste segmento. Dentre as proposições está a quebra do monopólio da Petrobras, principalmente no segmento de transporte, a venda de ativos da empresa e da infraestrutura de transporte de derivados do petróleo para que outras empresas concorrentes possam entrar neste mercado (MME, 2019).

Esta nova política possibilitará maior diversificação dos agentes e maior liberdade de movimentação e negociação dos contratos de compra e venda de gás natural. Com o aumento da competitividade, espera-se que o preço seja impactado e possa se tornar atrativo para consumidores e novos entrantes. Desta forma, a indústria que necessita de fontes energéticas mais limpas e de menor custo podem aumentar a aquisição do gás natural com a expansão do mercado de GNL, visto que tais políticas irão ampliar a viabilidade para estes investimentos e novos empreendimentos como portos e terminais de regaseificação.

No âmbito geral, o crescimento deste mercado foi impulsionado pelas importações de GNL o que impactou de forma significativa o percentual de participação na oferta interna de gás natural em 2020. No ano seguinte, a oferta nacional de GN foi de 57,2 MM (milhões de m³/dia) para 52,3 MM. Neste mesmo período, as importações do Gasbol ficaram estáveis num patamar maior que 20 milhões de m³/dia. Dessa forma, a utilização do gás brasileiro e da Bolívia reduziu em quase 5 milhões de m³/dia. Todavia, as importações de GNL garantiram uma expansão da oferta de gás para atender à crescente demanda das termelétricas brasileiras (INEEP, 2022).

5. OS ASPECTOS REGULATÓRIOS E AMBIENTAIS

Considerando que os aspectos regulatórios e ambientais são demonstrados na matriz SWOT como fatores externos, este capítulo irá abordar as questões normativas atuais referente ao licenciamento dos projetos de GNL (terminais de regaseificação) com o objetivo de demonstrar o panorama regulatório atual.

5.1 O licenciamento ambiental

O Capítulo VI da Constituição Federal (CF) de 1988, especificamente o art. 225, traz a disciplina jurídica do Direito Ambiental. No IV do art. 225, tem-se referência à “exigência de estudo prévio de impacto ambiental para instalação de obra ou atividade potencialmente causadora de significativa degradação do meio ambiente.” (BRASIL, 1998).

A já existente Lei Federal n. 6.938, de 1981 (Política Nacional de Meio Ambiente), foi recepcionada pela CF, e trata do licenciamento de atividades efetiva ou potencialmente poluidoras (art. 9º, inciso IV). O Poder público é o responsável da concessão de licenças aos interessados em desenvolver tais atividades.¹

Nessa linha, a Resolução CONAMA 237, de 1997, define o licenciamento ambiental como “procedimento administrativo pelo qual o órgão ambiental competente licencia a localização, instalação, ampliação e a operação de empreendimentos e atividades utilizadoras de recursos ambientais, consideradas efetiva ou potencialmente poluidoras ou daquelas que, sob qualquer forma, possam causar degradação ambiental, considerando as disposições legais e regulamentares e as normas técnicas aplicáveis ao caso.”

Além das etapas do licenciamento, também estão descritas na Resolução Conama 237/1997 os seus tipos, nomeadamente, a Licença

¹ Licenças são “ato administrativo vinculado e definitivo, que implica obrigação de o Poder Público atender à súplica dos interessados, uma vez atendidos, exaustivamente, os requisitos legais pertinentes” (MILARÉ, 2009, p. 419).

Prévia, Licença de Instalação e Licença de Operação.

Quanto ao órgão ambiental responsável pelo licenciamento ambiental, a Lei Complementar 140/2011 trata da competência comum entre União, Estados e Municípios. O art. 7º traz que a União deverá atuar na promoção do licenciamento ambiental de empreendimentos e atividades, por exemplo “localizados ou desenvolvidos no mar territorial, na plataforma continental ou na zona econômica exclusiva, localizados ou desenvolvidos em terras indígenas” (BRASIL, 2011).

O art. 8º da Lei Complementar 140/2011 aborda as ações administrativas no âmbito Estadual para “promover o licenciamento ambiental de atividades ou empreendimento utilizadores de recursos ambientais, efetiva ou potencialmente poluidores ou capazes, sob qualquer forma, de causar degradação ambiental, ressalvadas as competências federal e municipal” (inciso XIV) (BRASIL, 2011); assim como para “promover o licenciamento ambiental de atividades ou empreendimento localizados ou desenvolvidos em unidades de conservação instituídas pelo Estado, exceto em APAs” (BRASIL, 2011).

E o art. 9º da Lei Complementar 140/2011 trata da competência municipal para “promover o licenciamento ambiental das atividades ou empreendimentos: a) que causem ou possam causar impacto ambiental de âmbito local, conforme tipologia definida pelos respectivos Conselhos Estaduais de Meio Ambiente, considerados os critérios de porte, potencial poluidor e natureza da atividade; ou b) localizados em unidades de conservação instituídas pelo Município, exceto em APAs (Área de Proteção Ambiental)” (BRASIL, 2011). Na realização dessa atividade, os municípios devem observar as atribuições dos demais entes federativos.

Pelas características institucionais do Distrito Federal, sua competência administrativa em matéria ambiental abarca as atribuições estaduais e municipais (art. 10). A Lei Complementar n. 140 também prescreve que “o licenciamento será realizado por um único ente federativo” (art. 13) (BRASIL, 2011). Para o licenciamento ambiental de terminais de Gás Natural Liquefeito segue-se essa legislação assim referida. Do ponto de vista de estudos já realizados no Brasil sobre casos já licenciados, a seção seguinte trará detalhes procedimentais.

5.2 Licenciamento ambiental de unidades de Gás Natural Liquefeito (GNL)

Projetos de GNL permitem flexibilidade de suprimento e segurança operacional, cujas vantagens possibilitam o equilíbrio da sazonalidade das energias renováveis. Enquanto as energias renováveis intermitentes, como a solar e a eólica, são dependentes das condições climáticas, o GNL pode fornecer uma fonte de energia confiável duran-

te todo o ano. Além disso, o GNL pode ser facilmente transportado e armazenado, permitindo uma flexibilidade de suprimento em situações em que outras fontes de energia podem não estar disponíveis.

Isso significa que os projetos de GNL podem ser utilizados para ajudar a equilibrar a sazonalidade das energias renováveis, fornecendo uma fonte de energia confiável e mais flexível para complementar a oferta de eletricidade, quando necessário. Essa flexibilidade também pode ajudar a garantir a segurança operacional do sistema elétrico, já que o GNL pode ser rapidamente acionado para compensar flutuações na oferta de energia renovável. Portanto, a flexibilidade e a segurança operacional oferecidas pelo GNL podem ser consideradas vantagem importante, ajudando a garantir um fornecimento de energia mais confiável e estável em todo o ano.

Para a implantação de Projetos de GNL é necessário o licenciamento ambiental, dado sua caracterização como atividade potencialmente poluidora. Os projetos de GNL podem ser descritos da seguinte forma: (i) um navio FSRU ancorado em diferentes locais, como mar territorial, plataforma continental, zona econômica exclusiva, águas interiores ou terminal portuário, que é conectado por um gasoduto a uma UTE em terra para produzir energia elétrica ou um *city gate* para distribuir gás para diferentes tipos de usuários finais; (ii) ou um navio FSRU ancorado em diferentes locais que é conectado por um gasoduto a um tanque de armazenamento criogênico em terra, de onde o gás pode ser distribuído através de caminhões de GNL.

Do ponto de vista operacional, estes projetos exigem uma série de documentos para a implantação de um terminal de regaseificação de GNL; considerando esse projeto inserido em terminal portuário, dentre eles se destaca os estudos de viabilidade técnica, econômica e socioambiental (MILARÉ, 2009), além do EIA/RIMA (Estudos de Impacto Ambiental e Relatório de Impacto Ambiental), conforme a Resolução CONAMA 001/86, os quais são precedidos por Termos de Referências elaborados pelo órgão licenciador.

Sem olvidar os já citados da Resolução Conama 237/1997, em seu artigo 10, tais como memorial descritivo das instalações e dos processos da empresa, planta de localização do empreendimento, planta hidráulica das tubulações que conduzem os despejos industriais, esgotos sanitários, águas de refrigeração, águas pluviais, etc.

Dentro do procedimento de licenciamento também poderão ser exigidos documentos como o Parecer da Marinha do Brasil (Diretoria de Portos e Costas ou Capitania dos Portos) e a autorização do IPHAN (Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional), previamente à execução de obras (a Instrução Normativa nº 001/2015 do Ministério da Cultura define procedimentos para o licenciamento).

Ainda, caso envolva áreas da União necessárias à implantação da instalação portuária, a Agência Nacional de Transportes Aquaviários (ANTAQ) poderá admitir a apresentação de certidão da Secretaria do Patrimônio da União (SPU), conforme Portaria SPU 404/2012. Ademais, far-se-á necessária a anuência da Autoridade Portuária e da Autoridade Marítima Local (REN 52/2015). Finalmente, por se tratar de operação alfandegária, também deverão ser observadas as regras da Portaria da Receita Federal do Brasil 3518/2011.

A Figura 1 apresenta em um fluxograma os órgãos teoricamente envolvidos no licenciamento ambiental de terminal de GNL (EPE, 2019).

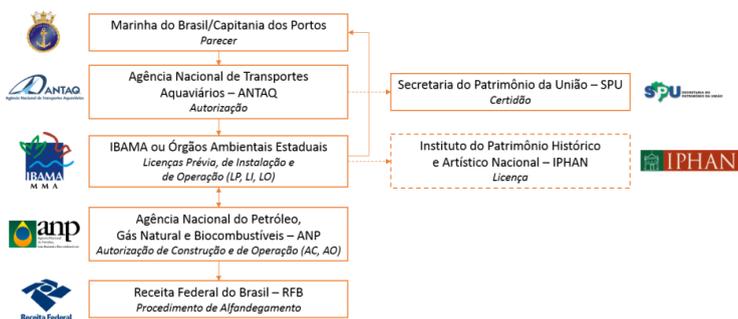


Figura 1 - Fluxograma do licenciamento de terminal de regaseificação de GNL

5.3 Os aspectos regulatórios

Nos termos da Resolução ANP n° 50/2011, a construção, ampliação e operação de terminais de GNL dependerão de prévia e expressa autorização da ANP. Para a Outorga de Autorização de Construção e Operação de Terminais de GNL, a empresa deve seguir os requisitos estabelecidos na Resolução ANP n° 52/2015. Para projetos totalmente novos, a autorização é dada em três etapas: publicação de sumário executivo (parecido com uma licença prévia do projeto), Autorização de Construção e, por fim, Autorização de Operação.

O pedido de Autorização de Construção deverá ser encaminhado para ANP, instruído com os documentos e informações requeridos no Art. 8° da REN 52/2015. A REN 52/2015 ainda prevê no art. 9° uma série de documentos complementares e específicos para Terminais. Já para dutos integrantes do projeto de Terminal, a REN 52/2015 também exige uma lista de documentos, tais como planta de traçado e perfil do duto, assim como relatório de simulação termo-hidráulica e

identificação de mercados potenciais ao longo do traçado (ANP, 2015).

Dentre outras normas técnicas, o projeto deve seguir a ABNT NBR 17.505, conforme estabelecido pela Resolução ANP nº30/2006, e a Resolução Conjunta ANP/INMETRO nº 1/2013. A solicitação da empresa deve ser feita através do sistema de peticionamento eletrônico (SEI) da ANP. Caso a empresa também comercialize o gás natural, precisará obter uma autorização de comercializadora de gás, nos termos da Resolução ANP nº 52/2011, usando o mesmo sistema de peticionamento eletrônico (SEI).

Este procedimento normativo demonstra que o planejamento dos novos projetos deve ser avaliado do ponto de vista da regulação e tramitação necessária para construção e devida operação deles, para que estes projetos não atrasem e se tornem incertos quando precisam enfrentar os entraves burocráticos e regulatórios exigido pelas agências de regulação, o que pode atrasar o cronograma de implantação e operação dos projetos.

6. CONCLUSÃO

A expansão da demanda por GNL tem sido impulsionada pela escassez hídrica nos reservatórios das hidrelétricas, que sofreram uma crise em 2021, o que reduziu significativamente a capacidade de geração de energia neste período, levando ao aumento brusco da demanda pelo GNL, principalmente no período anterior a pandemia. Entretanto a curva de oferta acompanhou inicialmente este deslocamento da demanda, mas no período pós retomada da pandemia, a escalada de preço foi inevitável. Outro fator que demonstra a força da utilização do GNL é o crescimento da utilização das UTEs movidas a gás natural como geração de base, por possibilitar maior controle no despacho de energia elétrica.

Diante disto, este trabalho traçou um panorama inicial diante do modelo SWOT utilizado, que abrange as forças, fraquezas, oportunidades e entraves diante da expansão do mercado de GNL, tendo como referência projetos de geração *gas-to-wire*, e com abordagem também nos aspectos ambientais, de licenciamento e regulatórios necessários para a aprovação e construção de novos terminais de liquefação no país. O mercado de gás e GNL apresenta grandes desafios quanto a necessidade de infraestrutura de transporte e distribuição, da negociação de contratos bilaterais de longo prazo, e da maior competição, que gerem um ambiente de preços atrativos tanto para as empresas quanto para os potenciais consumidores.

A utilização do GNL na geração em projetos de UTEs tem sido percebida como alternativa para suprir a geração elétrica intermitente de base. A análise da matriz SWOT aqui apresentada demonstra que existem vantagens na utilização do GNL diante da dificuldade de atrair

investimentos elevados na construção de gasodutos, entretanto existem entraves externos referentes a preços, falta de transparência e dependência sazonal. Estes desafios podem ser vencidos com contratos bem elaborados diante da flexibilidade de negociação no mercado *spot*, visto que a aquisição do GNL pode suprir os gargalos de curto prazo do mercado de gás nacional.

Está sendo construído um caminho para a abertura do mercado de GNL, o que é de grande interesse para o Brasil do ponto de vista político, social e econômico, especialmente diante do risco de desabastecimento na geração de energia do país. A expansão desse mercado pode trazer novas expectativas para os agentes envolvidos, que têm enfrentado a necessidade de utilizar fontes de energia mais limpas e intermitentes. O modelo de geração de energia *gas-to-wire* oferece uma alternativa para aumentar a participação do gás natural na matriz energética, com uma geração intermitente, o que pode garantir maior segurança energética nacional no curto prazo.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO (2015). Resolução ANP Nº 52 de 02 de dezembro de 2015, publicada no D.O.U. em 03 de dezembro de 2015.

AREND, Lauron et al. (2022). Prospects and challenges of the liquefied natural gas market in Brazil. *Research, Society and Development*, v. 11, n. 2, p. e11811225527-e11811225527.

BRASIL. Constituição Federal de 1988. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/constituicao.htm. Acesso em: 20 out. 2022.

BRASIL. Lei Complementar 140/2011. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/lcp/lcp140.htm. Acesso em: 20 out. 2022.

CARMELITA, R., & MORENO, P (2021). A Matriz SWOT e suas Subdimensões: Uma Proposta de Inovação Conceitual A Matriz SWOT e suas Subdimensões: Uma Proposta de Inovação Conceitual 2021, 1-14. <https://rsdjournal.org/index.php/rsd/article/view/12580/11239>.

COSTA, H. K. M.; Cupertino, S. A. Santos; E. M. (2022). Natural gas legal framework in Brazil. Rio de Janeiro: Letra Capital.

EPBR (2022). Shell prevê aperto no equilíbrio entre oferta e demanda de gnl em 2022. <https://epbr.com.br/shell-preve-aperto-no-equilibrio-entre-oferta-e-demanda-de-gnl-em-2022/>

EPE (2019). Terminais de Regaseificação de GNL no Brasil - Panorama dos Principais Projetos - Ciclo 2018-2019. [https://www.epe.gov.br/sites/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-412/Nota Técnica - Terminais de Regaseificação de GNL no Brasil \(Ciclo 2018-2019\).pdf](https://www.epe.gov.br/sites/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-412/Nota%20T%C3%A9cnica%20-%20Terminais%20de%20Regaseifica%C3%A7%C3%A3o%20de%20GNL%20no%20Brasil%20(Ciclo%202018-2019).pdf)

FERREL E HARTLINE. (2013). Estratégia de Marketing - Texto e Casos (Vol. 4, Edição 3). <http://marefateadyan.nashriyat.ir/node/150>.

HONORÉ, et al. (2016). Demand Potential. In: Ed. Corbeau, A-S. & Ledesma, D. (2016). LNG Markets in Transition: The Great Reconfiguration. Oxford Institute for Energy Studies.

GOMES, I. (2017). The vanishing LNG Market in Brazil. The Oxford Institute for Energy Studies. <https://a9w7k6q9.stackpathcdn.com/wpcms/wp-content/uploads/2017/04/The-vanishing-LNG-market-in-Brazil.pdf>.

INEEP (2022). O GNL em pequena escala como uma oportunidade para o mercado de gás natural. Broadcast. <https://ineep.org.br/o-gnl-em-pequena-escala-como-uma-oportunidade-para-o-mercado-de-gas-natural/>.

JOSIANY, M., Medeiros, V., Souza, F., Filho, R., Priscilla, Y., Costa, D., Ângela, P., & Freitas, B. (2021) Diagnóstico organizacional através da matriz SWOT: uma aplicação da ferramenta em um curso de Administração Diagnóstico organizacional através da matriz SWOT: a aplicação da ferramenta em uma Administração Diagnóstico organizacional mediante a matriz DAF. 2021, 1-11. <https://rsdjournal.org/index.php/rsd/article/view/11532/10255>.

LEAL, F.I., REGO, E.E., et al. (2017). Levelized cost analysis of thermo-electric generation in Brazil: A comparative economic and policy study with environmental implications. J. Nat. Gas Sci. Eng. 44. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2017.04.017>

MICHELENA, BD (2018). Modelo Temporal da Oferta e Demanda do Gás Natural Liquefeito no Brasil [Universidade Federal da Bahia - UFBA]. <https://repositorio.ufba.br/ri/handle/ri/30844>.

MILARÉ, (2009) Edis. Direito do Ambiente: a gestão ambiental em foco: doutrina, jurisprudência, glossário. 6 ed. São Paulo: Editora Revista dos Tribunais.

MME (2019). Governo lança o “Novo Mercado do Gás”, um marco histórico para o Brasil. Ministério de Minas e Energia.

TSAFOS, N., (2020). How Will Natural Gas Fare in the Energy Transition? 1–10.

YUNNA, W., YISHENG, Y., (2014). The competition situation analysis of shale gas industry in China: Applying Porter's five forces and scenario model. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 40, 798–805. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.08.015>

MECANISMOS DE RESPOSTA DA DEMANDA NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO: PANORAMA ATUAL E PERSPECTIVAS

Weber Daas Santos¹
Sérgio Valdir Bajay¹

¹Universidade Estadual de Campinas

DOI: 10.47168/rbe.v29i1.720

RESUMO

Há diversos tipos e formas de utilização dos mecanismos de resposta da demanda observados nos mercados de energia elétrica de vários países. Esses mecanismos têm sido amplamente implementados nesses mercados, dadas as possibilidades de associação destes instrumentos ao planejamento energético local e seu emprego na otimização dos custos de operação dos sistemas elétricos. Este artigo apresenta o conceito de resposta da demanda, bem como os diversos tipos de programas e ferramentas utilizados no exterior e os já existentes no Brasil, buscando identificar potenciais adaptações para maior inserção do agente consumidor no setor elétrico brasileiro, como alternativa aos frequentes despachos de usinas termoeletricas de elevado custo operacional na garantia de suprimento de energia elétrica no país.

Palavras-chave: Resposta da demanda; Demanda de eletricidade; Consumidor de energia elétrica; Tarifa de energia elétrica; Preço da energia elétrica.

ABSTRACT

There are several types and forms of use of demand response mechanisms that have been observed in the electricity markets of various countries. These mechanisms have been widely implemented in these markets, given the possibilities of associating these instruments with local energy planning and their use in the optimization of the operating costs of electrical power systems. This paper presents the concept of demand response, as well as the several types of programs and tools used abroad and those already existing in Brazil, seeking to identify potential adaptations for greater insertion of the consumer agent in the

Brazilian power sector, as an alternative to the frequent dispatch of thermoelectric plants with high operational costs to guarantee the electricity supply in the country.

Keywords: Demand response; Electricity demand; Electricity consumer; Electricity tariff; Electricity price.

1. INTRODUÇÃO

O conceito de resposta da demanda (RD) se refere aos mecanismos existentes de gerenciamento do consumo de energia elétrica como resposta às condições de oferta do mercado. Como exemplo prático e didático, evidencia-se o deslocamento temporal do consumo por conta de variações de preços e tarifas de energia elétrica. Dentre os benefícios atribuídos à implementação de mecanismos de RD, majoritariamente sistêmicos, cujos efeitos positivos não se limitam aos grandes consumidores, destacam-se (EPE, 2019):

- a) Maior flexibilidade e confiabilidade na operação: inserção dos consumidores na competição pelo atendimento da demanda máxima do sistema;
- b) Diminuição na emissão de gases do efeito estufa: com a inserção do mecanismo de RD na competição pelo atendimento da demanda máxima do sistema, um menor despacho de usinas termoeletricas (UTES) a óleo diesel e óleo combustível, grandes emissoras desses gases, pode ser alcançado;
- c) Redução dos custos de geração: com o potencial decréscimo no despacho de usinas UTES que operam com combustíveis caros, o custo total do sistema com geração de energia elétrica tende a cair;
- d) Postergação de novos empreendimentos de geração, transmissão e distribuição: com a redução na demanda ocasionada pelo mecanismo de RD, investimentos em outros segmentos podem ser reduzidos;
- e) Queda na concentração do poder de mercado: o setor elétrico brasileiro atual propicia um elevado poder de mercado aos geradores, retendo toda a capacidade de atendimento à demanda incremental por energia em um só tipo de agente; e
- f) Redução de riscos financeiros: com a tendência de queda na volatilidade dos preços de energia, diversos agentes (segmentos de geração, distribuição, comercialização e consumo) passam a assumir um menor risco no gerenciamento de custos com energia elétrica.

2. TIPOS DE RD

2.1 RD baseada em preços

Programas de RD baseados em preço visam o deslocamento do uso da energia elétrica com base nas variações de preços e tarifas. Desta forma, o consumidor consegue reduzir a utilização da rede em momentos de maior demanda da empresa concessionária, reduzindo seu custo com a energia elétrica através de um consumo menor durante os períodos de maior preço (EPE, 2019).

As principais variações do mecanismo baseado em preços são (EPE, 2019):

a) *Time of use* (TOU): tarifas do tipo TOU são caracterizadas por dividir os dias da semana em períodos de tempo que, de forma a representar as oscilações de custo médio de geração e transmissão, possuem diferentes tarifas. Um exemplo de aplicação de tarifas do tipo TOU em outros países é o mercado de Ontário, no Canadá, no qual consumidores residenciais, rurais, pequenos negócios e com baixo consumo de eletricidade podem adquirir energia a partir de tarifas, divididas em três períodos por dia, calculadas com base no *Hourly Ontario Energy Price* (HOEP).

b) *Critical Peak Pricing* (CPP): em mercados que contam com CPP, os consumidores são submetidos a tarifas mais elevadas em dias que o custo da geração atinge altos patamares, ou quando a rede elétrica da concessionária alcança picos de demanda. A tarifa CPP é utilizada, atualmente, em três das principais empresas concessionárias no oeste dos Estados Unidos, na Califórnia: San Diego Gas & Electric (SDGE), Southern California Edison (SCE) e Pacific Gas and Electric Company (PG&E).

c) *Peak Time Rebate* (PTR): durante eventos considerados críticos, os consumidores são encorajados, por meio de remuneração, a reduzirem seu consumo em relação a uma linha base. No exterior, a companhia estadunidense Baltimore Gas and Electric Company (BGE) promove programas do tipo PTR em Maryland, para consumidores que possuem medidores inteligentes.

d) *Real Time Pricing* (RTP): consumidores estão sujeitos a preços e tarifas de energia próximos ao custo marginal de operação do sistema, podendo possuir uma granularidade horária. Um exemplo avançado de tarifação horária em tempo real, amplamente utilizada, é o *Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor* (PVPC), no mercado espanhol.

2.2 RD baseada em incentivos

Em programas de RD baseados em incentivos, consumidores passam a receber estímulos financeiros para reduzirem suas respectivas demandas por energia elétrica em períodos específicos de tempo, usualmente destinados a momentos em que ocorrem reduções na oferta de eletricidade e, conseqüentemente, queda dos níveis de confiabilidade no suprimento. Em mecanismos baseados em incentivos, os consumidores podem ser interpretados como “vendedores”, pelo fato de trocarem sua redução de carga por benefícios que podem variar de pagamentos fixos ou variáveis, redução de débitos em faturas de uso da rede, ou acúmulo de créditos (RMI, 2006).

Dentre os principais tipos de programas baseados em incentivos, as principais variações são (EPE, 2019):

a) Controle direto da carga: em programas de controle de carga, o operador pode desligar consumidores (ou reduzir carga) de forma remota em momentos pré-definidos. Na província de Jiangsu e também na cidade de Shangai, na China, as distribuidoras locais, por meio de medidores inteligentes e aparelhos com controle automático, ajustam diretamente a temperatura de aparelhos de ar condicionado, possibilitando ajustes na demanda do sistema elétrico.

b) Interruptibilidade: em situações de contingência, os consumidores são submetidos a reduções de carga que resultam em descontos tarifários. No oeste dos Estados Unidos, as distribuidoras de energia da Califórnia possuem programas de interruptibilidade de carga, nos quais consumidores firmam compromissos de redução de consumo para um determinado nível e, caso necessário, devem responder aos chamados das concessionárias – como é o caso da distribuidora SDG&E, com base no *Base Interruptible Program* (BIP).

c) *Demand Bidding*, ou Participação Econômica nos Mercados de Energia: neste tipo de programa, consumidores adquirem o direito de ofertar redução de carga no mercado de energia, de forma a substituir unidades geradoras na ordem de despacho econômico. Tal modalidade também contempla o papel do agregador de carga, responsável por agrupar diversos consumidores em uma única oferta de despacho. Atualmente, o mercado atacadista de energia elétrica PJM (Pennsylvania-New Jersey-Maryland), que atualmente atende total ou parcialmente 13 estados e o distrito de Columbia nos EUA, possibilita que consumidores e agregadores de carga possam participar com ofertas nos dois horizontes existentes neste mercado: dia seguinte (preços calculados em base horária) e em tempo real (preços a cada cinco minutos).

d) Programas de Emergência: em momentos de emergência, consumidores são convidados a reduzir carga em função de um incentivo via pagamento, como, por exemplo, as cargas ou agregadores do Electric Reliability Council of Texas (ERCOT), que podem participar de leilões ao longo do ano para ofertas de produtos de resposta da demanda atreladas a pagamentos em receita fixa.

e) Mercado de Serviços Ancilares: programas de serviços ancilares podem propiciar aos consumidores a oportunidade de ofertarem redução de carga como forma de suporte às condições de transmissão de energia locais. Este mercado possui regulamentação vigente em diversos países e regiões, incluindo, no Canadá, o *Alberta Electric System Operator* (AESO), que possibilita a participação da demanda na prestação de serviços ancilares tais como reserva girante, suplementar e controle de frequência.

f) Mercado de Capacidade: consumidores podem ofertar redução de carga como alternativa às fontes convencionais de geração de energia elétrica. Como exemplo na América do Sul, os geradores do mercado de energia colombiano, vencedores dos leilões de Obrigações de Energia Firme (OEF), devem injetar no sistema um montante diário de energia sempre que o preço *spot* superar, ao menos uma vez ao dia, o preço teto de escassez definido pelo regulador. O consumidor, por sua vez, deve pagar o Encargo de Confiabilidade, responsável por remunerar os geradores que estabelecem a garantia de suprimento do setor, ou, como alternativa, firmar contratos chamados de Demanda Desconectável Voluntária (DDV) com agentes geradores que queiram respaldar sua OEF contratada via leilão.

2.3 Classificação dos tipos de RD por serviço prestado

Programas de RD também podem ser categorizados de acordo com o tipo de serviço prestado. Tecnicamente, as classificações correspondem ao efeito da aplicação do mecanismo à curva de carga do sistema. Neste sentido, as categorias existentes são (BERKELEY LABORATORY, 2017):

a) Formato: alterações de formato são características de adaptações do perfil de carga e hábitos dos consumidores via resposta a preço ou por meio de campanhas, normalmente com ocorrência de aviso prévio de alguns dias ou até meses. Dentre os exemplos mencionados nas Seções 2.1 e 2.2, são classificados como mecanismos de RD por adaptações de formato as tarifas do tipo TOU no mercado de Ontário, as tarifações CPP da Califórnia, o PVPC na Espanha e a participação econômica no mercado atacadista de energia elétrica do PJM.

b) Deslocamento: tipo de serviço responsável por promover o deslocamento do consumo em horários de ponta para períodos com menor carga ou de melhor desempenho de fontes de energia renovável. Os programas de RD de Maryland baseados em RTP e de controle de carga nas distribuidoras chinesas de Jiangsu e Shanghai são exemplos de serviços prestados pelos consumidores, que provocam deslocamento de carga.

c) Alívio ou corte de carga: disponibilização de unidades consumidoras suscetíveis a cortes ou redução de carga, de forma a possibilitar um aumento da capacidade de atendimento nos horários de ponta e aliviar o sistema em momentos de emergência ou contingência. A DDV, presente no mercado colombiano, além dos certames dedicados aos consumidores realizados no ERCOT podem ser classificados como ferramentas de alívio de carga.

d) Flutuação: utilização de cargas com capacidade de ajustarem dinamicamente a demanda do sistema, prestando serviços de amenização de rampas de curta duração e distúrbios em escalas temporais que podem variar de segundos até uma hora. Das experiências elencadas na Seção 2.2, destaca-se o mercado de serviços ancilares existente no AESO como um mecanismo de RD por flutuação.

Apresentadas as categorias de mecanismos de RD por tipo de serviço prestado, é possível classificar os tipos de programas citados na Seção 2.2 pelos impactos trazidos ao sistema, conforme indicado na Tabela 1 (EPE, 2019).

Tabela 1 – Tipos de programas de RD por categoria de prestação de serviços

Formato	Deslocamento	Alívio ou corte de carga	Flutuação
TOU	PTR	Interruptibilidade	Serviços ancilares
CPP	Controle direto de carga	Emergência	
RTP	Mercado de capacidade	Mercado de capacidade	
<i>Demand bidding</i>	<i>Demand bidding</i>	<i>Demand bidding</i>	

3. EXPERIÊNCIA NACIONAL

O sistema elétrico brasileiro conta, atualmente, com alguns mecanismos de RD em diferentes categorias. Como destaque, são apresentadas nesta seção as opções tarifárias horo-sazonais e branca, preço atacadista de energia, programa piloto de resposta da demanda por incentivos, e um mecanismo provisório de redução voluntária

de demanda (RVD). Destes, os dois primeiros podem ser classificados como instrumentos do tipo TOU. Já o programa por incentivos e o preço atacadista estão inseridos, respectivamente, nas categorias *demand bidding* e *day-ahead price* (representando um passo anterior ao RTP).

3.1 Mecanismos de RD nacionais baseados em preços

As tarifas horo-sazonais foram introduzidas no Brasil pela Portaria nº 33/1988 do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), apresentando valores diferenciados de acordo com as horas do dia e estrutura estabelecida com base nos custos marginais da empresa concessionária, seguindo um modelo francês estruturado pela estatal *Électricité de France* (EDF) (EL HAGE et al., 2011). Tais diferenciações tarifárias podem ocorrer vinculadas ao consumo ou à demanda (potência) da unidade consumidora, dependendo do tipo de tarifa aplicável (EPE, 2019). No país há, atualmente, três tipos de tarifas horo-sazonais: as tarifas azul, verde e branca, cujas principais características são resumidas a seguir.

Na Tarifa Azul são aplicados valores diferenciados de consumo e de demanda nos horários de ponta e fora de ponta, configurando-se como opcional aos consumidores dos subgrupos tarifários A3a, A4 e AS, e obrigatória para usuários em maior nível de tensão (subgrupos A1, A2 e A3). A Tarifa Azul, adicionalmente, possui um componente de ultrapassagem, diferenciado nos períodos de ponta e fora da ponta, aplicável ao acréscimo da demanda medida em relação à demanda contratada.

Na Tarifa Verde há um único valor aplicado à demanda e valores diferenciados entre os horários de ponta e fora de ponta para o consumo. Os consumidores que estão nos subgrupos tarifários A3a, A4 e AS podem optar pela aplicação da Tarifa Verde, que também possui um componente de ultrapassagem, constituído por um valor único para os períodos de ponta e fora da ponta.

A Tarifa Branca, por sua vez, foi regulamentada em 2010 pela REN nº414 da ANEEL para consumidores atendidos em baixa tensão (127, 220, 380 ou 440 Volts). Trata-se de uma opção tarifária para consumidores residenciais (subgrupo B1), rurais (subgrupo B2) e indústrias, comércios, serviços e outras atividades, além do Poder Público (subgrupo B3). Aos consumidores que optarem por esse tipo de tarifa, são estipulados três postos tarifários, com tarifas diferenciadas para o consumo de energia (EPE, 2019; ANEEL, 2015):

- i) No horário de ponta se aplica a tarifa de maior valor durante três horas consecutivas, com exceção dos sábados, domingos e feriados, definidas pelas próprias distribuidoras de energia, de acordo com sua curva de carga;

- ii) O posto tarifário intermediário corresponde a um período de duas horas conjugadas ao horário de ponta; e
- iii) O horário fora de ponta é o período composto pelas horas consecutivas e complementares aos horários de ponta e intermediário. As tarifas nos horários fora de ponta possuem valor inferior ao da tarifa convencional, destinada a consumidores de baixa tensão que não optarem pela tarifa branca. Logo, a tarifa branca é indicada para cargas que concentram seu consumo no período fora de ponta.

Desde janeiro de 2020 não há limite mínimo de carga para adoção da Tarifa Branca (ANEEL, 2015). Atualmente, o número de consumidores que optaram pela aplicação da tarifa branca é reduzido. De forma adicional às tarifas horo-sazonais existentes no Brasil, o preço atacadista de curto prazo, calculado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), refere-se ao preço praticado pelo setor elétrico para a liquidação de operações não cobertas por contratos de energia nos ambientes de contratação regulada (ACR) e de contratação livre (ACL). Sob a sigla de PLD (Preço de Liquidação das Diferenças), o preço *spot* tem como base de cálculo o custo marginal de operação do sistema (CMO) por submercado (Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste, Norte e Sul). Desde o início de 2021, ele vem sendo publicado de forma *ex-ante*, em bases horárias; até dezembro de 2020, os preços eram publicados semanalmente e por patamar de carga (leve, médio e pesado). O PLD, historicamente, é uma evolução do extinto preço do mercado atacadista de energia elétrica (PMAE), que teve sua origem vinculada à criação do antigo Mercado Atacadista de Energia (MAE), em 1999 (CCEE, 2018).

3.2 Mecanismos de RD nacionais baseados em incentivos

Por meio da REN nº 792, de 2017, a ANEEL estabeleceu critérios para a criação de um programa piloto de RD baseado em incentivos e focado ao atendimento das regiões Norte e Nordeste. Posteriormente, com as modificações regulamentadas via REN nº887 de 2020, o programa piloto também passou a permitir adesão de consumidores conectados a qualquer subsistema do Sistema Interligado Nacional (SIN). No caso brasileiro, o programa baseado em incentivos possibilita a redução de carga de consumidores pré-habilitados como alternativa ao despacho termelétrico não previsto nos modelos de formação de preço – ou seja: fora da ordem de mérito. Tais medidas, além de contribuírem com o incremento da confiabilidade de atendimento em todo o SIN e da modicidade tarifária, também se apresentam como opções na prestação de serviços ancilares.

A REN nº 938 da ANEEL, de 2021, prorrogou o programa piloto

até junho de 2022 para consumidores livres, parcialmente livres e especiais conectados à rede de supervisão do Operador Nacional do Sistema (ONS), ou com possibilidade de monitoramento de consumo em tempo real. Agentes adimplentes na CCEE e que cumprem os requisitos pré-estabelecidos podem se tornar elegíveis a partir da celebração de um Contrato de Prestação de Serviço Ancilar (CPSA), firmado entre o Operador e o proponente (ONS, 2017).

De acordo com o caderno de Regras de Comercialização da CCEE, estabelecido para reger o programa piloto de RD (CCEE, 2021), para que seja possível a verificação do cumprimento da redução de consumo despachada torna-se necessário o cálculo de uma linha base, construída a partir da assinatura do CPSA. A linha, calculada pela CCEE, corresponde, inicialmente, à média aritmética dos últimos dez dias de um mesmo dia da semana (totalizando dez semanas de histórico), conforme ilustrado na Figura 1.



Figura 1 - Cálculo da primeira linha base de consumo

De forma conjunta ao cálculo da linha base, ainda são estabelecidas duas bandas de tolerância (superior e inferior), representando variações positivas e negativas de 10% frente à linha base de consumo calculada, conforme estabelecido no caderno de regras de comercialização e ilustrado via Figura 2 (CCEE, 2021).

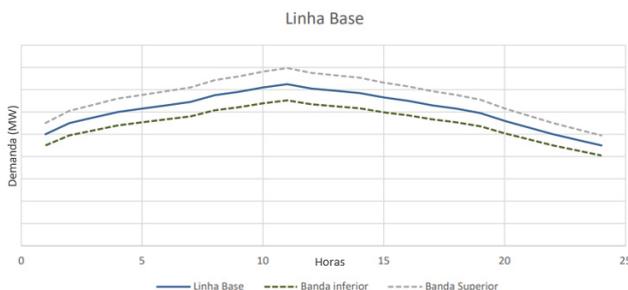


Figura 2 - Representação da linha base e suas bandas de tolerância

Para as demais semanas, no entanto, o cálculo da nova linha base passa apenas a considerar, das informações que formaram a li-

nha base anterior, os últimos cinco dados válidos que respeitaram os limites das bandas superior e inferior, conforme ilustrado no diagrama da Figura 3 (CCEE, 2021).

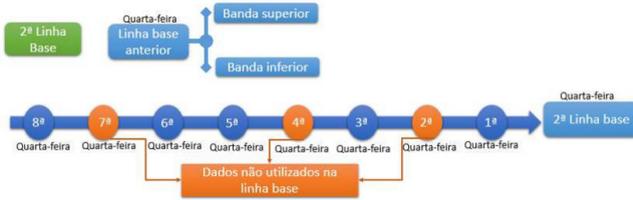


Figura 3 - Determinação das séries históricas a partir da segunda linha base

A partir do momento em que um determinado agente é chamado a atender um produto de RD, tal carga deverá, em uma janela de três horas que antecede o período de despacho, reduzir seu consumo de forma proporcional ao montante indicado ao Operador e, posteriormente, retornar às faixas compreendidas entre as bandas superior e inferior até o final do dia. Estes intervalos de tempo, antes e após o período de despacho, estão designados como deltas na Figura 4. Caso ocorra, nas horas que antecedem o delta de três horas ou no período posterior ao de despacho, do consumo ser abaixo da banda inferior calculada, o agente não será pago, podendo resultar em uma exclusão do consumidor do programa em caso de uma terceira reincidência. No caso inverso, ocorrendo ultrapassagem da banda superior durante os períodos que antecedem e sucedem o despacho, do início ao final do dia, a diferença existente entre banda superior e linha base é descontada do atendimento ao produto (CCEE, 2021). Nas regras de comercialização da CCEE vigentes, no entanto, verifica-se um aprimoramento no quesito abertura ao mercado para atendimento dos produtos despachados no mecanismo de RD, dado que regras anteriores apresentavam mesma exigência quanto ao prazo para retorno ao patamar de consumo original do perfil de carga: três horas.

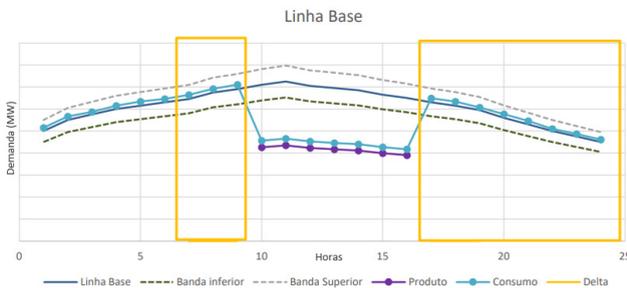


Figura 4 - Atendimento a um produto de RD e representação de deltas

Ainda de acordo com a regulamentação vigente, o ONS é responsável por divulgar mensalmente grade horária para os despachos de redução de demanda, sendo que os produtos ofertados podem seguir as seguintes características: redução de demanda por uma, duas, três, quatro ou sete horas, com aviso prévio no dia anterior (D-1) ou até mesmo intradiário (D-0). Os lotes de participação são de, no mínimo, 5 MWm, devendo os consumidores interessados divulgar semanalmente ao Operador suas ofertas de preço e volume para a semana operativa seguinte.

Nos anos de 2018 e 2019, respectivamente, a CCEE e o ONS disponibilizaram ao mercado os dois primeiros relatórios de análise do programa piloto de RD, cujo conteúdo expressa a evolução do programa desde sua instituição, em 2017, até os primeiros despachos. Em 2018 apenas dois consumidores evoluíram na celebração de CPSA com o Operador, sendo eles Braskem e Cimento Apodi. Destes, apenas o primeiro chegou a apresentar ofertas, totalizando quinze tentativas de despacho entre o período de junho e outubro de 2018, conforme indicado na Tabela 2, não ocorrendo a efetivação de nenhum produto ofertado (CCEE e ONS, 2018).

Tabela 2 - Ofertas apresentadas para participação no programa piloto entre junho e outubro de 2018

Consumidor	Início da semana	Fim da semana	Produto (horas)	Aviso	Redução (MWm)	Preço (R\$/MWh)
Braskem	23/06/18	29/06/18	4	D-1	10	485,00
Braskem	30/06/18	06/07/18	4	D-1	10	530,00
Braskem	14/07/18	20/07/18	4	D-1	10	700,00
Braskem	21/07/18	27/07/18	4	D-1	10	700,00
Braskem	04/08/18	10/08/18	4	D-1	10	730,00
Braskem	18/08/18	24/08/18	4	D-1	10	730,00
Braskem	25/08/18	31/08/18	4	D-1	10	730,00
Braskem	01/09/18	07/09/18	4	D-1	10	730,00
Braskem	08/09/18	14/09/18	4	D-1	10	730,00
Braskem	15/09/18	21/09/18	4	D-1	10	730,00
Braskem	22/09/18	28/09/18	4	D-1	10	730,00
Braskem	29/09/18	05/10/18	4	D-1	10	730,00
Braskem	06/10/18	12/10/18	4	D-1	10	550,00
Braskem	13/10/18	19/10/18	4	D-1	10	350,00
Braskem	20/10/18	26/10/18	4	D-1	10	350,00

Ainda no ano de 2018, no dia 01 de novembro, conforme informações divulgadas pela CCEE e ONS, a Braskem teve sua primeira unidade consumidora despachada, de acordo com as seguintes características: produto (D-1) com intervalo de quatro horas, volume a ser reduzido de 10 MWh a 350 R\$/MWh de preço ofertado. Entretanto, pelas regras estipuladas no programa, mesmo ocorrendo atendimento pleno dos requisitos nos períodos que antecedem e sucedem as horas de despacho (deltas), com exceção das ultrapassagens de bandas superiores a serem descontadas do valor a ser pago ao agente, o fato da carga não ter atingido a redução exata dos 10 MWh calculados a partir de uma linha base, para um determinado horário (vide Figura 5), fez com que o evento fosse classificado como “descumprimento ao atendimento do produto”, sendo contabilizada a primeira ocorrência da empresa para fins de não atendimento e exclusão do programa (CCEE e ONS, 2019).

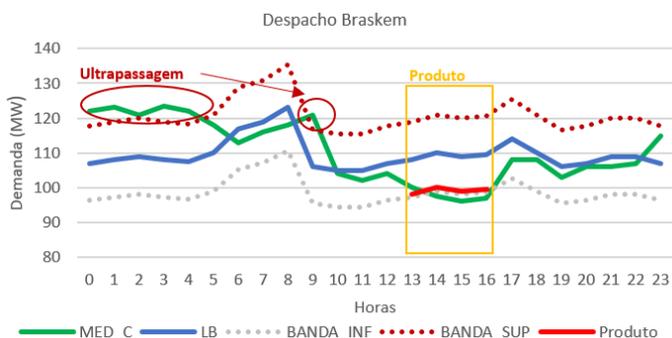
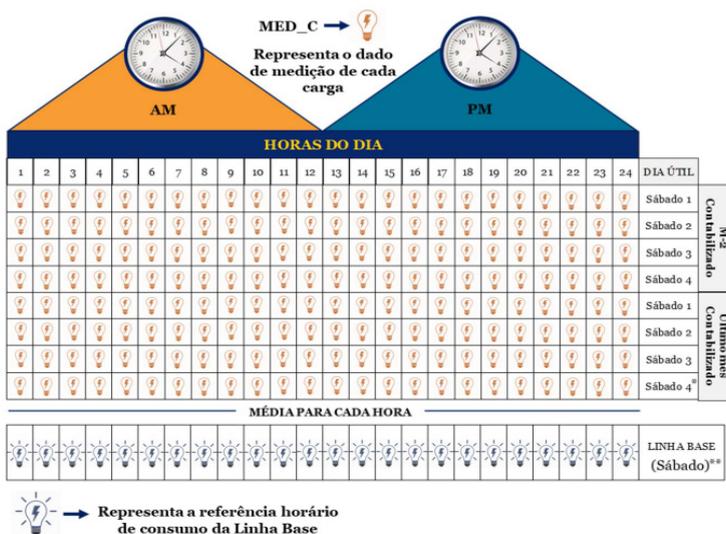


Figura 5 - Detalhamento de unidade consumidora da Braskem despachada em novembro de 2018

O programa Redução Voluntária da Demanda (RVD) foi criado a partir da Portaria Normativa nº 22 do Ministério de Minas e Energia (MME), em 23 de agosto de 2021, motivado pelas condições hidrológicas adversas que o Setor Elétrico Brasileiro (SEB) enfrentou, especialmente durante o segundo semestre de 2021 (ONS, 2021). A RVD, que não se confunde com o programa piloto apresentado e instituído em 2017, consiste em um mecanismo no qual consumidores no ambiente de contratação livre podem reduzir seus respectivos consumos de forma voluntária, atendendo aos produtos ofertados pelo ONS e que apresentem: vigência de um a seis meses, de quatro a sete horas consecutivas de redução de carga, preço desejado pelo participante e mínimo de 5 MWh para despacho (CCEE, 2021).



*quantidade de sábados será variável nos meses

** calculada e divulgada no início do mês, sendo referência para ofertas de todos os sábados do mês seguinte

Figura 7 - Determinação da linha base para sábados no programa RVD

A RVD, válida a partir de sua criação até abril de 2022 e que foi definida e implementada a partir de setembro de 2021, teve, no entanto, as ofertas suspensas pelo ONS, por conta da melhora das condições hidroenergéticas e aumento da garantia de suprimento de energia elétrica para o ano de 2022 (ONS, 2021).

De forma a aumentar a transparência sobre as diferenças existentes entre mecanismos de RD por incentivos no Brasil, o Operador divulgou um comparativo, apresentado na Tabela 3, entre o programa piloto, válido até junho de 2022, e a RVD, válida até abril de 2022 (ONS, 2021).

Tabela 3 – Comparativo entre programa piloto de RD e RVD

Características	Piloto	RVD
Necessidade de CPSA	Sim	Não
Necessidade de atendimento aos Requisitos de Supervisão, Comunicação e Controle	Sim	Não
Permite agregador de carga	Sim	Sim

Tabela 3 – Comparativo entre programa piloto de RD e RVD (cont.)

Características	Piloto	RVD
Tipo de produto	Recurso alternativo ao despacho termelétrico fora da ordem de mérito	Recurso adicional ao SIN
Duração dos produtos	1, 2, 3, 4 e 7 horas	Dois produtos de 4 horas e dois produtos de 7 horas
Abrangência	Consumidores livres conectados à rede de supervisão do ONS	Consumidores livres conectados ao SIN
Validação	Para o dia seguinte e intradiária	Para o dia seguinte
Periodicidade das ofertas	Semana seguinte	Mês seguinte
Oferta mínima	5 MWm	5 MWm
Formação de preço	Não	Não
Data limite da oferta	Penúltimo dia útil da semana até às 12h	Último dia da semana operativa anterior ao PMO até às 11 h
Regulamentação	REN ANEEL nº 792/2017	Portaria MME nº 22/2021
Grade horária	Mês seguinte	6 meses à frente
Linha base	Histórico de 10 dias de consumo do mesmo dia semana com exclusão de dados atípicos	Média dos últimos dias contabilizados (até 3 meses antes do mês de consumo)
Linha base para agregadores	Linha base individualizada	Cargas agregadas
Penalidade	Exclusão de consumidor com descumprimento de 3 entregas	Exclusão do consumidor após 7 reincidências de não entrega mensais
Sistema para ofertas	PDPw	Plataforma de Oferta
Aprovação	ONS	CMSE (mensal) e ONS (dentro do mês)
Vigência	27 de junho de 2022	30 de abril de 2022

4. ADAPTAÇÃO DOS MECANISMOS DE RD NO BRASIL

Apresentados os mecanismos de RD já implantados no Brasil e a classificação dos tipos de programas por categoria de prestação de serviços (vide Tabela 1), nas próximas seções são propostas as seguintes mudanças com o intuito de expandir as abordagens já existentes e indicar novos caminhos a serem explorados, tornando vigente no mínimo um mecanismo de RD por tipo de serviço prestado: (i) aprimoramento das atuais estruturas tarifárias de transmissão e distribuição; (ii) evolução do processo de formação de preços no mercado atacadista; (iii) aprimoramento das regras que vigoraram no programa piloto de participação nos mercados de energia; e (iv) criação de mercados de capacidade e serviços ancilares com consumidores possuindo papel ativo em uma ampla concorrência.

4.1 Aprimoramento das tarifas de energia elétrica e evolução do processo de formação do PLD

Os consumidores de baixa tensão possuem, atualmente, tarifas monômias (em R\$/MWh), que são aplicáveis ao montante total de energia elétrica consumido. Adicionalmente, consumidores de baixa tensão que não migraram para o modelo de tarifação branca estão sujeitos a uma tarifa volumétrica única independente do horário em que ocorre o seu consumo. Esta tarifa, denominada “convencional”, contempla, ainda, a figura do custo de disponibilidade, que define um valor mínimo a ser pago pelos consumidores apenas por estarem conectados à rede da distribuidora (ANEEL, 2018).

Partindo de um modelo de tarifas monômias unicamente volumétricas para uma estrutura similar à aplicada aos consumidores de média e alta tensão (binômias e horo-sazonais), torna-se possível a atribuição de uma maior granularidade temporal e melhor resposta econômica no custo de disponibilidade da rede aos consumidores de baixa tensão. A tarifa branca, por sua vez, também não atribui corretamente ao consumidor um valor a ser pago pela disponibilização de toda a infraestrutura de rede da concessionária. Adicionalmente, ainda se tratando de diferenciação no sinal econômico da tarifa para consumidores do mercado cativo, as bandeiras tarifárias, vigentes nos últimos anos, também não apresentam diversificação por período de consumo dentro de um único mês, assumindo valor constante até que seja publicada uma nova bandeira tarifária para o período mensal subsequente.

A análise da experiência de diversos países com tarifas horo-sazonais, e particularmente a da França, revela avanços na oferta dessas tarifas, em geral na forma de opções tarifárias para os vários tipos de consumidores, de forma a ampliar a possível ação, em termos de RD, desses consumidores em relação à curva de carga do sistema evoluindo ao longo do tempo. As estruturas das tarifas azul, verde e branca, no Brasil, não passaram por processos de modificação desde a sua criação, evidenciando a necessidade de esforços serem direcionados para o seu aperfeiçoamento e criação de novas opções tarifárias, incluindo a possibilidade da implantação de tarifas dinâmicas.

É sobejamente conhecido no setor elétrico brasileiro que as tarifas nodais adotadas no país não refletem bem a distribuição locacional dos custos marginais da rede interligada, dificultando a integração dos planejamentos de expansão e de operação do parque gerador e da rede de transmissão, de forma a reforçar a necessidade de ações concretas com a finalidade de eliminar a mencionada distorção.

Publicado diariamente e oficialmente no formato horário desde o mês de janeiro de 2021, o preço de liquidação de diferenças (PLD) se

configura como um mecanismo próprio de um mercado com liquidação única, dado que as diferenças entre recursos (geração e contratos de compra) e requisitos (consumo e contratos de venda) são valoradas a um único preço, já conhecido antes do momento de apuração (ex-ante). Sendo o modelo vigente para a formação do PLD um retrato de uma solução computacional ótima para atendimento à demanda de energia nacional, visando minimizar a soma dos custos de curto, médio e longo prazo com o despacho centralizado de ativos de geração de fonte hidráulica e térmica – e prezando pela segurança e garantia de suprimento –, a granularidade e a antecedência em que ocorre a publicação de preços ainda são aspectos a serem melhor estudados e desenvolvidos no setor elétrico brasileiro. De acordo com Wolak (2008), mercados que contam com os formatos de *day-ahead price* e RTP podem contar com maior confiabilidade e eficiência, dado que os agentes pelo lado da oferta e da demanda tendem a limitar sua participação no mercado RTP pelo risco de exposição aos preços do mercado em tempo real, reduzindo a necessidade de ajustes por parte do operador frente ao programa de despacho prévio (cenário de publicação do *day-ahead price*). Adicionalmente, com a implementação de um modelo de precificação em tempo real, torna-se possível a publicação de preços com menor espaçamento temporal entre si, aproximando o sinal econômico do mercado atacadista ao real custo de operação do sistema, de forma a evitar maiores descolamentos entre PLD e CMO e eventuais acréscimos aos encargos de serviços do sistema (ESS).

Destaque-se, ainda, estudos ora em curso, na esfera governamental e no meio acadêmico, sobre a conveniência de se adotar no país um novo modelo de formação de preços no mercado spot, baseado na oferta de preços, ou em um formato misto envolvendo a oferta de preços e o uso de um modelo de otimização no despacho das usinas e da rede interligada.

4.2 Aprimoramentos das regras que vigoravam no programa piloto de RD por incentivos

Considerando as regras do programa piloto de RD por incentivos, vigentes até junho de 2022, e dada a baixa adesão de consumidores ao dispositivo criado a partir da REN nº792 de 2017, propõe-se, nos próximos parágrafos, alguns aprimoramentos com a finalidade de fomentar a participação das principais cargas do setor elétrico brasileiro neste mecanismo de resposta da demanda.

Dentre os critérios de participação no programa, as necessidades de um CPSA e de conexão à rede de supervisão do ONS se configuraram como barreiras de entrada para consumidores com potencial interesse de participação no programa piloto. Pelas regras estabelecidas na RVD, sem tais restrições, os critérios mencionados se mostram

como já superados pelo Operador, sendo a modelagem da carga na CCEE, bem como a adimplência do respectivo agente junto à Câmara, critérios alternativos e de maior congruência para participação no programa.

Com relação às rampas de entrada e retorno, a limitação existente durante a janela das três horas que antecedem o produto despachado para redução de demanda, considerando as características de inércia operacionais de cada consumidor e, conseqüentemente, a possibilidade de uma determinada carga responder ao despacho do Operador e, ainda assim, não conseguir ser elegível para pagamento de incentivo, reduzem o interesse das empresas em participarem do referido programa. Adicionalmente, a necessidade de retorno às bandas mínimas e máximas após o período despachado também exclui a possibilidade de participação de consumidores que tenham paradas programadas e prolongadas de mais de vinte e quatro horas como eventos passíveis de enquadramento nos mecanismos do programa. Dessa forma, uma revisão das limitações das janelas horárias anteriores e posteriores aos produtos despachados também tendem a apresentar potencial de extensão do programa a um número maior de *players*.

A inclusão de produtos de maior (doze e vinte e quatro horas) e menor duração (trinta minutos ou até mesmo respostas mais rápidas) também mostram potencial para trazer maior flexibilidade ao Operador, além de abranger um grupo mais amplo de consumidores, diversificando as características ofertadas e intensificando a competição entre carga e geração. Adicionalmente, considerando a existência de produtos com aviso prévio de um dia de antecedência (D-1) e intradiário (D-0), a criação de categorias mais diversificadas – como, por exemplo, um aviso com três dias de antecedência – também pode facilitar a participação de um número maior de consumidores no programa, trazendo às empresas interessadas uma maior previsibilidade sobre a viabilidade dos despachos de redução de demanda e controle sobre sua gestão da cadeia produtiva

De acordo com a Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres (ABRACE), a metodologia do programa piloto para cálculo da linha base de consumo se mostrou burocrática e de difícil compreensão, o que dificultou a tomada de decisão por parte dos agentes (ABRACE, 2021). Logo, propõe-se que a curva base de carga possa ser proposta por cada consumidor participante do programa, passando, necessariamente, por uma etapa de validação das informações pela CCEE. Adicionalmente, um dos pontos questionados na métrica de formação da curva no programa piloto é a recorrência de interrupções no fornecimento por má qualidade da energia e atuações do Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC), afetando diretamente a formação das linhas base.

4.3 Inclusão de cargas consumidoras em mecanismos de reserva de capacidade

Estabelecido pela Portaria nº 20 do MME em 2021, o leilão de reserva de capacidade visa acrescentar potência elétrica ao SIN a partir de empreendimentos de geração, garantindo a continuidade no fornecimento por meio da contratação de ativos despacháveis. Os produtos negociados no referido instrumento possuem duas naturezas:

- a) Energia: o compromisso de entrega do gerador é energia elétrica, dando foco a novos empreendimentos termelétricos com inflexibilidade operativa anual de até 30%; e
- b) Potência: o compromisso de entrega do gerador é disponibilidade em potência, sendo os empreendimentos:
 - b.1) usinas termelétricas novas e existentes sem inflexibilidade operativa; e
 - b.2) usinas termelétricas novas e existentes com inflexibilidade operativa anual de até 30% e que se sagrarem vencedores do produto Energia.

Ainda de acordo com a Portaria MME nº20/2021, os empreendimentos que tiverem sucesso na contratação via leilão deverão firmar um Contrato de Reserva de Capacidade para Potência (CRCAP), bem como um Contrato de Compra de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR), associado à oferta em energia declarada como inflexível.

De forma a ampliar a competição entre consumidores e geradores, a inclusão de indústrias em produtos de pagamento fixo por sua disponibilidade para potenciais reduções de carga se configura como uma adequação possível ao mecanismo estabelecido pela Portaria, podendo esse consumidor, caso acionado pelo Operador, de fato reduzir sua demanda por energia elétrica e ser remunerado via encargo, caso apresente um menor custo operativo quando comparado ao custo variável unitário (CVU) para acionamento de uma termelétrica concorrente. De acordo com a ABRACE (2021), as métricas de acionamento e despacho de consumidores devem ser tratadas em edital específico, sendo elencados os limites máximos e mínimos de acionamento (quantidade limite de acionamentos dentro de um ano e em base mensal), tempo entre aviso prévio do Operador e redução da carga, duração do despacho e potenciais penalidades por descumprimento, de forma a propiciar às empresas interessadas a real avaliação do risco de parada de produção *versus* os benefícios fixos e variáveis para participação nos mecanismos de reserva de capacidade.

4.4 Criação de um mercado de serviços ancilares com participação de agentes consumidores

De acordo com o ONS (2021), reserva girante é a diferença existente entre potência sincronizada disponível no SIN e a potência de fato efetivamente gerada, sendo a reserva girante operativa a parcela da reserva girante destinada a garantir a operação do sistema elétrico nacional e sua respectiva capacidade de, mediante contingências, fornecer ferramentas de resposta rápida.

Incluído pela Resolução Normativa nº 822/2018 da ANEEL nos procedimentos estabelecidos via REN nº 697/2015 para prestação de serviços ancilares, o despacho complementar de reserva de potência operativa (RPO) visa preservar a reserva das unidades geradoras hidráulicas participantes do controle automático de geração (CAG) a partir da substituição por usinas termelétricas (UTES) despachadas centralizadamente, estando tais UTES aptas a realizarem a prestação do serviço ancilar para manutenção de RPO. A partir do despacho dessas unidades geradoras, os empreendimentos terão direito ao recebimento de receita mensal com preço de oferta limitado a 130% de seus respectivos CVUs.

A experiência de alguns operadores de sistemas elétricos em outros países, como, por exemplo, a da *Alberta Electric System Operator* (AESO), órgão responsável pela operação do mercado e do sistema elétrico de Alberta, no Canadá, mostra que agentes de consumo e geração podem competir pela prestação de serviços ancilares, sendo a reserva girante uma das potenciais ofertas de redução de carga aplicáveis a um agente consumidor. O operador estipula regras para evitar que uma mesma redução de demanda possa ser ofertada como reserva girante e controle de frequência, sendo este último regulamentado como uma forma de alívio às restrições de importação de mercados adjacentes, garantia de atendimento aos critérios de segurança do suprimento e aumento da capacidade de intercâmbio pelas linhas de transmissão (EPE, 2019). AABRACE (2021) propõe que o ONS permita a fusão das ofertas existentes no programa de RD com as provenientes dos agentes de geração termelétricos elegíveis para prestação de serviços ancilares por RPO, estimulando a minimização dos custos totais para operação do sistema e, conseqüentemente, aliviando os encargos a serem pagos pelos consumidores finais como forma de remuneração aos serviços prestados.

Adicionalmente, cumpre ressaltar a existência do ERAC, que consiste no mecanismo de proteção responsável pela determinação de quais cargas devem ser cortadas como resposta a eventuais afundamentos (em valor absoluto) ou taxa de variação da frequência do sistema (CEPEL, 2022). Dessa forma, atualmente grandes consumidores de energia elétrica ficam suscetíveis a cortes no forneci-

mento como uma forma de ajuste na frequência do SIN, prestando um serviço ancilar que compete a agentes geradores e sem qualquer remuneração associada.

5. CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÕES FINAIS

Com a implantação de medidas mais adaptadas às necessidades de modernização do mercado, como as propostas neste artigo, consumidores de todos os portes podem passar a responder de forma mais efetiva aos sinais econômicos da operação do sistema. Mecanismos de resposta da demanda possuem potencial para, cada vez mais, se tornarem variáveis importantes no planejamento energético do SIN, fomentando a competitividade entre agentes consumidores e geradores no mercado nacional e, dessa forma, minimizando os custos de operação do setor elétrico brasileiro.

Aliadas às alternativas apresentadas, é essencial que sejam observadas as experiências de outros países com esses mecanismos de RD, uma vez que outros mercados, ainda que em posse de recursos e estruturas distintos dos atuais no Brasil, implementaram tais mecanismos como uma forma de absorver todos os benefícios sistêmicos da participação ativa do consumidor no planejamento da operação e expansão do setor elétrico. Como uma forma de mensurar a potencialidade das melhorias aqui propostas, destaca-se a necessidade de avaliar, com base em histórico e projeções, os potenciais efeitos estimados na redução dos custos com acionamento de usinas termoeletricas fora da ordem de mérito ou formando preço e despachadas centralizadamente com alto nível de inflexibilidade, como forma de garantir segurança no suprimento, ao serem substituídas parcialmente por despachos de consumidores com oferta de redução de carga.

Adicionalmente, é desejável que os aprendizados provenientes do mecanismo provisório de RVD sejam amplamente discutidos e espelhados nas próximas versões do programa, visando maior alcance deste instrumento junto aos agentes consumidores do setor.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABRACE. Contribuições referentes à Consulta Pública nº 80/2021, s.l.: Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres. 2021.

ANEEL. Tarifa Branca, s.l.: Agência Nacional de Energia Elétrica. 2015. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/tarifa-branca>>. Acesso em: janeiro de 2022.

ANEEL. Tarifa Binômia (Modelo Tarifário do Grupo B) – Relatório de Análise de Impacto Regulatório, s.l.: Agência Nacional de Energia Elétrica. 2018.

BERKELEY LABORATORY. 2025 California Demand Response Potential Study – Charting California’s Demand Response Future: Final Report on Phase 2 Results. 2017.

CEPEL. Esquema Regional de Alívio de Carga, s.l.: Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. 2022. Disponível em: <<http://dre.cepel.br/manual/anatem/equipamentos/carga-erac.html>>. Acesso em: abril de 2022.

CCEE. 20 anos do mercado brasileiro de energia elétrica, s.l.: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. 2018.

CCEE. Regras Provisórias de Comercialização – Resposta da Demanda, s.l.: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. 2021.

CCEE; ONS. 1º Relatório de Análise do Programa Piloto de Resposta da Demanda, s.l.: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica; Operador Nacional do Sistema. 2018.

CCEE; ONS. 2º Relatório de Análise do Programa Piloto de Resposta da Demanda, s.l.: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica; Operador Nacional do Sistema. 2019.

CCEE. Regras Provisórias de Comercialização – Redução Voluntária de Demanda, s.l.: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. 2021.

EL HAGE, F. S.; FERRAZ, L. P. C.; DELGADO, M. A. A estrutura tarifária de energia elétrica – Teoria e aplicação. 2011.

EPE. Resposta da Demanda: Conceitos, Aspectos Regulatórios e Planejamento Energético, s.l.: Empresa de Pesquisa Energética. 2019.

ONS. Programa Piloto de Resposta da Demanda, s.l.: Operador Nacional do Sistema. 2017. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/energia-amanha/resposta-da-demanda>>. Acesso em: janeiro de 2022.

ONS. ONS recebe a partir de 1º de setembro ofertas de redução voluntária de demanda, s.l.: Operador Nacional do Sistema. 2021. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/Paginas/Noticias/20210830-ONS-recebe-a-partir-1-setembro-ofertas-de-reducao-voluntaria-da-demanda.aspx>>. Acesso em: janeiro de 2022.

ONS. ONS informa suspensão do recebimento de ofertas de geração adicional e para programa de resposta voluntária de demanda, s.l.: Operador Nacional do Sistema. 2021. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/Paginas/Noticias/20211105-ons-informa-suspensao-recebimento-de-ofertas-geracao-adicional-e-rvd.aspx>>. Acesso em: janeiro de 2022.

ONS. Regulamento Internacional de Operação ONS / Cammesa, s.l.: Operador Nacional do Sistema, 2021.

RMI. Demand Response: An Introduction – Overview of programs, technologies, and lessons learned, s.l.: Rocky Mountain Institute. 2006.

WOLAK, F. A. Options for Short-Term Price Determination in the Brazilian Wholesale Electricity Market: Report Prepared for Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), s.l.: Stanford University. 2008.

IMPACTO DA COVID-19 SOBRE O CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA DAS REGIÕES DO BRASIL

Davi Brandão Maciel¹
Paulo Cesar Marques de Carvalho¹

¹*Universidade Federal do Ceará*

DOI: 10.47168/rbe.v29i1.741

RESUMO

Além da perda de milhões de vidas humanas em todo o mundo, a pandemia da COVID-19 causou profundos impactos negativos na economia mundial, com consequências no setor energético. Neste contexto, o presente artigo tem como objetivo analisar o impacto da COVID-19 sobre o consumo brasileiro de energia elétrica com foco nas diferentes regiões do país. Como resultado, foram identificados comportamentos comuns e diferenciados, refletindo a diversidade regional brasileira.

Palavras-chave: Matriz energética regional; Consumo de energia elétrica, COVID-19.

ABSTRACT

In addition to the loss of millions of human lives worldwide, the COVID-19 pandemic has had profound negative impacts on the world economy, with consequences for the energy sector. In this context, this article aims to analyze the impact of COVID-19 on Brazilian electricity consumption with a focus on different regions of the country. As a result, common and differentiated behaviors were identified, reflecting the Brazilian regional diversity.

Keywords: Regional energy matrix; Electricity consumption; COVID-19.

1. INTRODUÇÃO

Segundo a Organização Mundial da Saúde (OMS), COVID-19 é a doença causada por um novo coronavírus chamado SARS-CoV-2. A OMS soube deste novo vírus pela primeira vez em 31 de dezembro de 2019, após um relatório de um conjunto de casos de “pneumonia viral” em Wuhan, República Popular da China. No âmbito mundial, até

meados de fevereiro de 2023, houve aproximadamente 756.582 mil casos confirmados de COVID-19, incluindo cerca de 6.844 mil mortes, conforme dados da OMS (2023). Ainda segundo a OMS, no Brasil o número de mortes em consequência da pandemia alcançou aproximadamente 698 mil vítimas, representando cerca de 10,2% das mortes mundiais; o país ficou atrás apenas dos Estados Unidos da América (EUA), que registrou cerca de 1.104 mil falecimentos.

Além da tragédia humana, a pandemia causou profundos impactos negativos na economia mundial, com consequências no setor energético. Conforme estudo da Agência Internacional de Energia (AIE), a demanda global de eletricidade reduziu cerca de 1% em 2020, com o pior momento no primeiro semestre do ano, quando os bloqueios resultantes da pandemia restringiram a atividade comercial e industrial; em certos períodos, a demanda chegou a ser 20-30% menor do que nos períodos antes da COVID, segundo AIE (2022). Em comparação com os mesmos meses de 2019, a demanda da China caiu mais de 10% em fevereiro; os EUA sofreram um declínio de quase a mesma magnitude em maio. Apesar das economias desenvolvidas terem se recuperado no segundo semestre de 2020, permaneceram na maior parte do ano abaixo dos níveis de 2019. Alguns mercados emergentes e regiões em desenvolvimento registraram fortes taxas de crescimento no final do ano, especialmente China e Índia, que cresceram mais de 8% e 6% em relação ao ano anterior, respectivamente, no último trimestre de 2020.

Ainda conforme AIE (2022), com relação à geração de eletricidade global em 2020, o crescimento recorde da parcela renovável, principalmente eólica e solar, com crescimento de 12% e 23%, respectivamente, combinado com uma redução da demanda de eletricidade, diminuiu a participação dos combustíveis fósseis e nucleares; como consequência, a contribuição das fontes não renováveis diminuiu mais de 3%. Entre os combustíveis fósseis, o carvão apresentou a maior redução em 2020, aproximadamente 440 TWh. A diminuição de 4,4% na geração a partir do carvão foi o maior declínio absoluto de todos os tempos e o maior declínio relativo dos últimos cinquenta anos. A geração nuclear diminuiu cerca de 4%, constituindo o maior declínio desde o acidente de Fukushima em 2011; as maiores reduções ocorreram na União Europeia (-11%), Japão (-33%) e EUA (-2%).

Com foco no cenário energético japonês, Xu et al. (2021) estudam distintas áreas de distribuição de eletricidade do país, considerando a distribuição geográfica e a gravidade da pandemia, para avaliar como o despacho de energia é afetado pela redução de carga causada pela COVID-19. Os resultados podem ser resumidos em: (1) Os perfis e as reduções do consumo de eletricidade são diferentes em distintas áreas; (2) Diferentes meios de despacho, incluindo geradores,

sistemas de armazenamento e linhas de transmissão são utilizados e comparados em termos de respostas às mudanças no perfil de consumo de eletricidade; (3) A redução na demanda total e a mudança na sequência de carga impactam a integração da geração fotovoltaica, reduzindo o preço da eletricidade. No contexto global, Jiang et al. (2021) oferecem uma visão dos impactos e desafios da COVID-19 na demanda e consumo de energia, destacando lições e oportunidades emergentes. Os autores destacam heterogeneidades de impactos do ponto de vista espacial e temporal devido à dinâmica da pandemia e das medidas de mitigação. Ainda no contexto mundial, Percebois (2021) destaca que a crise causada pela COVID-19 não criou novos desafios, mas fortaleceu os já existentes, conscientizando a humanidade da necessidade de proteger o meio ambiente. Assim, os países tentam organizar uma transição energética para uma sociedade de baixo carbono, embora nem todos tenham as mesmas ambições, restrições ou meios.

Diante do exposto, o presente artigo tem como objetivo analisar o impacto da COVID-19 sobre o consumo de energia elétrica brasileiro, com foco nas diferentes regiões do país. A abordagem regional se justifica diante da complexidade de um país continental como o Brasil, caracterizado por grandes diferenças sociais e econômicas entre as regiões, causadas por diferentes processos históricos e geográficos. Assim, 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 de caso evidenciam, dessa forma, relações difíceis de serem apreendidas em nível macroeconômico. Segundo Borges Neto e Carvalho (2012), não convém para a compreensão do conjunto dos sistemas energéticos abordar apenas a dimensão nacional, como se esta fosse uma média de todos os fenômenos observados em diferentes regiões do território.

O artigo está estruturado da seguinte forma: na seção 1 é apresentada a introdução, na seção 2 é comentada a revisão bibliográfica da relação entre desenvolvimento econômico e setor energético no Brasil, na seção 3 é desenvolvido o enfoque regional do consumo de energia elétrica brasileiro no período de 2018 a 2021, e a seção 4 apresenta nossas conclusões.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

O presente levantamento bibliográfico foca em artigos sobre a relação entre o desenvolvimento econômico e o setor energético no Brasil. Neste contexto, a correlação entre as indústrias de energia e a economia brasileira é analisada em Colomer (2021). Após o choque de preços do petróleo na década de 1970, alguns autores tentaram estabelecer uma relação quantitativa entre os preços da energia e a

redução dos níveis de atividade econômica. Neste contexto, foi introduzida uma nova função de produção capaz de explicar as crises econômicas decorrentes dos choques de preços da energia. O aumento da renda familiar, decorrente do processo de crescimento econômico, está relacionado com o consumo residencial de energia. No entanto, o que se tem verificado no Brasil é a redução da renda familiar e o aumento das desigualdades sociais impactando diretamente no perfil do consumo energético das residências, processo confirmado em alguns estados pelo retorno gradual do uso da lenha por famílias de baixa renda. Adicionalmente, a redução da eficiência energética e do PIB nacionais decorre de um processo de desindustrialização precoce em direção a um setor de serviços de baixo valor agregado e de uma perda de eficiência nos setores industriais tradicionais.

O efeito da pandemia em escala global sobre a economia brasileira é analisado em Gonçalves et al. (2021), com foco nos desdobramentos sobre o setor elétrico nacional. A consequência mais clara do isolamento social no país sobre o setor é a redução do consumo de eletricidade. O resultado da pesquisa projeta aumento no PIB brasileiro (+3,6%) para 2021; para 2022 as projeções são semelhantes. De abril a junho de 2020 observou-se forte redução da demanda de energia elétrica, período em que as medidas de isolamento social foram mais intensas e coexistiram na maioria dos estados do país. A retomada do consumo de eletricidade não esteve associada a uma forte redução do registro de novos casos da doença. Por exemplo, nos meses de agosto e setembro, quando o consumo já se assemelhava aos níveis de 2019, ainda eram registrados no Brasil entre 150 e 200 novos casos por milhão de habitantes. Como consequência da redução drástica do consumo, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) revisaram as projeções oficiais de carga. Como resultado, houve uma redução de cerca de 5 GW médios de consumo projetado entre 2020 e 2024, com relação às projeções pré-pandemia. Para tal cenário, as instituições consideraram uma contração do PIB de 5% em 2020, aumento de 2,3% em 2021, de 2,8% em 2022 e 2023 e de 2,9% em 2024. A projeção de consumo da classe residencial teve como principal premissa o desenvolvimento representado pelo crescimento do PIB e do número de consumidores residenciais, influenciado diretamente pela projeção da população.

Schetinger e Corrêa (2021) realizam um levantamento das principais medidas associadas ao setor de energias renováveis na Alemanha, Itália, França, Reino Unido, Portugal, Austrália, EUA e China; estes países são escolhidos por combaterem os impactos negativos da pandemia por meio de políticas públicas. Os autores identificam ações voltadas à proteção e desenvolvimento da indústria de renováveis. No caso do Brasil, a redução da demanda de eletricidade e incertezas rela-

cionadas à pandemia diminuíram o interesse dos investidores e a necessidade de novos leilões, impactando as fontes renováveis. Lima Neto et al. (2022) analisam os impactos econômicos da pandemia no Brasil, destacando que as medidas de distanciamento social iniciadas em março de 2020 contribuíram para aumentar a taxa de desemprego. Os autores propõem o investimento público como estratégia para retomar o crescimento econômico nacional, especialmente em infraestrutura, setor que gera muitas oportunidades de emprego. Tajra e Belchior (2022) analisam as alterações da legislação brasileira e as orientações da Organização Internacional do Trabalho para garantir um meio ambiente de trabalho seguro diante da COVID-19. Segundo os autores, há um movimento global para regulamentar as medidas de segurança e saúde do trabalho visando garantir a prevenção, controle e combate do avanço da pandemia no ambiente do trabalho, tanto no âmbito nacional como internacional.

Considerando a necessidade de estudos energéticos em nível estadual em um país caracterizado por grandes diferenças regionais, como o Brasil, Ferreira et al. (2022) analisam o consumo e geração de energia elétrica dos estados da região Nordeste 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 estadual e entre os estados da região: 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%. Os efeitos da pandemia da COVID-19 sobre o consumo de energia elétrica se fazem sentir na maioria dos estados analisados a partir de 2020. O desenvolvimento dos principais setores do consumo de eletricidade de 2006 a 2020 (residencial, industrial e comercial) apresenta comportamentos diversos. Em todos os estados se verifica o aumento percentual do setor residencial e comercial no consumo total, assim como uma diminuição percentual do setor industrial no consumo total, com destaque para o Maranhão, com uma expressiva diminuição de 75% em 2006 para 21% em 2020; esta redução da participação das indústrias pode ser explicada pelas sucessivas crises e incertezas econômicas e políticas nacionais. A análise do consumo médio mensal residencial mostra que todos os estados do Nordeste apresentam 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 apresenta o maior crescimento da região no período (106%), o Maranhão registra a redução de 33%.

3. ENFOQUE REGIONAL DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRO - 2018 A 2021

Na presente análise é utilizado o período de 2018 a 2021, visando identificar os impactos causados pela COVID no contexto das diferentes regiões brasileiras, comparando os processos e identificando possíveis causas. Inicialmente, analisando o contexto nacional, a Figura 1 apresenta o consumo total de eletricidade e o consumo de eletricidade dos principais setores do Brasil no período de 2018 a 2021, segundo EPE (2022). Há uma variação do consumo total de 1,42% de 2018 a 2019, de -1,42% de 2019 a 2020 e de 5,17% de 2020 a 2021, evidenciando alternância de anos de crescimento e redução. Em todos os anos do período, o setor industrial registra a maior participação percentual do consumo: 35,7% em 2018, 34,7% em 2019, 35,0% em 2020 e 36,3% em 2021, com redução de -1,39% de 2018 a 2019, redução de -0,81% de 2019 a 2020 e crescimento de 9,19% de 2020 a 2021, evidenciando diminuição do consumo nos dois primeiros anos e crescimento em 2021.

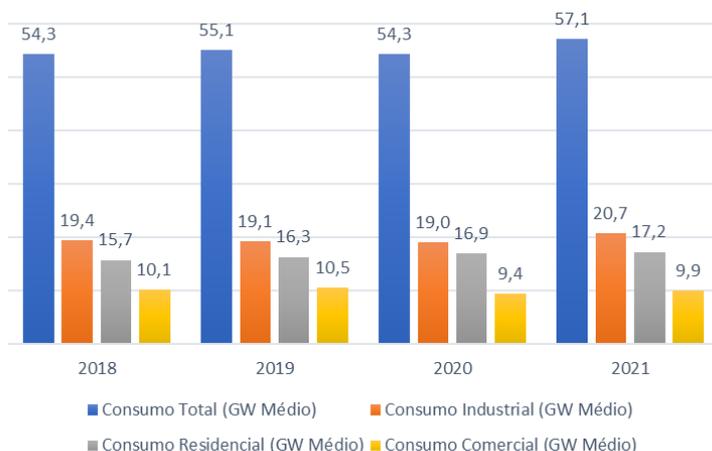


Figura 1 - Consumo de eletricidade (GW médio) – Brasil (2018 – 2021)

Visando a compreensão relativa da contribuição regional, a Figura 2 apresenta a participação de cada região no consumo total de eletricidade do país em 2021, evidenciando a posição do Sudeste como maior consumidor entre as regiões, com aproximadamente 49% do consumo total, segundo EPE (2022).

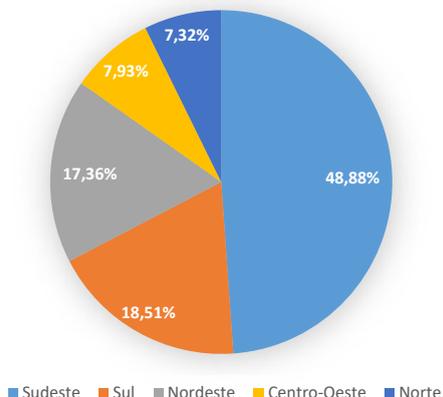


Figura 2 - Participação regional no consumo total de eletricidade em 2021

Com foco nas regiões do país, a Figura 3 apresenta o consumo total de eletricidade e o consumo de eletricidade dos principais setores da região Norte no período de 2018 a 2021, segundo EPE (2022). Há uma variação do consumo total de 2,01% de 2018 a 2019, de 4,79% de 2019 a 2020 e de 5,61% de 2020 a 2021, evidenciando um crescimento sem interrupção ao longo do período. Em todos os anos do período, o setor industrial registra a maior participação percentual do consumo: 40,7% em 2018, 40,5% em 2019, 41,9% em 2020 e 43,1% em 2021, com o crescimento de 1,36% de 2018 a 2019, de 8,44% de 2019 a 2020 e de 8,77% de 2020 a 2021, evidenciando também um crescimento sem interrupção ao longo do período.

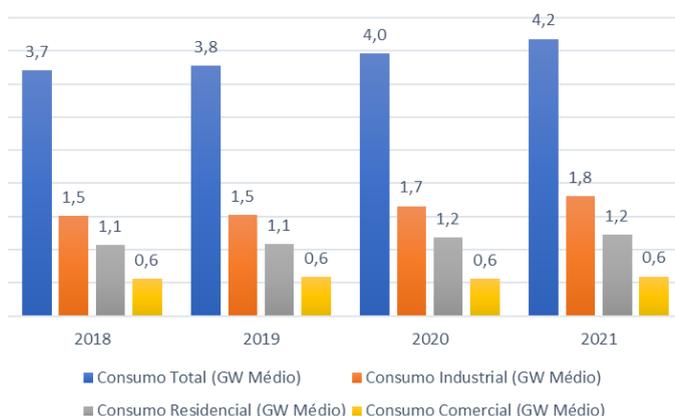


Figura 3 - Consumo de eletricidade (GW médio) Região Norte (2018 – 2021)

A Figura 4 apresenta o consumo total de eletricidade e o consumo de eletricidade dos principais setores da região Nordeste no período de 2018 a 2021, segundo EPE (2022). Há uma variação do consumo total de 3,28% de 2018 a 2019, de -2,38% de 2019 a 2020 e de 7,00% de 2020 a 2021, evidenciando alternância de anos de crescimento e redução. Em todos os anos o setor residencial registra a maior participação percentual do consumo: 34,5% em 2018, 35,0% em 2019, 37,7% em 2020 e 36,4% em 2021. Vale destacar que o setor comercial apresenta alternâncias semelhantes às do consumo total, com crescimento de 6,72% de 2018 a 2019, redução de -12,66% de 2019 a 2020 e crescimento de 8,98% de 2020 a 2021.

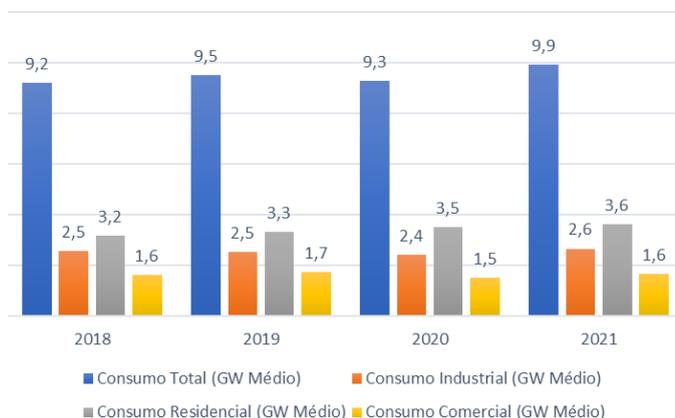


Figura 4 - Consumo de eletricidade (GW médio)
Região Nordeste (2018 – 2021)

A Figura 5 apresenta o consumo total de eletricidade e o consumo de eletricidade dos principais setores da região Sudeste no período de 2018 a 2021, segundo EPE (2022). É verificada uma variação do consumo total de -0,15% de 2018 a 2019, de -2,27% de 2019 a 2020 e de 4,91% de 2020 a 2021, evidenciando redução do consumo nos dois primeiros anos e crescimento em 2021. Em todos os anos, o setor industrial registra a maior participação percentual do consumo: 38,4% em 2018, 37,5% em 2019, 37,7% em 2020 e 39,4% em 2021, com redução de -3,10% de 2018 a 2019, redução de -1,82% de 2019 a 2020 e crescimento de 9,77% de 2020 a 2021, evidenciando diminuição do consumo nos dois primeiros anos e crescimento em 2021.

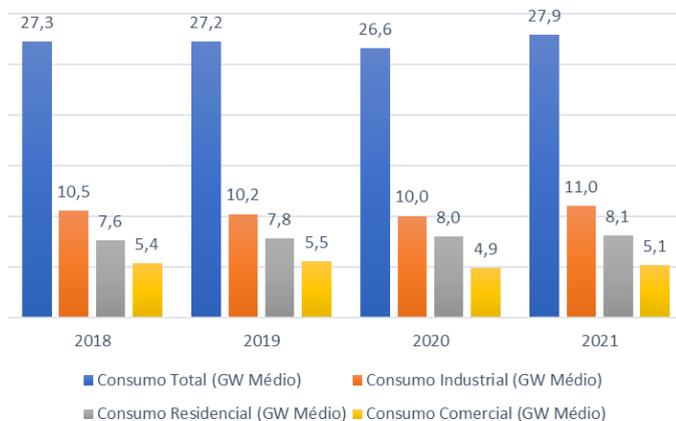


Figura 5 - Consumo de eletricidade (GW médio)
Região Sudeste (2018 – 2021)

O consumo total de eletricidade e o consumo de eletricidade dos principais setores da região Centro-Oeste de 2018 a 2021 são apresentados na Figura 6, segundo EPE (2022). É observada uma variação do consumo total de 4,28% de 2018 a 2019, de 1,22% de 2019 a 2020 e de 2,10% de 2020 a 2021, evidenciando crescimento sem interrupção ao longo do período. Em todos os anos, o setor residencial registra a maior participação percentual do consumo: 32,1% em 2018, 32,9% em 2019, 34,6% em 2020 e 34,4% em 2021, com um crescimento de 6,82% de 2018 a 2019, de 6,46% de 2019 a 2020 e de 1,51% de 2020 a 2021, evidenciando crescimento sem interrupção ao longo do período.

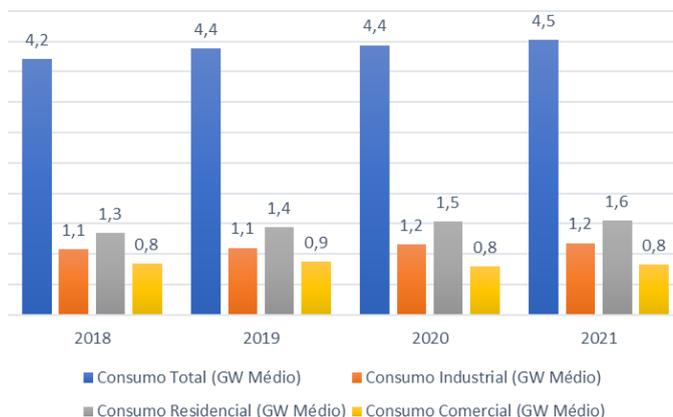


Figura 6 - Consumo de eletricidade (GW médio)
Região Centro-Oeste (2018 – 2021)

A Figura 7 apresenta o consumo total de eletricidade e o consumo de eletricidade dos principais setores da região Sul, de 2018 a 2021, conforme EPE (2022). Uma variação do consumo total de 2,58% de 2018 a 2019, de -1,69% de 2019 a 2020 e de 5,33% de 2020 a 2021 é verificada, evidenciando anos de redução e de crescimento do consumo. Em todos os anos, o setor industrial registra a maior participação percentual do consumo: 37,6% em 2018, 37,2% em 2019, 37,3% em 2020 e 38,8% em 2021, com crescimento de 1,46% de 2018 a 2019, redução de -1,40% de 2019 a 2020 e crescimento de 9,46% de 2020 a 2021, evidenciando diminuição do consumo em 2020 e crescimento em 2019 e 2021.

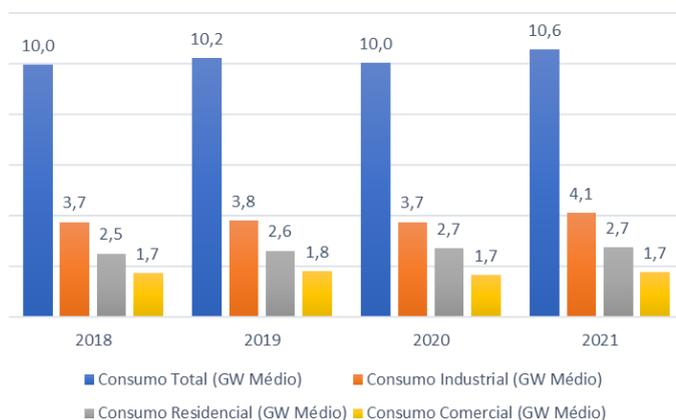


Figura 7 - Consumo de eletricidade (GW médio)
Região Sul (2018 – 2021)

4. ANÁLISE DOS RESULTADOS

A Tabela 1 resume as variações percentuais anuais do consumo de eletricidade total e do consumo de eletricidade dos principais setores no período analisado para o Brasil e regiões. Taxas negativas estão em **negrito**, visando a identificação mais rápida dos períodos críticos de decaimento do consumo de eletricidade; o setor com a maior participação percentual no consumo total para o país e regiões se encontra sublinhado.

Tabela 1 - Variações anuais do consumo de eletricidade total e dos principais setores para o Brasil e regiões

Brasil	Δ 2019/2018	Δ2020/2019	Δ 2021/2020
Total	1,42%	-1,42%	5,17%
<u>Industrial</u>	-1,39%	-0,81%	9,19%
Comercial	3,49%	4,05%	1,79%
Residencial	3,90%	-10,38%	5,55%
Norte	Δ 2019/2018	Δ2020/2019	Δ 2021/2020
Total	2,01%	4,79%	5,61%
<u>Industrial</u>	1,36%	8,44%	8,77%
Comercial	4,64%	-3,47%	5,26%
Residencial	1,05%	9,18%	3,93%
Nordeste	Δ 2019/2018	Δ2020/2019	Δ 2021/2020
Total	3,28%	-2,38%	7,00%
Industrial	-1,68%	-3,81%	9,75%
Comercial	6,72%	-12,66%	8,98%
<u>Residencial</u>	4,75%	5,28%	3,35%
Sudeste	Δ 2019/2018	Δ2020/2019	Δ 2021/2020
Total	-0,15%	-2,27%	4,91%
<u>Industrial</u>	-3,10%	-1,82%	9,77%
Comercial	3,09%	-11,57%	4,81%
Residencial	2,38%	2,38%	1,09%
Centro-Oeste	Δ 2019/2018	Δ2020/2019	Δ 2021/2020
Total	4,28%	1,22%	2,10%
Industrial	2,35%	4,55%	2,65%
Comercial	4,36%	-8,82%	3,00%
<u>Residencial</u>	6,82%	6,46%	1,51%
Sul	Δ 2019/2018	Δ2020/2019	Δ 2021/2020
Total	2,58%	-1,69%	5,33%
<u>Industrial</u>	1,46%	-1,40%	9,46%
Comercial	3,30%	-7,52%	5,92%
Residencial	4,47%	4,00%	1,07%

Considerando o consumo total de eletricidade, com exceção do Nordeste, a evolução deste consumo acompanhou o desenvolvimento do consumo do setor mais representativo de cada região, demonstrando a importância deste setor na matriz regional: setor industrial no Norte, no Sudeste e no Sul; setor residencial no Centro-Oeste. No Nordeste, a evolução distinta dos consumos pode ser explicada pelo fato do crescimento do setor mais representativo (residencial) não ter sido sufi-

ciente para compensar a redução dos demais setores, notadamente a verificada no setor comercial, de -12,66%, a maior diminuição verificada no período para um setor a nível regional.

De forma semelhante ao desenvolvimento do setor industrial nacional, a região Sudeste, maior concentração industrial do país, e o Nordeste já apresentavam reduções do consumo do setor mesmo antes do início da pandemia, evidenciando que a COVID-19 agravou um processo já existente de redução da produção industrial em função de instabilidades políticas e econômicas. Apenas as regiões Norte e Centro-Oeste apresentaram taxas positivas para o setor durante o período; no entanto, vale destacar a baixa participação relativa das indústrias das duas regiões no consumo industrial brasileiro, de apenas 14,5%. Considerando o comportamento mensal, todas as regiões apresentaram reduções significativas do consumo industrial no mês de abril de 2020 em relação ao mês anterior, quando foram adotadas políticas de isolamento social devido à ocorrência da COVID-19. Em ordem decrescente, as taxas de diminuição do consumo das indústrias para este mês foram: -18,10% para o Nordeste, -14,33% para o Sul, -14,29% para o Sudeste, -8,13% para o Norte e -7,79% para o Centro-Oeste. Após esta redução recorde em abril de 2020, os níveis de consumo do setor retornaram a valores próximos aos anteriores em agosto de 2020; a partir deste mês, é observada a alternância de meses com taxas positivas e negativas, com uma discreta tendência geral de crescimento para o setor.

Todas as regiões brasileiras apresentaram diminuição do consumo de eletricidade no setor comercial em 2020, em comparação com o ano anterior, evidenciando este setor como um dos mais atingidos pela pandemia e pelo consequente processo de isolamento social. Considerando as taxas de 2019 a 2020, enquanto o Nordeste apresentou uma redução de -12,66% (a maior diminuição do setor comercial regional), no Norte a redução foi apenas de -3,47%. Considerando o comportamento mensal, todas as regiões apresentaram reduções significativas do consumo comercial em abril de 2020 em relação ao mês anterior, quando foram adotadas políticas de isolamento social devido à pandemia. Em ordem decrescente, as taxas de diminuição do consumo do comércio para abril de 2020 foram: -20,74% para o Nordeste, -18,51% para o Sudeste, -17,09% para o Sul, -16,77% para o Norte e -15,50% para o Centro-Oeste. Após esta redução em abril de 2020, o consumo das regiões continuou a reduzir até alcançar o valor mais baixo da série de quatro anos em junho de 2020; considerando a variação de junho em relação a março, a maior diminuição foi verificada no Sudeste, alcançando -29,77%. Apenas em outubro de 2020 os níveis de consumo do setor retornaram a valores próximos aos anteriores ao isolamento social; nos meses seguintes o consumo alternou períodos

de crescimento e de decaimento, lentamente retornando níveis semelhantes aos verificados antes da pandemia.

Todas as regiões exibiram crescimento do consumo de eletricidade do setor residencial nos anos analisados; no entanto, as taxas de crescimento variaram significativamente de região para região. De 2018 a 2019, período anterior à pandemia, o Norte apresentou uma taxa de 1,05%; o Sudeste registrou no mesmo período uma taxa de 2,38%. Considerando os incrementos de 2019 a 2020, quando foram registrados os maiores valores percentuais regionais, enquanto o Norte apresentou uma taxa de 9,18% (a maior taxa do setor residencial regional), no Sudeste cresceu apenas 2,38%, o mesmo valor do período anterior. Considerando as variações ao longo dos meses no período analisado, não são percebidas alterações significativas do consumo residencial das regiões que possam estar relacionadas à ocorrência da pandemia. Desta forma, seguindo uma tendência já existente, o consumo residencial do Sudeste e do Sul apresentou picos no verão, notadamente em janeiro, relacionados principalmente ao uso de aparelhos de ar-condicionado por um maior período; as demais regiões apresentaram curvas suaves de consumo, sem o registro de picos significativos. Os resultados indicam, portanto, a complexidade do comportamento do setor residencial nos anos analisados, evidenciando a necessidade de estudos específicos para o segmento; estas pesquisas devem indicar para as regiões, entre outros fatores, a influência do grau de adesão às políticas de isolamento social e da redução da renda familiar sobre o nível de consumo das residências.

5. CONCLUSÕES

O estudo das especificidades energéticas das diferentes regiões brasileiras se revela uma tarefa fundamental para o planejamento energético nacional, considerando a complexidade do país. Neste contexto, o presente estudo analisou as características regionais do consumo total de eletricidade e do consumo de eletricidade dos principais setores (industrial, comercial e residencial) durante os anos iniciais da COVID-19. Foram identificados comportamentos comuns a todas as regiões, como a queda do consumo de eletricidade do comércio em 2020 em comparação com 2019 e o crescimento do consumo de eletricidade do setor residencial em todos os anos analisados. Como exemplo de comportamentos diferenciados, o Sudeste e o Nordeste já apresentavam reduções do consumo do setor industrial mesmo antes do início da pandemia.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AIE (AGÊNCIA INTERNACIONAL DE ENERGIA). Economic impacts of Covid-19. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2021/economic-impacts-of-covid-19>. Acesso em: 25/08/2022.

BORGES NETO, M. R.; CARVALHO, P. C. M.: Geração de Energia Elétrica - Fundamentos; Editora Érica, 2012 (ISBN 978-85-365-0422-3).

COLOMER, M.: Economia e energia no Brasil; Revista Brasileira de Energia; vol. 27, nº 2, 2021. <https://doi.org/10.47168/rbe.v27i2>

EPE (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA). Consumo Mensal de Energia Elétrica por Classe (regiões e subsistemas). 2022. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/consumo-de-energia-eletrica>. Acesso em: 14/04/2022.

FERREIRA, G.; MELO, B.; LÉDIO, C.; CABRAL, E.; MIRANDA, E.; ISRAEL, F.; RENATO, F.; PREISLER, J.; JANIÉRE, J.; NOGUEIRA, L.; L'AIGLON, L.; SARAIVA, M.; CARVALHO, P. C. M.; CASTELO, R.: Análise do consumo e geração de eletricidade dos estados nordestinos entre 2006 e 2020; Revista Brasileira de Energia. <https://doi.org/10.47168/rbe.v28i1>

GONÇALVES, C. P.; RAMOS, D. S.; ROSA, P. S.; BALAN, M. H.; BEZERRA, B.V.; CAVALIERE, M.; MELLO, R. F: The impact of COVID-19 on the Brazilian power sector: operational, commercial and regulatory aspects; IEEE Latin America transactions; vol 20, nº 4, 2022; <https://latam.ieceer9.org/index.php/transactions/article/view/4988>

JIANG, P.; FAN, Y. V.; KLEMEŠ, J. J.: Impacts of COVID-19 on energy demand and consumption: Challenges, lessons and emerging opportunities; Applied Energy 285 (2021) 116441; <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.116441>

LIMA NETO, O.; MARTINS, M. N. A. L.; MARTINS, W. S.; NAGATSUKA, D. A. S.; RÁO, E. M.; RODRIGUES JUNIOR, R.: Impacto da pandemia na economia brasileira; Revista Gestão em Foco - Edição nº 14, 2022

OMS (ORGANIZAÇÃO MUNDIAL DA SAÚDE). WHO Coronavirus (COVID-19) Dashboard. Disponível em: <https://covid19.who.int/>. Acesso em: 21/02/2023.

PERCEBOIS, J.: Energy challenges in the post health crisis period; Revista Brasileira de Energia | Vol. 27, Nº 2, 2º Trimestre de 2021; DOI: 10.47168/rbe.v27i2.633

SCHETINGER, A. M.; CORRÊA, P. V.: Panorama mundial do setor de energias renováveis - Medidas e ações para combate aos efeitos da COVID-19; Revista Brasileira de Energia | Vol. 27, Nº 1, 1º Trimestre de 2021; DOI: 10.47168/rbe.v27i1.524

TAJRA, L. C.; BELCHIOR, G. P. N.: As alterações no meio ambiente do trabalho diante da pandemia da COVID-19: uma abordagem sobre a legislação brasileira e as orientações da OIT; RDL, Natal/RN, maio/ago. 2022

XU, A. T.; GAO, B. W.; LI, C. Y.; QIAN, D. F.: Impact of the COVID-19 pandemic on the reduction of electricity demand and the integration of renewable energy into the power grid; J. Renewable Sustainable Energy 13, 026304 (2021); doi: 10.1063/5.0045825

MARGEM EQUATORIAL BRASILEIRA: DESAFIOS POSTOS SOBRE A MESA

Gisela Aquino Pires do Rio¹

¹*Universidade Federal do Rio de Janeiro*

DOI: 10.47168/rbe.v29i1.742

RESUMO

Considerando as incertezas no cenário internacional sobre dificuldades de rotas tecnológicas alternativas ao uso de combustíveis fósseis, aos preços relativos da produção de energias verdes, à pressão sobre uso da terra, etc., este artigo assume a transição energética como processo geográfico que envolve mudanças de natureza econômica, social, técnica e ambiental e a produção de novas territorialidades. A noção de transição energética é empregada como grade analítica para descrever transformações na matriz energética. Como processo geográfico, tais mudanças podem ser analisadas em diferentes escalas. Este artigo discute os caminhos de uma transição energética e para a sustentabilidade, mobilizando as noções de fronteira energética e *hub* energético. A Margem Equatorial brasileira, base empírica da discussão, exemplifica a emergência de novas territorialidades e como as transições são dependentes de arranjos institucionais, portanto, relacionadas à gestão do território.

Palavras-chave: Brasil; Margem Equatorial brasileira; Transição energética; Fronteira energética.

ABSTRACT

Considering the uncertainties in the international scenario about difficulties of alternative technological routes to the use of fossil fuels, relative prices of green energy production, pressure on land use, this paper focuses on the energy transition as a geographical process involving economic, social, technical, environmental changes, and new territorialities as well. I use the term energy transition to describe the shift in the pattern of the energy supply structure. As a geographical process of changes, it can be analyzed from local to global scales. I provide a discussion on energy transitions related to issues in Brazil at regional scale. This proposition is developed over one empirical example to highlight the linkages between energy transition and the energy frontier. The Northern Brazilian Equatorial Margin exemplifies emerging new territorialities and how the transitions are path dependents.

Keywords: Brazil; Brazilian equatorial margin; Energy transition; Energy frontier.

1. INTRODUÇÃO

Nas primeiras décadas do século XXI indagações de natureza geopolítica e geoeconômica, bem como ambiguidades nas políticas que alimentam uma transição energética e para a sustentabilidade, permanecem relevantes. Essas ambiguidades estão relacionadas aos anúncios de investimento para abertura de novas áreas de exploração de combustíveis fósseis, ao mesmo tempo em que permanece a descoberto a regulação às fontes renováveis, em particular o aproveitamento das fontes oceânicas e de fontes secundárias como o hidrogênio verde. O cenário internacional sobre a redução do conteúdo em carbono dos diferentes sistemas, elaborado pelo IPCC (2014), oferece muitas incertezas e indefinições sobre os arranjos institucionais, o horizonte de tempo para essas transições, as diferentes escalas que irão conferir estabilidade à sustentabilidade, mas aponta com clareza as alterações climáticas em curso. As incertezas e indefinições quanto aos arranjos institucionais indicam a relação de forças entre atores globais e governos que podem interferir na trajetória da transição; a relação política de preços dos combustíveis e o impacto inflacionário é outro exemplo. O reconhecimento da interdependência entre clima, ecossistemas, biodiversidade e sociedade humana é chave para redução de vulnerabilidade, eventos extremos, pressão sobre recursos naturais (IPCC, 2022). O horizonte de tempo necessário para a transição relaciona a evolução e competição entre rotas tecnológicas, e a formação de mercado consistente para as energias alternativas. Novamente o hidrogênio verde ilustra esse aspecto. Com balanço energético negativo e sem mercado objetivamente assegurado pode ter entrada mais lenta na estrutura energética. São os atritos inerentes à trajetória de transição.

Assumindo que toda transição é um processo geográfico que envolve alterações em um tipo de organização socioeconômica anterior relativamente estável, este artigo discute os caminhos de uma transição energética e para a sustentabilidade, mobilizando as noções de fronteira energética e *hub* energético.

A margem equatorial sul americana é definida a partir da projeção no espaço marítimo das fronteiras internacionais da Venezuela, Suriname, Guiana, Brasil e Guiana Francesa, envolvendo a delimitação das respectivas Zonas Econômicas Exclusivas. A Margem Equatorial brasileira, conjunto de bacias sedimentares que se formam nas margens continentais passivas situadas ao longo da costa norte-nordeste, base empírica da análise, exemplifica, neste trabalho, como as transições energéticas e para a sustentabilidade são indissociáveis

de arranjos institucionais e dos tempos de decisão para exploração dos recursos, não sendo, portanto, exclusivamente de natureza tecnológica. No caso do Brasil, cinco bacias compõem a margem equatorial: Foz do Amazonas, Pará-Maranhão, Barreirinhas, Ceará, e Potiguar, conforme será detalhado no item quatro.

Para encaminhar essa discussão, este trabalho parte das características da indústria energética, ressaltando a importância das fronteiras no modo de organização e expansão dessa indústria e como alguns de seus elementos, produção, transformação, e consumo se inscrevem no espaço. No segundo item dedicamos atenção aos “meandros” das transições como as mudanças na matriz energética, com o intuito de chamar atenção para as diferentes combinações entre fontes de energia e escalas, nacional e internacional, que são referência para esses processos. No terceiro item apresentamos a Margem Equatorial para ilustrar os desafios impostos na atualidade, considerando sua posição como fronteira energética e potencial *hub* energético, de um lado, e a importância dos biomas que abriga, por outro. Se no caso da exploração de petróleo e gás natural, companhias petrolíferas, consórcios, *joint-ventures* constituem atores globais que exercem pressão para a abertura das fronteiras energéticas, há, por outro lado, aqueles atores que também atuam em escala global para a preservação do patrimônio natural. Na Margem Equatorial, essas tensões convergem de modo evidente. Nas conclusões apontamos os principais aspectos da discussão e a imbricação entre os elementos considerados, apresentados na forma dos principais desafios impostos pelo momento atual.

2. A FRONTEIRA ENERGÉTICA NA EXPANSÃO DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS

Uma das características da indústria energética extrativa é a localização fixa das minas, jazidas, ou campos, independentemente de qualquer ação humana para sua existência. Essa localização é explicada pela ação de processos geológicos e climáticos que permitiram maior ou menor concentração de determinada substância em um lugar preciso, e, por consequência, uma distribuição geográfica desigual na superfície terrestre, bem como grande diferenciação na qualidade dos elementos que cada jazida contém. Outra característica diz respeito ao conhecimento acumulado que antecede a descoberta de jazidas de minerais energéticos. A distribuição geográfica e a qualidade do energético implicam o desenvolvimento de tecnologias para produção, consumo¹, e na valorização de determinadas áreas em detrimento de outras: campos com petróleo mais leve em relação aos campos com

¹ De fato, um processo longo que possibilitou que determinada fonte primária- o petróleo- alcançasse a posição de energético dominante pela criação do motor a combustão, cujo impacto econômico na produção e circulação foi inegável.

tipo de petróleo mais pesado; teor e pureza do energético e do mineral, etc. A terceira característica diz respeito à intensidade em capital necessária para a exploração de determinada jazida ou campo, cuja consequência foi impor a integração vertical como modo predominante de organização da maioria das companhias de energia¹. Finalmente a quarta característica implica a finitude da jazida, isto é, num horizonte de tempo estimado, dado o nível de conhecimento e a tecnologia disponível para operar a jazida neste horizonte, bem como o ritmo de crescimento da produção e da demanda, que pressiona a produção. São essas características que vêm definindo a evolução da indústria extrativa, em particular da indústria energética, condicionando seu modo de operação e de crescimento dos grupos que atuam nessa indústria, e interferindo na estrutura do sistema energético de diversos países (CHEVALIER et al., 2012).

Decorre dessas características o tipo de crescimento da produção ao longo do tempo, sistematicamente marcado pela descoberta e controle de novas reservas (CHEVALIER et al., 2012). Há uma relação direta entre o desenvolvimento de técnicas de prospecção e exploração e o avanço sobre novas áreas produtoras. Os resultados de pesquisas para expansão das áreas de extração e produção estão na origem de fronteiras de recursos, mais especificamente fronteiras energéticas (PIRES DO RIO, 2012). As oscilações no preço do barril de petróleo, sobretudo depois de 2003², têm papel importante no financiamento da busca por essas áreas, principalmente na exploração *offshore*, o que explica a mobilidade dos investimentos, a sucessão de fronteiras ao redor do mundo e as alterações nas estratégias das companhias de energia, dentre elas a própria Petrobras (EGLER e PIRES DO RIO, 2015).

Na América do Sul, fronteiras energéticas localizadas na Bolívia, no Equador, na Argentina, na Venezuela, e no Brasil exemplificam essa evolução, sobretudo no que diz respeito aos investimentos em infraestrutura que são suscetíveis de viabilizar a integração energética sul americana, como gasodutos e linhas de transmissão (EGLER, 2006; PIRES DO RIO, 2011; CARIZZO e VELUT, 2018), às especificidades das respectivas políticas nacionais de energia, e às exigências de engajamento na transição energética impulsionadas pelas mudanças climáticas e pelos gargalos na matriz energética de cada país. Mas, a concentração dos novos investimentos está sobretudo na bacia atlântica, bacias de Campos e Santos, e na margem equatorial (BRASIL, 2022).

1 Este modo de crescimento foi predominante ao menos até o final da década de 1970, quando um processo de reestruturação foi mais claramente definido a partir do controle da produção pelos principais países produtores membros da OPEP (CHEVALIER et al., 2012)

2 Dados sobre preço do petróleo publicados pela Agencia Internacional de Energia indicam alta persistente desde 2000, e níveis acima de US\$ 60/barril desde 2006. Disponível em <https://www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=pet&s=rwtc&f=a>. Consulta em 4 de julho de 2022.

São os espaços marítimos e costeiros, particularmente vulneráveis às pressões de expansão da produção, que demandam formas originais de regulação dada a diversidade de malhas de gestão que sobre eles se projeta (PIRES DO RIO, 2020).

Na definição e demarcação dessas fronteiras energéticas, são mobilizados um conjunto de técnicas das mais sofisticadas e de conhecimento de ponta, que reunidos, revelam os indícios de uma jazida. É importante lembrar que algumas dessas fronteiras relativamente mais recentes estão localizadas em mares interiores e oceanos. Este é um dado fundamental que tem efeitos importantes nas disputas pelo controle e soberania de espaços marinhos e da plataforma continental onde estão localizados alguns campos de petróleo e de gás. São muitos os exemplos que podem ser elencados, alguns com mais visibilidade que outros em função da intensidade de conflitos ou da emergência de novos atores globais. Este último foi o caso do campo de gás *offshore* localizado no Golfo Pérsico sobre o qual incide a linha demarcatória da fronteira marítima entre Irã e Catar. Esta unidade geológica cuja divisão em partes desiguais (os campos de *North Dome* e *South Pars*) projetou o Catar como ator global na indústria do GNL (YERGIN, 2014).

Tais características implicam negociação permanente entre as grandes companhias e os governos de países nos quais essas fronteiras são definidas, mesmo que algumas das condições tenham sido alteradas nos últimos vinte e cinco anos, como por exemplo a integração vertical como modo predominante de crescimento das empresas energéticas que associavam exploração, transporte e transformação de energia primária em secundária, e o aparecimento de companhias juniores que desempenham um papel importante na prospecção das fronteiras localizadas na bacia atlântica, como na Namíbia, Gana e Guiana (AUGÉ, 2014). A complexidade dessa área está igualmente associada à delimitação de Zonas Econômicas Exclusivas, à malha política e às tensões entre forças internas, como por exemplo a definição do status da Guiana Francesa como «*Collectivité Territoriale de Guyane*» subordinada à França (THÉRY, 2017) frente à organização federativa no Brasil e à organização centralizada no Suriname (ELFORT, 2021), com níveis bem distintos de autonomia das instâncias político-administrativas infranacionais, bem como regimes de regulação de atividades extrativas igualmente distintos entre países no interior de um mesmo país.

3. MEANDROS DA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA E PARA A SUSTENTABILIDADE

Se os efeitos da expansão dos sistemas energéticos nos dife-

rentes países em termos de melhoria das condições de vida foram significativos, a evolução da intensidade da exploração tem sido, ao contrário, marcada por tensões de diferente natureza (CHEVALIER et al., 2012; YERGIN, 2014; AUGÉ, 2014; DJALILI e KELLNER, 2006). Os questionamentos de maior visibilidade a respeito do modo como os recursos naturais e energéticos vinham sendo intensamente explorados estão vinculados de um modo geral aos trabalhos produzidos pelo Clube de Roma e os indícios de uma situação de escassez global dos recursos naturais, amplamente assinalado nos trabalhos sobre os Clube de Roma e os limites do crescimento. Posteriormente, as discussões em torno na noção de desenvolvimento sustentável (SACHS, 1993), as discussões na Rio 92, e demais conferências sobre o meio ambiente impulsionadas pelas Nações Unidas marcaram de modo evidente o surgimento de preocupações com economias de energia, aumento da eficiência energética de equipamentos, segurança energética, desigualdades no acesso à eletricidade, precariedade no atendimento às demandas essenciais, redução da demanda pressionada por atividades intensivas em energia, preservação do meio ambiente, conservação do patrimônio natural, etc. Todas essas ações foram integradas às políticas setoriais em vários países (THOMPSON, 2022; MÉRENNE-SCHOUMAKER, 2011; YERGIN, 2014).

Em linhas gerais, a acentuação da expansão do processo de globalização a partir dos anos de 1980 marcou a ampliação da circulação de mercadorias de todo o tipo, de indivíduos, e de informação com efeitos na demanda por energia (MÉRENNE-SCHOUMAKER, 2011; THOMPSON, 2022). Ao mesmo tempo, a evolução do conhecimento sobre mudanças climáticas e a melhor compreensão sobre a contribuição dos combustíveis fósseis para tais mudanças começaram a pressionar pelo aumento de fontes renováveis na matriz energética dos vários países da América Latina (CEPAL, 2019) e para uma inflexão no consumo de combustíveis fósseis (TOLMASQUIM, 2016) como meio para iniciar uma transição para a sustentabilidade. De modo similar, as possibilidades abertas para a exploração dos fundos marinhos para produção de petróleo, gás, ou de nódulos metálicos modificou por completo o quadro de referência para as empresas, países e organizações internacionais. Essa dinâmica é tributária do território em pelo menos duas dimensões: no resultado das condições naturais que interferem na distribuição geográfica dos recursos energéticos, e na evolução do controle e poder sobre determinado espaço. Em síntese, permanece a tensão entre o ritmo de diminuição no uso de combustíveis fósseis como meio para transição para a sustentabilidade, redução das emissões de carbono e a dependência dessas fontes das mais diferentes cadeias produtivas e da vida cotidiana.

No imediato pós-choque, no entanto, países como Brasil, Peru,

Venezuela, Equador, Argentina continuaram investindo na formação e ampliação das reservas de petróleo. No Brasil, naquele momento, entre 1980 e 1990, as reservas provadas de petróleo passaram de 1,3 para 4,5 bilhões de barris. Essa tendência de crescimento foi observada até 2014, quando as reservas provadas atingiram cerca de 16 bilhões de barris (BRASIL, 2022). Tendência semelhante pode ser observada na evolução das reservas de gás natural, que entre 1980 e 2014 passaram de cerca de 1 bilhão de m³ para pouco mais de 500 bilhões de m³, e estão na ordem de 350 bilhões de m³ em 2020¹.

Este crescimento reflete domínio da tecnologia para exploração em águas profundas, o financiamento e os investimentos realizados na exploração e produção em bacias sedimentares marítimas. Cabe, no entanto, ressaltar que tais investimentos são sempre tomados vis-à-vis os avanços de tecnologias que ampliem a competição interenergética, principalmente no que tange à redução da intensidade em carbono, e às disputas entre grupos de interesses na definição de novas rotas tecnológicas. Há, no entanto, uma significativa diferença no que diz respeito à transição para a sustentabilidade que implica a redução do conteúdo em carbono na economia, característica distinta da transição operada ao longo do século XX, sobretudo no que diz respeito à descentralização (DEFEUJILLEY, 2018).

No caso brasileiro, em que pesem as características da matriz elétrica, com elevada participação de fontes renováveis, o peso relativo do petróleo e do gás natural na geração de energia secundária permanece significativo, sobretudo com a implantação de termoeletricas a gás natural, um aumento de 46,2% entre 2019 e 2020 (BRASIL, 2022), refletido na redução da participação relativa das fontes renováveis na oferta de energia (TOLMASQUIM, 2016).

Esses movimentos conjunturais têm efeitos importantes para a transição. Mas, a despeito deste fato, a transição energética e para a sustentabilidade compreendem escalas temporais de longa duração que incluem os efeitos de planos e programas direcionados para segmentos específicos de consumo. As transformações observadas na matriz energética no Brasil nos últimos cinquenta anos podem ser indicadas por retratos em dois momentos (Figuras 1 e 2) como modo de ilustrar o tempo necessário para mudanças significativas. Tomando-se 1975 como marco que representa a inflexão para um sistema com usos apoiados em fontes consideradas modernas, e 2021 como o estado atual, identifica-se a trajetória de transição ocorrida no país. Naquele momento, a principal característica consistia no início da predominância do petróleo sobre a lenha e carvão vegetal, resultado dos investimentos realizados desde os anos de 1950, da criação da Petro-

¹ Dados extraídos da BP Statistical Review. Disponível em <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>.

bras, em 1954, e do ritmo de crescimento do setor industrial a partir dos anos de 1970, impulsionando a demanda (EGLER e PIRES DO RIO, 2015)

Atualmente observa-se a diversificação de fontes na oferta interna de energia como característica dominante. Essa mudança é resultado da política energética, da disponibilidade de fontes de energia no país, dos investimentos em tecnologia, do crescimento econômico, da expansão urbana e o conseqüente aumento da demanda, da ampliação da capilaridade dos sistemas de distribuição, e do aumento da circulação que acompanha as modificações da estrutura espacial do país, ainda com fortes desigualdades regionais, entre setores econômicos e níveis de renda da população (PIRES DO RIO, 2012; LEITE, 2014).

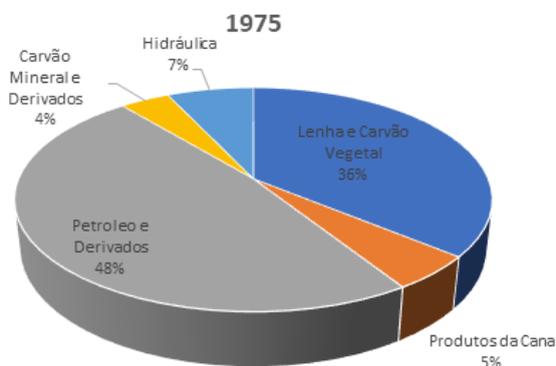


Figura 1 - Matriz Energética Brasileira em 1975

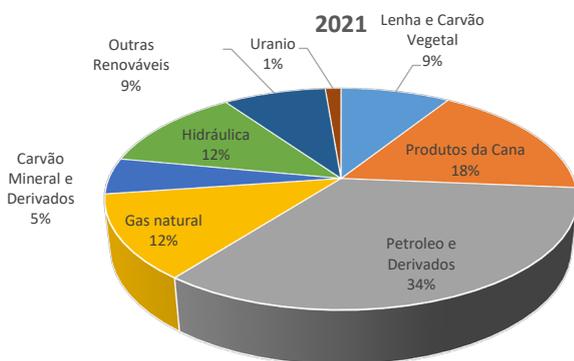


Figura 2 - Matriz Energética Brasileira em 2021

Modificações na estrutura da demanda e inovações incrementais abrem perspectivas para ampliação de fontes primárias na matriz energética, segundo diferentes segmentos de mercado. Em 2021, por exemplo, houve aumento da participação dos produtos da cana de açúcar que são destinados aos veículos leves com motores *flex*, e à geração de eletricidade. Programas específicos direcionados para determinados segmentos de consumo, como o Programa Nacional de Biodiesel (PIRES DO RIO, 2011b; TOLMASQUIM; 2016), contribuem, em parte, para o aumento de fontes renováveis retratado na Figura 2. A energia hidráulica, que representa 12% da oferta interna de energia, assegura igualmente uma posição relativamente favorável no que diz respeito à média de emissões de carbono na matriz energética, quando comparada a outros países. Os dados do Balanço Energético de 2022 apontam uma diferença significativa da participação de fontes renováveis para a geração de energia elétrica: enquanto no Brasil a geração de energia elétrica é da ordem de 82%, a média mundial está em 28,6% (BRASIL, 2022). No mesmo patamar da participação da energia hidráulica na oferta interna de energia, a participação do gás natural constitui outro elemento importante na evolução da matriz; sinalizado desde meados dos anos 2000 (TOLMASQUIM et al., 2007), o gás vem mantendo a tendência de crescimento na próxima década (BRASIL, 2022).

Em contrapartida, a velocidade para a introdução de novas fontes tem sido mais lenta para os sistemas de produção e transporte. Óleo combustível, diesel e gasolina predominam nesses sistemas. O que emergiu como novo dado para o país foi a expansão da produção de fontes tradicionais em áreas onde convergem diferentes tipos de fronteira (de recursos e tecnológica, com a exploração do pré-sal). Dito de outro modo, a situação presente é dependente das opções de políticas e técnicas desenvolvidas no passado, que geram no tempo a permanência de um padrão tecnológico, dotando o sistema de certa inércia técnica e institucional¹. Trata-se de um processo bastante heterogêneo no que tange à evolução de setores e regiões. Chama a atenção que a leitura da diversificação na matriz energética em 2021 permite associar duas fronteiras distintas, não apenas no que diz respeito às rotas tecnológicas que diferenciam os usos de energias fósseis e renováveis, mas também às fronteiras localizadas em terra e no mar, e às conexões entre espaços de produção e aqueles de consumo. Em ambas situações, as implicações no meio ambiente são importantes, seja no tocante à preservação de biomas e ecossistemas, seja na proteção aos modos de vida de populações tradicionais, ou ainda nas condições de adaptação às mudanças climáticas. Há, portanto, uma tensão em duas frentes de uma transição energética e climática

¹ Importante síntese a respeito de mudanças institucionais e a evolução do sistema energético é apresentada por Leite (2014).

(HOURCADE e NESTE, 2019).

4. MARGEM EQUATORIAL: UM HUB ENERGÉTICO?

Um *hub* é por definição um entroncamento, uma confluência, um nó, um ponto central para distribuição de determinado fluxo. A rigor, um *hub* tem a função de articular espaços independentemente do modo de organização político-administrativa próprio a cada país, definindo-se pela conexão que estabelece entre lugares e pela capacidade de concentrar e redistribuir fluxos de produtos, pessoas ou informação. Um *hub* energético pode ser definido como espaço no qual a capacidade de assegurar estabilidade para os fluxos energéticos que atendam à segurança de abastecimento de grandes mercados é primordial. Consequentemente, esses espaços assumem importância estratégica considerável seja do ponto de vista da infraestrutura necessária para a circulação propriamente dita dos combustíveis, seja do ponto de vista do volume dos fluxos para os grandes centros consumidores. Um *hub* energético integra necessariamente um território-sistema, pois ocupa uma posição preferencial em relação aos centros de consumo e ao grau de conexão que apresenta.

A complexidade do balanço energético de um país ou região requer tanto a mobilização de estoques de fontes não renováveis, como aquelas fontes que são essencialmente na forma de fluxos. Como a maior parte da matriz energética permanece apoiada nos estoques de energia não renovável, as fronteiras energéticas assumem grande importância como estoque para a configuração de um *hub*, sobretudo aquelas cujo potencial de produção contribui para a segurança de abastecimento, assumem papel importante nesse aspecto. Não é demais lembrar que a dependência norte americana de importações de combustíveis fósseis constitui dado que não pode ser desprezado no que tange à proximidade dessa fronteira com o mercado americano e a relativa estabilidade política em relação a outras áreas. Essas fronteiras oferecem alternativa à exploração de fontes não convencionais como o gás de xisto, cujos métodos de extração emitem mais gases de efeito estufa do que as rotas convencionais, ou causam impactos significativos na disponibilidade hídrica. Essas características aliadas às estratégias nacionais para uma transição energética e para a sustentabilidade, assim como aquelas das companhias de energia permitem supor, como assinalou Thompson (2022), a inevitável coexistência de um mundo caracterizado por disputas geopolíticas mais complexas associadas às energias renováveis e à permanência daquelas associadas às energias fósseis não renováveis nos próximos dez ou vinte anos, donde a importância da Margem Equatorial, ou, mais amplamente, da distribuição geográfica e da capacidade técnico-financeira para explorar novas fronteiras.

Estaríamos diante da formação de um *hub* energético na América do Sul? Seria plausível supor a complementaridade entre fontes de energia fósseis e energias renováveis como parte de um território-sistema que começa a se esboçar? Seria este território-sistema um tipo peculiar de organização cuja característica predominante seria a interface terra-mar? Subjacente à essa questão há diferentes concepções de fronteira (tecnológica, econômica, de recursos...). Sem esgotar plenamente todos os aspectos implícitos nessas indagações, podemos supor que a segurança de abastecimento em energia, sua distribuição e a transição para sustentabilidade estariam indicando mais uma vez a articulação de escalas e certo imbricamento entre políticas nacionais e internacionais. Nesse sentido, os tempos e os espaços da ação e decisão fogem ao controle exclusivo dos Estados para incorporar os atores globais, sejam companhias energéticas, sejam redes de unidades de conservação ou fundos de investimento de proteção ao ambiente. A importância dos investimentos chineses na produção de petróleo e gás e em energias renováveis na América do Sul ilustra essa complexidade (GRINSZTEJN et al., 2021)

Como fronteira energética, a Margem Equatorial está no centro de interesses e estratégias empreendidas por atores globais ligados à indústria de petróleo e gás, sobretudo após as descobertas de campos promissores na bacia da Guiana em 2020. A presença dos investimentos chineses é significativa, via empresa *China National Offshore Oil* (CNOOC- 25%) em associação com as empresas americanas Exxon Mobil (45%) e Hess (30%) na exploração de poços no bloco Stabroek, descoberto em 2015, por exemplo (CNOOC, 2022¹). De modo similar, as descobertas no bloco 52, realizadas pelo consórcio entre Exxon Mobil (50%) e a companhia malaia Petronas (50%), estimulam a exploração no espaço marítimo do Suriname, onde a *joint venture* formada pelas companhias Total e a americana Apache anunciou descobertas importantes no bloco 58, próximo à fronteira internacional com a Guiana (TOTAL ENERGIES, 2020)

Os recursos energéticos localizados na Margem Equatorial brasileira tornaram-se mais amplamente conhecidos e objeto de atenção particular a partir de 2013 quando alguns blocos foram colocados em leilão pela ANP na 11ª rodada, e em 2018 na 15ª rodada (ANP, 2021). Os resultados das prospecções realizadas na costa do Suriname e da Guiana Francesa alimentaram o interesse pela Margem Equatorial brasileira. Essa observação deve, no entanto, ser complementada pelo conhecimento que antecede, em muito, os últimos leilões de blocos *offshore*. Considerando as cinco bacias localizadas na zona econômica exclusiva brasileira nessa área, a saber: Foz do Amazonas, Pará-Maranhão, Barreirinhas, Ceará e Potiguar, os primeiros estudos

1 Segundo CNOOC, entre 2015 e 2022, são 18 poços com produção considerada relevante somente neste bloco. Ver <https://cnoocinternational.com/en/operations/americas/guyana>.

de exploração datam dos anos de 1970, conforme dados publicados pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis em Anuários Estatísticos (BRASIL, 2018; 2020; 2022)

Tabela 1 - Características da Margem Equatorial Brasileira

Bacias	Início das etapas de P&E	Extensão (km)	Número de blocos em concessão - 2021	Número de blocos ofertados em águas profundas
Foz do Amazonas	1970	1028	9	47
Pará_Maranhão	1978	2491	5	27
Barreirinhas	1971	597	17	19
Ceará	1971	487	4	13
Potiguar	1971	486	12	23

A Figura 3 representa a porção brasileira da Margem Equatorial indicando, além dos campos *offshore*, as capitais dos respectivos estados, as unidades de conservação de uso sustentável e de proteção integral, e os sítios de áreas úmidas classificados pela Convenção Ramsar. Trata-se do espaço mais setentrional da costa brasileira, cuja diversidade de paisagens e ambientes é bastante conhecida como os mangues e estuários (PROST et al. 2017) no domínio das marés amazônicas onde os manguezais são predominantes, o domínio de áreas úmidas como brejos e várzeas nas reentrâncias maranhenses, o campo de dunas dos lençóis maranhenses e o litoral semiárido (MUEHE, 1998), onde estão localizados parques eólicos. A produção de energia eólica no litoral é um bom exemplo da interação do regime de ventos à dinâmica do oceano Atlântico nessa porção setentrional do litoral brasileiro, impondo um padrão de localização da produção de energia a partir de uma fonte renovável vinculado às características geográficas da área.

O desenvolvimento dos campos de petróleo e gás na Margem Equatorial brasileira está ainda recoberto por incertezas quanto às condições técnicas de exploração e quanto às estratégias dos atores globais para exploração dessa fronteira (BRASIL, 2022). O avanço da produção do Suriname e o recuo da Total das atividades de prospecção e exploração na Guiana Francesa contribuem para delinear a complexidade regional do contexto energético e para indagações sobre as efetivas oportunidades e ações para a redução das emissões de carbono. Na porção brasileira da margem, principalmente nas bacias Foz do Amazonas e Pará-Maranhão, predominam empresas brasileiras no controle do bloco. Com exploração menos intensa se comparada ao Suriname, mas em contexto não menos complexo, acrescenta-se à malha administrativa brasileira composta por seis estados e 128 muni-

cípios costeiros, segundo o Decreto No 34 do MMA de 02 de fevereiro de 2021, a presença de unidades de conservação de diferentes categorias e níveis de administração. Diretamente associadas à zona costeira, as unidades de conservação federais localizadas ganharam relevância a partir dos anos 2000 com a criação de RESEX (PIRES DO RIO, 2020).

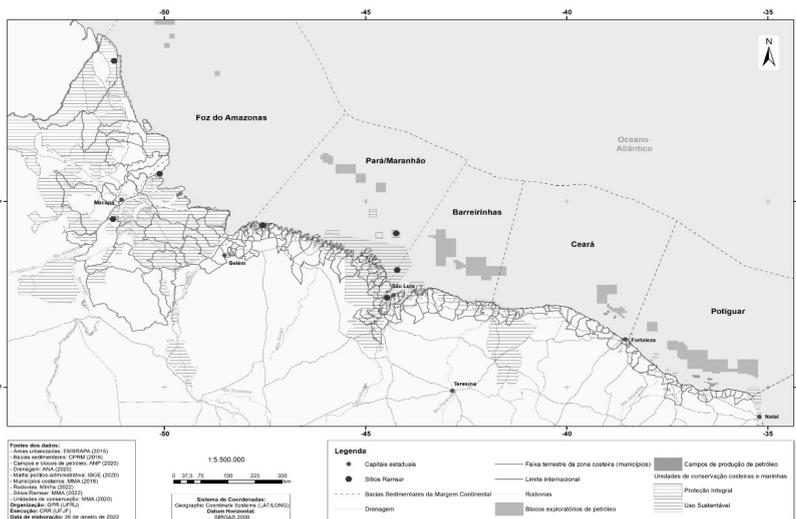


Figura 3 - Mapa de localização de poços exploratórios e unidades de conservação na Margem Equatorial Brasileira

As unidades de conservação constituem um ponto sensível nos aspectos relativos à demarcação; à estrutura fundiária; aos conflitos entre populações tradicionais, povos originários e investimentos em grande escala; e à elaboração de planos de manejo, em particular no Amapá (BRITO e DRUMMOND, 2022) que conta com 20 unidades de conservação em todas as categorias admitidas pelo Sistema Nacional de Unidades de Conservação. Considerando exclusivamente as unidades de conservação no nível federal, as de uso sustentável, como as RESEX, são em maior número: das 23 identificadas nos ambientes costeiros e marinhos nos estados abrangidos na faixa terrestre da Margem Equatorial brasileira, 16 delas estão localizadas no estado do Pará. São exemplos das tensões entre atividades litorâneas e aquelas realizadas no mar (PIRES DO RIO, 2020).

No que diz respeito às áreas úmidas que compõem o conjunto de sítios Ramsar indicadas na Figura 3 e detalhadas na Tabela 2, destacam-se as grandes extensões de manguezais, pântanos, brejos e

várzeas, predominantemente com relativa baixa densidade de ocupação, sob forte influência da dinâmica fluviomarina na constituição da biodiversidade, na formação do patrimônio natural e social, e na reprodução de recursos pesqueiros, localizadas preferencialmente no estado do Maranhão. Além desses espaços de interface terra-mar, ilhas e recifes de corais localizados no espaço marítimo conferem maior complexidade e vulnerabilidade à Margem diante da pressão pela exploração de petróleo e gás. São essas características que impulsionaram a convenção Ramsar a classificar, em 2010, o Parcel Manuel Luís como sítio raro abrigo espécies vulneráveis e crucial para a conservação biológica (RAMSAR, s/d).

Tabela 2 - Sítios RAMSAR localizados na Margem Equatorial Brasileira

Sítios	Tipo	UF	Ano de Designação	Área ha
Cabo Orange	Parque Nacional	Amapá	2013	657.328
Estuário do Amazonas e seus Manguezais	Sítio Regional	Amapá, Pará, Maranhão e Piauí	2018	3.850.253
Reentrâncias maranhenses	APA	Maranhão	2013	2.680.911
Parcel Manoel Luis	Parque Estadual	Maranhão	2000	34.556
Baixada Maranhense	APA	Maranhão	2000	1.775.036

A organização de redes de áreas protegidas ou de unidades de conservação ancoradas em convenções internacionais constituem atores que interpelam as companhias de energia e as instâncias de governo. A partir de 2018, essas redes encontram nos mosaicos de áreas protegidas projeção regional que se estende até a Guiana Francesa. A especificidade dos mosaicos reside na formação de um dispositivo público de gestão do território no nível regional sem uma relação direta com os níveis da organização federativa. Esse tipo de organização pode ter acesso a fundos internacionais de financiamento e dar visibilidade aos espaços vulneráveis como as áreas úmidas, ou àquelas unidades localizadas no continente. Nesse sentido, a Margem Equatorial apresenta-se como espaço privilegiado para observação e análise de opções para a transição energética e para a sustentabilidade.

5. CONCLUSÃO

Por todos os aspectos assinalados ao longo do texto, é que consideramos a Margem Equatorial Brasileira exemplo bastante elucidativo sobre os desafios impostos na atualidade pelas estratégias de transição energética e para a sustentabilidade, bem como para a emer-

gência de novas territorialidades e questões regionais na esfera sul americana. Em conclusão, assinalamos os principais desafios relacionados à discussão:

- No nível internacional a regulação dos espaços marítimos, da prospecção e da exploração dos recursos energéticos nesses espaços;
- A formação de regiões que tenham sua configuração apoiada na exploração de recursos em espaços marítimos, cuja relação com o litoral é indissociável;
- Os limites físicos, econômicos, sociais e ambientais para a exploração das fronteiras energéticas;
- Avaliar a efetividade de um *hub* energético e seu papel no contexto brasileiro e sul americano;
- Confronto entre proteção de determinados biomas, sobretudo áreas úmidas, e o avanço da produção de energia fóssil e renovável no litoral, mares e oceanos;
- A produção de energias renováveis representa uma tendência marcante na diversificação da matriz energética, mas essas fontes são dependentes das condições geográficas para sua exploração;
- Aspecto relevante reside na projeção de estados sobre a Zona Econômica Exclusiva para definir as condições de exploração dos espaços costeiros e marítimos em contexto de transição energética;
- Por fim, questões de poder, disputas, tensões e conflitos entre atores globais vinculados à indústria energética e à proteção ambiental, e atores locais conferem um caráter inédito à mobilização de diferentes dispositivos e situam a temática no âmbito do planejamento e gestão do território.

6. AGRADECIMENTOS

Agradecemos ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico, CNPq, cujo apoio ao projeto de pesquisa possibilitou a realização deste trabalho.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AUGÉ, B. (2014) Le bassin atlantique: une nouvelle géopolitique des hydrocarbures entre les Amériques et l'Afrique. *Hérodote*, 155 (4), 22-42. Doi103917/her.155.0022

BRASIL, Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, (2018) Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis. Rio de Janeiro: ANP.

BRASIL, Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, (2020) Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis Rio de Janeiro: ANP. <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2030>

BRASIL, Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, (2022) Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis. Rio de Janeiro: ANP.

BRASIL, Ministério de Minas e Energia, EPE (2009) Balanço Energético Nacional, Ano Base 2008. EPE: Rio de Janeiro.

BRASIL, Ministério de Minas e Energia, EPE (2022) Balanço Energético Nacional. Ano Base 2021. EPE: Rio de Janeiro.

BRASIL, Ministério de Minas e Energia, EPE, Plano Decenal de Expansão de Energia 2030. Brasília: MME/EPE.

BRITO, D e DRUMMOND, J A. Reflexões sobre a gestão ambiental das unidades de conservação no estado do Amapá. Confins [online]. Disponível em <https://doi.org/10.4000/confins.45757>.

CARRIZO, S e VELUT, S. (2018) Energy transitions and regional integration in South America. In: CARGNIN, et al. (Eds.) (2018) Territorial planning and La Plata Basin borders. Porto Alegre: Editora Letra 1, p. 167-187.

CEPAL, (2019) La Economía del cambio climático en América Latina y el Caribe: una visión gráfica. Santiago: CEPAL. <https://www.cepal.org/es/publicaciones/42228-la-economia-cambio-climatico-america-latina-caribe-vision-grafica>.

CHEVALIER, J-M et al. (2012) L'avenir énergétique : cartes sur table. Paris: Gallimard. Coll. Folio, 298p.

CNOOC (2022) World Class Assets,. Disponível em <https://cnoocinternational.com/operations>. Última consulta em 01/03/2022.

DEFUILLÉY, C (2012) Transition énergétique. Les trajectoires du changement. In : LORRAIN, D, HALPERN, Ch, CHEVAUCHÉ, C (dir) (2012) Villes sobres: nouveaux modèles de gestion des ressources. Paris Presse de Science Po, 2018.

DJALILI, M_R e KELLNER, T (2012) La Caspienne: Coeur de la nouvelle géopolitique. In Géopolitique de la Nouvelles Asie-centrale: De la fin de l'URSS à l'après 11 septembre. Genebra: Graduate Institute Publications, 2006. Disponível em <https://books.openedition.org/iheid/1140>. Último Acesso em 20/06/2022.

EGLER, C A G. (2006) Mercosul : um território em construção. Ciência e Cultura. São Paulo, 2006. <http://cienciaecultura.bvs.br/pdf/cic/v58n1/a13v58n1.pdf>

EGLER, C A G e PIRES DO RIO, G A (2015) Petrobras : incertitudes d'un acteur énergétique global. Outre-Terre, 42 (1),163-171. DOI : 10.3917/oute1.042.0163.

ELFORT, M. (2021) Coopération transfrontalière Brésil-Guyane-Suriname: évolutions et enjeux. Confins 51 Doi <https://doi.org/10.4000/confins.39535>.

GRINSZTEJN, C et al. (2021) O dilema da China: entre a liderança na transição energética e a dependência do carvão. BPC Policy Brief 11 (19).

HOURCADE, J-C et NESTE, V (2019) Où mènent les transitions? Action publique et engagement face à la crise climatique. Lien social e Politiques, N 8, 4–26

IPCC, Climate Change 2014: Impacts, Adaptation and Vulnerability. Contribution of Working Group II to the Fifth Assessment Report of the IPCC, 2014 <https://www.ipcc.ch/report/ar5/wg2/>.

IPCC, Climate Change Impacts, Adaptation and Vulnerability, 2022. <https://www.ipcc.ch/report/sixth-assessment-report-working-group-ii/>.

LEITE, A D. (2014) A energia do Brasil. Rio de Janeiro: Lexikon 3 ed.

MUEHE, D. (1998) O litoral brasileiro e sua compartimentação. In Cunha, S B, Guerra, A J T (org) (2014) Geomorfologia do Brasil. Rio de Janeiro: Bertrand Brasil, 1998.

MÉRENNE-SHOUMAKER, B. (2011) Géographie de l'énergie. Paris: Belin, 2011.

NIELSSON, E T. (2014) The West Nordic Council in the Global Arctic. Centre for Arctic Policy Studies, Working papers https://ams.hi.is/wp-content/uploads/2014/03/the_west_nordic_council.pdf.

PIRES DO RIO, G A. (2011) Integração Energética na América do Sul: Salta-Jujuy_Tarija Nó de Rede. Anais do XIV Encontro nacional da ANPUR, Rio de Janeiro. <http://www.anpur.org.br/anais>

PIRES DO RIO, G A. (2011 b) Escalas de política energética: o programa nacional de biodiesel In: BERNARDES, J A e ARACRI, L A S (org) (2011) Novas Fronteiras do Biodiesel na Amazônia: limites e desafios da incorporação da pequena produção agrícola. Rio de Janeiro: Arquimedes Edições.

PIRES DO RIO, G A. (2012) Petróleo e gás natural: de fronteira em fronteira, do espaço às superfícies de regulação. pp. 105-126. In: MO-NIÉ, F e BINSZTOK, J Geografia e Geopolítica do Petróleo. Rio de Janeiro: Mauad/ FAPERJ.

PIRES DO RIO, G A (2020) Regulação de espaços marítimos. In: MUEHE, D.; LINS-DE-BARROS, F. M.; PINHEIRO, L. (org.) (2020) Geografia Marinha: oceanos e costas na perspectiva de geógrafos. Rio de Janeiro: PGGM, p. 358-381.: https://www.researchgate.net/publication/345746789_Capitulo_15_Regulacao_de_espacos_maritimos

PROST, M T R C et al. (2017) L'embouchure de l'Amazone, macro-frontière géomorphologique : enseignements de 30 années de recherches franco-brésiliennes sur les systèmes côtiers amazoniens. Confins 33. Doi <https://doi.org/10.4000/confins.12568>.

RAMSAR (s/d) Servicio de Información sobre Sitios Ramsar Disponível em <https://rsis.ramsar.org/fr/rsis/640>).

THÉRY, H. |(2017) La Guyane, communauté territoriale française en Amérique du Sud. Outre-Terre, 51 (2), 249-266. DOI : 10.3917/oute1.051.0249.

THOMPSON, H Disorder: Hard (2022) Times in the 21st Century. Oxford: Oxford University Press.

TOLMASQUIM, M. T et al.: Matriz energética brasileira: uma prospectiva. Novos estudos.

TOLMASQUIM, M T (coord). (2016) Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Oceânica. Rio de Janeiro: EPE.

TOTALENERGIES News. Disponível em <https://totalenergies.com/media/news/press-releases/suriname-total-and-apache-make-significant-discovery-block-58..>

YERGIN D. (2014) A Busca: energia, segurança e reconstrução do mundo moderno. Rio de Janeiro: Intrínseca.

IMPACTO DA GERAÇÃO DE PLANTAS FOTOVOLTAICAS FLUTUANTES SOBRE A MATRIZ ENERGÉTICA DE ESTADOS DO SEMIÁRIDO BRASILEIRO

Raoni Alves de Lima¹
Arlindo Hernany Ramos Delgado¹
Dayane Cynthia Pinto Oliveira¹
Edenizio Oliveira da Silva¹
Iágson Carlos Lima Silva¹
Ivens Gabriel de Oliveira Ciríaco Mendes¹
Karol Damasceno Cysne¹
Kevin de Paula Amorim¹
Leticia de Oliveira Santos¹
Paulo Cesar Marques de Carvalho¹

¹Universidade Federal do Ceará

DOI: 10.47168/rbe.v29i1.778

RESUMO

Com o aumento da demanda pela geração sustentável de energia elétrica tem crescido o interesse por plantas fotovoltaicas flutuantes (FVF) em nível mundial. A partir desta motivação, o presente artigo tem como objetivo analisar o impacto da geração de plantas FVF em reservatórios, considerada a matriz energética de estados do semiárido brasileiro. Assim, as plantas FVF podem aproveitar a extensa rede de reservatórios já instalada na região, gerando eletricidade a partir dos elevados níveis de irradiação solar do semiárido. A metodologia adotada de dimensionamento das plantas FVF utiliza um nível de confiabilidade que indica o percentual do tempo total no qual o reservatório permanece em um determinado nível durante o período de análise. O potencial de geração investiga dois cenários com módulos FV de 265 Wp e 380 Wp, considerando o impacto sobre o consumo de estados do semiárido.

Palavras-chave: Geração de energia elétrica; Usina fotovoltaica flutuante; Semiárido brasileiro.

ABSTRACT

The increased demand for sustainable electricity generation has increased interest in floating photovoltaic (FPV) plants across the world. Based on this motivation, this article aims to analyze the impact of the

generation of photovoltaic plants in reservoirs, considering the energy matrix of the Brazilian semi-arid states. Thus, the FPV plants can take advantage of the extensive network of reservoirs already installed in the region, generating electricity from the high levels of solar radiation in the semi-arid region. The methodology adopted for sizing the FPV plants uses a reliability level that indicates the percentage of the time that the reservoir remains at a given level during the analysis period. The generation potential investigates two scenarios with photovoltaic modules of 265 Wp and 380 Wp, considering the impact on consumption in semi-arid states.

Keywords: Electric power generation; Floating photovoltaic plant; Brazilian semi-arid region.

1. INTRODUÇÃO

O aumento da demanda por energia elétrica vem sendo verificado em nível mundial, em decorrência do crescimento populacional e econômico. Na atual conjuntura, grande parte da geração de energia elétrica advém de processos de queima de combustíveis fósseis, principalmente do carvão mineral e gás natural. Assim, um dos maiores desafios é conciliar a geração de energia elétrica com a conservação dos recursos naturais e com baixos impactos ambientais, resultando em uma maior demanda por novas fontes alternativas de geração, conforme (SOUSA, 2022). Para o horizonte de 2050, é previsto que o setor energético mundial enfrente desafios como o aumento da demanda por eletricidade e problemas relacionados às atuais fontes de energia elétrica, principalmente considerando os aspectos ambientais, segundo (FREITAS, 2020). Neste contexto, a busca de novas fontes sustentáveis de energia e o aprimoramento das existentes, visando o aumento da eficiência energética, tem se tornado tendência mundial. Assim, a demanda por fontes alternativas com o intuito de integrar cada vez mais a matriz energética de um país mostra-se como uma questão recorrente, conforme (CAVALCANTE, 2018).

No âmbito global da geração renovável de eletricidade, a fotovoltaica (FV) corresponde à terceira opção mais usada, depois da eólica e hídrica. Em 2021, 3,6% da geração mundial foi proveniente da tecnologia FV, com crescimento de 22% em relação ao ano anterior, registrando uma geração de 179 TWh, ficando atrás apenas da eólica em termos de crescimento absoluto da geração. Diante desses dados, estima-se um impulso de investimentos nessa tecnologia num aspecto mundial, uma vez que a FV se apresenta como uma opção de menor custo para geração de eletricidade em relação a outras tecnologias renováveis (IEA, 2022). No Brasil, as fontes renováveis com maior des-

taque são a hidrelétrica, eólica e solar, representando respectivamente 52,2%, 11,0% e 10,2% da matriz elétrica nacional. Juntas essas três fontes somam 154.141 MW da potência instalada no país, com a FV contribuindo com 21.349 MW e registrando uma taxa de crescimento médio anual de 67% entre 2017 e 2022 (ABSOLAR, 2022). O Brasil é rico em recursos naturais e tem localização privilegiada em relação à disponibilidade de energia solar, com a vantagem de possuir recursos humanos disponíveis para atuar no setor, conforme (RELLA, 2017).

Segundo (YOUSUF et al., 2020), a fonte solar é atualmente utilizada em uma diversidade de aplicações, com a capacidade de ser uma fonte substituta de outros recursos. Inicialmente, as plantas FV eram basicamente instaladas apenas sobre o solo ou edificações, em pequena escala, como no caso de uso domiciliar, se restringindo ao aproveitamento das coberturas das casas, ou em grande escala, sobre as superfícies de galpões industriais e terrenos. No que diz respeito à expansão da geração FV, Reges et al. (2022) afirmam que são enfrentados desafios, como a competitividade no uso da terra para fins agrícolas, redução da eficiência devido à alta temperatura de operação dos módulos, redução da geração pelo acúmulo de poeira nos módulos e intermitências inerentes ao recurso solar. Deste modo, uma estratégia para reduzir alguns desses desafios está no uso de sistemas fotovoltaicos flutuantes (FVF) sobre reservatórios, lagos e mares; adicionalmente, plantas FVF podem reduzir a evaporação dos corpos hídricos, problema que afeta principalmente o semiárido brasileiro. Segundo (MACÊDO, 2022), plantas FVF apresentam resultados promissores, com potencial de não apenas minimizar a evaporação de água, mas também de garantir o abastecimento constante de energia limpa e renovável para os municípios vizinhos aos açudes. De acordo com (LOPES, 2022), a instalação de sistemas FVF nesses reservatórios pode interferir em parâmetros como a incidência de irradiação sobre a superfície, velocidade do vento e temperatura da superfície, produzindo condições favoráveis à redução da evaporação e à facilitação de obtenção de licenças ambientais, uma vez que são geralmente instaladas em áreas anteriormente antropizadas.

O clima em regiões áridas e semiáridas é o que mais propicia a evaporação, com o monitoramento quantitativo sendo de grande importância para avaliar os recursos hídricos e estudar o balanço hídrico, segundo (CHENG et al., 2017). Segundo (RAJAUD e NOBRET-DUCOUDRÉ, 2017), a área total das regiões semiáridas quentes (RSAQ) representa cerca de 7% da superfície terrestre global e 71% dessas regiões estão incluídas no clima tropical. As principais RSAQ encontram-se na cintura do Sahel, centro-sul da África, grandes partes da Austrália e, em menor grau, no oeste da Índia e Paquistão, no leste da cordilheira dos Andes, partes do norte do México e na bacia do Medi-

terrâneo e nordeste do Brasil. No contexto nacional de geração de eletricidade até 2020, a região Nordeste do Brasil se afirmou como a segunda região maior geradora do país, com seis de seus nove estados apresentando autossuficiência em geração. Tal característica no crescimento da geração de eletricidade se deve à ascensão das fontes renováveis, com aproveitamento dos elevados recursos eólicos e solares da região, conforme (FERREIRA et al. 2022). Neste contexto, (REGES et al., 2022) propõem uma nova metodologia de dimensionamento de usinas FVF, usando dados de represas do semiárido brasileiro e australiano, considerando o alto nível de irradiação e a rede de reservatórios, que na maioria dos casos é a única fonte de abastecimento de água da população. Devido a essas características climáticas, esses reservatórios apresentam alta variabilidade do nível de água armazenada, alterando com isso a área inundada. Tal comportamento destaca a relevância do dimensionamento de usinas FVF nesses reservatórios, podendo reduzir perdas por evaporação, mantendo os reservatórios estáveis em nível de água, e ajudando a população local a superar períodos de secas severas.

Nesse contexto, o presente artigo tem como objetivo analisar o impacto da geração de plantas FVF em reservatórios sobre a matriz energética de estados do semiárido brasileiro, com a geração anual estimada sendo comparada com o consumo anual de energia elétrica dos estados em 2020. O artigo está estruturado da seguinte forma: inicialmente, a seção estado da arte analisa usinas FVF em nível internacional e nacional, assim como as tecnologias empregadas; em seguida, a metodologia é discutida e são apresentados os valores estimados de geração para as plantas FVF em reservatórios do semiárido brasileiro.

2. ESTADO DA ARTE SOBRE SISTEMAS FVF

Na presente seção são apresentadas e comentadas experiências e tecnologias de sistemas FVF, visando comparar os resultados obtidos no cenário internacional com os do cenário brasileiro, servindo de referência para um estudo de implementação de um método de dimensionamento de usinas FVF em reservatórios.

2.1 Experiência internacional com FVF

Ravichandran e Panneerselvam (2022) destacam que sistemas FVF em reservatórios apresentam-se como uma tecnologia inovadora e altamente vantajosa para o aumento de eficiência de geração, além de auxiliarem na redução dos índices de evaporação. O desempenho elétrico do sistema FVF em grandes reservatórios de usinas hidrelétricas na Índia é avaliado; considerando um sistema FVF de 5 MW,

a análise numérica mostra que a instalação resulta em uma geração de 160 GWh. Além disso, a planta FVF pode economizar 1,40 milhão de m³/dia e indiretamente é capaz de manter uma geração adicional de 514,80 MWh/dia a partir da água economizada por meio de sua integração com as usinas hidrelétricas. Goel et al. (2022) destacam que na Índia a geração FV conectada à rede é representada principalmente por instalações terrestres, com o aumento do número de projetos FV sendo limitado pelo uso da terra. Assim, para acompanhar o desenvolvimento da capacidade FV, alternativas devem ser estabelecidas; o uso de sistemas FVF é uma das principais vertentes para investimentos, passando a receber atenção global, com grandes perspectivas de crescimento nos próximos anos. Mittal e Saxena (2017) comentam a enorme demanda de energia e escassez de terrenos baldios para usinas FV nas cidades Indianas, apresentando como solução o aproveitamento da energia solar por meio de usinas FVF para produção sustentável. A viabilidade de instalação de usinas FVF de 1 MW na barragem de Kota e no lago Kishore Sagar, Índia, também é apresentada, com potencial de geração de 1.838.519 kWh, economia de 37 milhões de litros de água e redução anual de 1.714 toneladas de emissões de CO₂.

Tarigan (2021) comenta que plantas FVF são uma solução adequada para uma rápida expansão da geração FV. Em seu estudo é avaliada a implantação de um sistema FVF para suprir a demanda de energia elétrica de Surabaya, na Indonésia, que foi em torno de 2.145 GWh em 2019. Como resultado, uma unidade de 1.255 MWp de FVF é necessária para suprir esta demanda; a zona costeira à noroeste da cidade mostra-se adequada esse tipo de empreendimento. Ravichandran et al. (2021) analisam a instalação de usinas FVF nas hidrelétricas de High Dam e Aswan Reservoir, no Egito, que juntas possuem uma capacidade de 2,65 GW. Para cada barragem são simulados dois cenários: com e sem a instalação de usinas FVF de 5 MW, com os resultados abordados em termos de taxa de evaporação e eletricidade produzida para diferentes tecnologias: com módulos poli e mono cristalino e filme fino. Os resultados mostram que a instalação de FVF conduz as barragens a um melhor desempenho em termos de redução de emissões de dióxido de carbono, economia de água e redução da evaporação, também ajudando na geração adicional de 514,80 MWh/dia a partir da água economizada por meio da integração com usinas hidrelétricas. Farrar et al. (2022) abordam questões relacionadas à energia e água, elementos da meta de desenvolvimento sustentável da ONU. A abordagem considera o uso de FVF no sistema de irrigação para impedir as perdas por evaporação; para o estudo foi selecionada uma região árida e com estresse hídrico na Jordânia, com dados reais de consumo de água e energia. Um sistema FVF de inclinação fixa, de 300 kWp, é apresentado como o projeto ideal considerados economia de água, rendimento da geração e reduções de emissões, sendo a op-

ção preferida em comparação ao FV no solo.

Plantas FVF no Lago Jablanica, na Bósnia e Herzegovina, são analisadas por (PAŠALIĆ, 2018), mostrando que uma superfície de menos de 3% da área total do lago permite a instalação de uma usina FVF de 30 MW. Essa capacidade seria agregada à geração da usina hidrelétrica de Jablina, que tem 180 MW. Isso implica potencial para exploração significativamente melhor das bacias de Neretva e Rama, também no país, e aumento da produção em períodos com baixa capacidade dos reservatórios. Tal empreendimento impulsionaria soluções importantes, como a ocupação das áreas potencialmente utilizáveis para agricultura e habitação, além do aumento da capacidade de geração e melhor aproveitamento dos reservatórios hidrelétricos. Segundo (ABID et al. 2019), no Paquistão, Afeganistão e Ásia Central enfrenta-se dificuldade de acesso à água e perdas na área de transmissão de energia elétrica. Assim, em períodos secos essas regiões apresentam altas taxas de evaporação devido às altas temperaturas, acarretando problemas na demanda de água. Os autores avaliam a aplicação da tecnologia FVF para as regiões citadas, ressaltando benefícios como a redução da evaporação, abastecimento sustentável de água, energia limpa e redução das emissões de gases de efeito estufa.

2.2. Experiência brasileira com FVF

Siqueira et al. (2022) abordam os principais entraves e desafios da implantação dos sistemas FVF no Brasil, focando na viabilidade econômica do uso de FVF e comparando com as usinas convencionais no solo. A busca por sistemas FVF é crescente no Brasil, sendo a região Nordeste a que apresenta o maior potencial devido às maiores taxas de irradiação solar durante todo o ano, e baixa influência de massas úmidas e frias vindo do sul. Nesse sentido, os estudos sobre os entraves e desafios dos sistemas FVF no Brasil são de grande relevância para identificar e mensurar as adversidades, contribuindo para a expansão do uso desses sistemas. Santos et al. (2022) analisam um estudo de caso no Reservatório Passaúna, sudeste do Brasil, para avaliação dos efeitos de sistemas FVF no índice de evaporação de água. O estudo é motivado pela escassez de água potável, potencializada pelas variações climáticas, bem como o aumento ao longo dos anos das taxas de evaporação hídrica. Para as análises foram utilizados dados de temperatura, umidade, irradiação solar, velocidade do vento, dentre outras informações meteorológicas. Os sistemas FVF são propostos em três cenários distintos: 1 MWp, 2,5 MWp e 5 MWp. Os dados obtidos para 5 MWp mostram uma economia de água em torno de 2,69 hm³/ano, com capacidade de abastecimento para cerca de 35.292 pessoas ao longo do mesmo período. Os resultados atestam a efetividade e efi-

ciência de geração e diminuição dos índices de evaporação dos reservatórios. Das Neves et al. (2022) estudam a implantação de um sistema FVF para a captação de água na represa Passaúna, administrada pela empresa de saneamento Sanepar. É abordado um sistema FV instalado sobre estruturas metálicas fixadas no solo e um sistema FVF instalado com flutuadores. Os sistemas apresentam semelhanças; no entanto, para efeitos comparativos, analisa-se o comportamento de cada um dos sistemas em um intervalo de doze meses, avaliando a taxa de desempenho, o fator de capacidade e a produção. As conclusões identificam que os possíveis efeitos da temperatura, sujeira e do fator de dimensionamento do inversor podem impactar a taxa de desempenho dos sistemas.

Busson et al. (2021) analisam o comportamento térmico e elétrico de um módulo FV em aplicações convencionais e em superfícies hídricas flutuantes. É feita uma modelagem matemática em cenários com fontes de calor fixas para reduzir a temperatura de operação e aumento da eficiência de conversão. O modelo algébrico proposto é não linear e as equações exigem solução numérica iterativa, e os testes experimentais permitem comparar o comportamento térmico e elétrico de um módulo FVF e um módulo FV no telhado (convencional), ambos em Fortaleza, Brasil. A temperatura do módulo FVF é 3,2°C menor do que a temperatura do módulo convencional; o modelo matemático desenvolvido prevê com erro de 5% a temperatura de operação do módulo e, de acordo com medições, a produtividade do módulo FVF é 26,1% maior do que a produtividade do módulo FV convencional. Segundo Porto et al. (2017), os sistemas FVF ganham espaço em diversos países por consistir uma estratégia que, além da geração, evitam a evaporação dos recursos hídricos e, pelo efeito do resfriamento dos módulos, contribuem para o aumento na eficiência de conversão. Na pesquisa é verificada a viabilidade técnica da implantação de um sistema FVF no reservatório Castanhão, no Ceará; como resultados, a capacidade a ser instalada é de até 5,59 MWp, correspondente a uma geração anual de 9256 MWh e emissão evitada de 2129 toneladas de CO₂.

Giordani et al. (2022) enfocam os aspectos ambientais associados à geração FVF no Paraná, destacando que os impactos dos sistemas FVF podem ser potencialmente menos relevantes em relação aos sistemas terrestres. Assim, é necessário o desenvolvimento do processo de licenciamento ambiental de forma a proporcionar a correta identificação, monitoramento e mitigação dos impactos negativos, assim como a potencialização de impactos positivos. O porte do empreendimento, as características do ecossistema aquático, aspectos socioambientais do entorno, usos existentes e previstos para o reservatório, devem nortear o órgão ambiental no que tange à necessidade e complexidade de estudos e programas de mitigação a

serem propostos. Há que se considerar ainda a necessidade de emissão de autorizações específicas, como a outorga de uso da água, submissão do projeto à Marinha, além de outras questões que podem surgir com eventuais envolvimento de órgãos diversos.

2.3 Tecnologias para FVF

Xiao et al. (2021) afirmam que as usinas FVF são a chave para aproveitar ao máximo as vantagens dos corpos hídricos para o desenvolvimento do recurso solar no futuro. A identificação do risco de investimento é um pré-requisito importante para promover projetos em grande escala; assim, os autores propõem um modelo para avaliar o risco de investimento desta tecnologia na China. Os aspectos técnicos, locais de instalação, estruturais e dificuldade de acesso à conexão de rede elétrica são os fatores que mais implicam riscos de investimento para esse tipo de sistema. Com isso, os investidores priorizam áreas com baixos riscos estruturais e técnicos e com fácil acesso à rede, acarretando a diminuição das possibilidades de aplicação e aumento nos critérios de prospecção de áreas adequadas. Além disso, o investimento em equipamento de armazenamento de energia é capaz de melhorar a taxa de utilização dos projetos FVF. Pouran et al. (2022) apresentam benefícios das FVF em comparação com as FV no solo: i) não ocupam áreas habitáveis e produtivas e podem ser implantadas em ambientes degradados, reduzindo os conflitos de uso da terra; ii) colaboram com a economia de água através da mitigação da evaporação, contribuindo para a segurança hídrica em regiões áridas, combinadas com a flexibilidade de implantação em diferentes corpos d'água, incluindo reservatórios de água potável. Porém, a falta de políticas de apoio e estratégias de desenvolvimento por parte dos governos pode prejudicar o crescimento sustentável das FVF. A confiabilidade em longo prazo das estruturas flutuantes também é uma das preocupações existentes que, se não melhoradas, pode limitar a expansão da tecnologia.

Ma et al. (2021) apresentam uma revisão sobre as aplicações de usinas FVF, contendo as principais tecnologias emergentes, condições de seleção do local de instalação, os elementos de design da estrutura para máxima geração e as características gerais de diferentes tipos de estruturas. Diferentes tipos de estruturas de suporte flutuante no nível da água têm suas características próprias em termos de facilidade de instalação, conveniência para expansão, estabilidade estrutural e custo. A estrutura de módulo em forma de jangada mostra-se adequada para grandes usinas FVF devido à tecnologia de produção e modularização. Em termos de eficiência de geração, conservação de água e ambiente ecológico, as usinas FVF têm interações complexas

com o meio ambiente. Para proteção ambiental, corpos d'água artificiais são mais adequados para a construção de FVF do que lagos naturais. Segundo (AKSAMOVIC et al., 2022), para o pleno funcionamento de plantas FVF é necessário que o sistema opere em sua faixa ideal, por isso, é importante que o cabeamento, a estrutura flutuante, os módulos e conexões estejam em configuração adequada para diminuição das perdas inerentes ao processo. Os autores propõem uma análise das perdas no circuito CC em usinas FVF de grande porte (>1 MW), utilizando uma usina FVF de 3 MW. Com o objetivo de avaliar as perdas no circuito em relação ao tipo de cabeamento empregado, são propostas duas topologias: com dois tipos de cabeamento e com um único cabeamento. Para a topologia com dois tipos de cabeamento as perdas são inferiores a 0,55%, que aumentam com o aumento da potência dos inversores. Já para a topologia de um único cabeamento as perdas são maiores que 0,7%, que aumentam de forma mais rápida com o aumento da potência dos inversores em relação à topologia anterior.

Dobre et al. (2021) apresentam as principais estruturas e componentes para usinas FVF, com painéis rígidos ou flexíveis. Esses sistemas são classificados em quatro grupos principais em relação às suas estruturas de apoio: (1) matrizes inclinadas: necessitam de pontões rígidos; (2) submerso: pode ser instalado com ou sem pontão; (3) filme fino: não é necessário pontão forte como estrutura de suporte devido ao baixo peso dos módulos de filme fino e (4) uma abordagem utilizando módulos FV rígidos com acumulador de calor latente com materiais microencapsulados de mudança de fase que controlam a temperatura de operação dos módulos. Ainda é difícil apresentar uma estimativa de aplicação em grande escala dessas tecnologias emergentes, tendo em vista que existem alternativas com menor custo e maior confiabilidade no mercado. Outra dificuldade encontrada para expansão das usinas FVF está nas diferentes configurações e topologias, que são complexas e variam bastante de um cenário para outro, acarretando aumento nos custos de implantação e operação. Trapani e Millar (2014) apresentam o conceito e o design do arranjo FVF flexível de filme fino (T3F-PV), destinado à geração *offshore* em larga escala. Os autores observam que existem problemas previstos, principalmente a confiabilidade elétrica dos painéis, que estão propensos à absorção de água; porém, a presença da água pode levar a um resfriamento, que representa uma vantagem. A análise das condições de operação é realizada através de um protótipo em pequena escala em um período de 45 dias. Os dados obtidos constataam uma redução de 0,5% na eficiência elétrica devido a sedimentos oclusos nos módulos; em termos de redução da temperatura de operação, as análises mostram uma melhoria em torno de 5% da média da geração.

De acordo com (CLAUS e LÓPEZ, 2022), na última década vem se verificando uma notável expansão do mercado FVF devido às vantagens de eficiência energética e ocupação do solo que esses sistemas proporcionam. No entanto, a expansão FVF tem encontrado dificuldades no aproveitamento do potencial *offshore*, se limitando a aplicações em água doce, tanto pelas adversidades nas condições ambientais quanto pela falta de maturidade do setor. Os autores tratam do projeto FVF no meio marítimo, discutindo os principais aspectos da tecnologia e verificando a aplicabilidade no meio proposto. Xu e Welens (2022) analisam a interação dinâmica das ondas marítimas em estruturas poliméricas de acoplamento de módulos FVF em aplicações *offshore* em grande escala. Uma estrutura simulada analisa o comportamento de sistemas FVF em aplicações *offshore* diante de situações de estresse mecânico, e outra estrutura flutuante não submersa é modelada como um acoplamento não linear de vigas Euler Bernoulli–von Kármán (EBVK). Os dois cenários estudados levam em consideração estruturas flutuantes de grande escala do tipo pontão e estruturas do tipo membrana acoplada. Os autores ressaltam a importância das análises e simulações para aplicações de projetos estruturais em diferentes cenários, avaliando os efeitos das estruturas em condições de estresse mecânico para aplicações de FVF no mar.

3. METODOLOGIA

O primeiro passo da metodologia do presente manuscrito consiste na escolha de reservatórios do semiárido brasileiro, englobando os estados do Piauí (PI), Ceará (CE), Rio Grande do Norte (RN), Paraíba (PB), Pernambuco (PE), Alagoas (AL), Sergipe (SE), Bahia (BA) e Minas Gerais (MG); a escolha obedece aos seguintes critérios: (1) localização dentro das fronteiras do semiárido; (2) uso dos maiores reservatórios do semiárido, no máximo três por estado; (3) reservatórios com capacidade superior a 100 hm³; (4) pelo menos um reservatório por estado, obedecendo aos critérios anteriormente definidos e (5) reservatórios com dados de cota disponíveis no portal da Agência Nacional de Águas (ANA). Os reservatórios escolhidos estão apresentados na Figura 1, adaptada de Sudene (2017).

A metodologia utiliza a classificação de capacidade de armazenamento de reservatórios proposta por (GÜNTNER e BRONSTERT, 2004), sendo os níveis 1, 2 e 3 inferiores a 100 hm³; com isso analisamos 14 reservatórios, de classificação 4 (100-1000 hm³) e 5 (>1000 hm³). O procedimento metodológico de dimensionamento de plantas FVF em açudes do semiárido proposto em Reges et al. (2022) é aplicado aos reservatórios escolhidos; a metodologia se dá em quatro etapas: (1) Obtenção de dados históricos de reservatórios em região se-

miárida; (2) Construção das curvas de permanência (CP) referentes à área inundada dos açudes; (3) Definição dos níveis de confiabilidade e condições limite para a determinação da área da planta FVF; (4) Determinação da capacidade instalada da planta FVF e produção mensal de eletricidade usando os valores mensais de produtividade FV de cada açude.

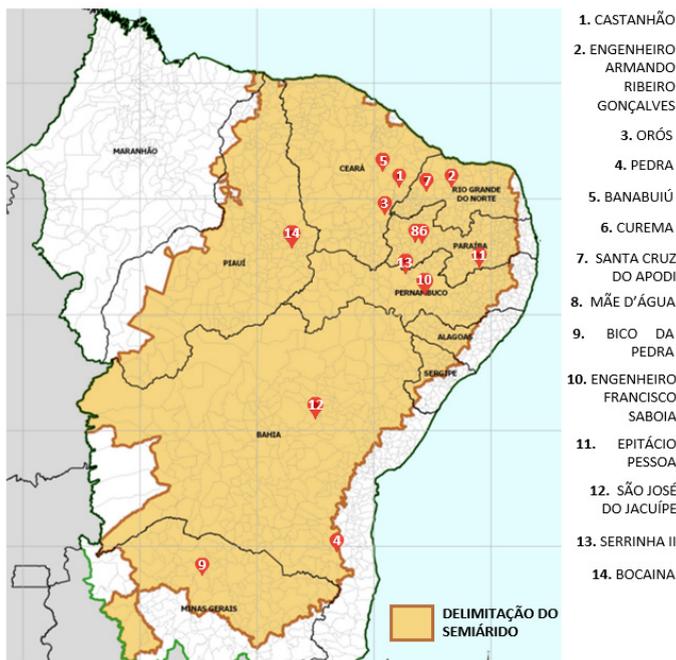


Figura 1 - Reservatórios selecionados no estudo

De acordo com Reges et al. (2022), no caso de não haver disponibilidade de dados, para a determinação da área inundada dos reservatórios é necessária a utilização de regressão polinomial a partir dos valores de vazão. No presente estudo, como são considerados apenas reservatórios de classificação 4 e 5, estes dados estão disponíveis no portal do Sistema Nacional de Informações sobre Recursos Hídricos (SNIRH), que é base para disponibilização das informações sobre águas no Brasil, administrado pela ANA; assim, fica descartado o uso da regressão polinomial.

3.1 Obtenção, tratamento e visualização dos dados

Os principais dados para o presente estudo são a relação Cota-Área-Volume (CAV) histórica. Os dados de cota e volume são obtidos do portal de dados históricos da ANA, e os dados de área são encontrados no portal de metadados do SNIRH. O período definido no momento da extração dos dados é de 2001-2021, no entanto os reservatórios possuem períodos diferentes de disponibilidade de dados. Por tanto, é considerada a quantidade de meses disponíveis para cada reservatório. A Tabela 1 (ANA, 2022) mostra o conjunto de dados obtidos para os reservatórios estudados a partir das duas fontes mencionadas.

Tabela 1 – Conjunto de dados obtidos para os reservatórios estudados

Nº	Reservatório - (Classificação)	Capacidade (hm³)	Período (meses)	Cota (m)		Volume (hm³)		Área (km²)	
				C _{máx}	C _{mín}	V _{máx}	V _{mín}	A _{máx}	A _{mín}
01	Castanhão CE - (5)	6.700,00	2003-2019 (202)	105,61	17,18	6.542,08	139,52	421,58	22,06
02	Engenheiro Armando Ribeiro Gonçalves RN - (5)	2.373,07	2001-2019 (219)	57,72	35,06	2.263,20	286,35	176,44	46,64
03	Orós CE - (5)	1.940,00	2001-2019 (220)	199,31	179,42	1.875,46	0,00	193,47	25,27
04	Pedra BA - (5)	1.640,00	2012-2019 (86)	219,14	210,19	904,00	422,00	65,68	40,80
05	Banabuiú CE - (5)	1.601,00	2001-2019 (220)	142,50	101,15	1.407,09	1,29	118,18	2,49
06	Curema, PB - (4)	744,14	2012-2019 (86)	236,91	133,16	369,58	14,93	35,20	3,27
07	Santa Cruz do Apodi RN - (4)	599,71	2018-2019 (14)	79,24	76,48	151,97	114,09	14,89	13,59
08	Mãe D'água PB - (4)	545,02	2004-2019 (181)	243,36	110,35	275,91	17,51	47,57	4,42
09	Bico da Pedra MG - (4)	529,59	2001-2019 (220)	551,60	533,04	491,79	45,64	39,39	9,03
10	Engenheiro Francisco Sabeia PE - (4)	504,00	2009-2019 (120)	434,38	411,39	469,31	7,66	52,97	1,41
11	Epitácio Pessoa PB - (4)	466,53	2001-2019 (218)	377,53	359,56	397,26	35,51	41,98	7,68
12	São José do Jacuípe BA - (4)	357,00	2012-2019 (85)	372,42	365,39	55,20	11,83	9,44	2,94
13	Serrinha II PE - (4)	311,08	2006-2019 (158)	394,85	379,38	304,64	11,66	43,51	4,06
14	Bocaina PI - (4)	106,00	2015-2018 (51)	260,95	255,30	34,13	15,51	2,52	1,13

Os valores históricos das áreas dos reservatórios são representados na Figura 2 a fim de identificar o comportamento de cada um ao longo do período considerado.

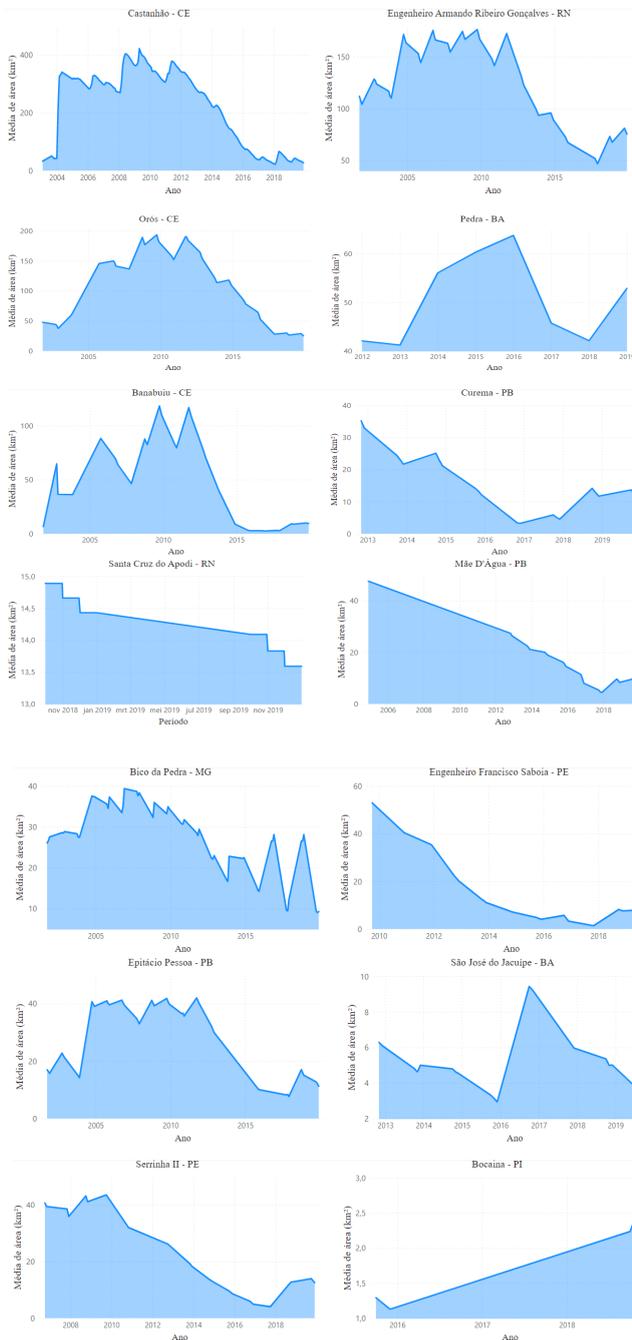


Figura 2 – Histórico de área dos reservatórios do semiárido considerados

Considerando comportamentos semelhantes, os reservatórios Eng. Armando Ribeiro Gonçalves- RN, Orós - CE, Banabuiú – CE e Epitácio Pessoa – PB, com períodos de dados entre 218 e 220 meses, tiveram uma redução de área e volume a partir de 2011, com a redução das chuvas sendo considerada um alerta em relação ao consumo de água nessas localidades. Nos reservatórios Bico da Pedra - MG, São José do Jacuípe - BA e Bocaina - PI houve a elevação na área devido a uma maior quantidade de chuvas entre 2016 e 2018. Dessa forma, verifica-se que o semiárido brasileiro tem suas particularidades e variações meteorológicas locais.

Após a extração de dados e análise gráfica das áreas, é realizado o tratamento dos dados extraídos do portal da ANA e do SNI-RH. O tratamento utiliza a linguagem de programação Python: (1) As informações de ambas as fontes são compiladas em uma tabela, por reservatório, contendo os dados relevantes para o presente estudo; (2) São retiradas informações duplicadas ou irrelevantes da tabela, assim como as linhas com valores em branco ou de cota nula; (3) Por fim, é gerado um conjunto de dados para cada reservatório com as seguintes informações: reservatório, capacidade, data, cota, volume e área.

A partir dos dados de cada reservatório, é possível obter as informações necessárias para a geração das curvas CAV e o desenvolvimento das próximas etapas da metodologia aplicada. A relação CAV é componente básico para a definição de regras operacionais de reservatórios, de análises de disponibilidade e demanda, de modelos de otimização e de sistemas de suporte à decisão (SSD) dentro da bacia hidrográfica, segundo (MATOS, 2012). As curvas CAV para cada um dos reservatórios estão apresentadas na Figura 3, mostrando a relação cota-área, em azul, e volume-cota, em laranja; as linhas pontilhadas representam a curva de suavização dos dados. As curvas CAV apresentadas visam validar se os dados de ambas as fontes, quando unificados, são complementares.

As curvas da Figura 3 mostram o comportamento característico de uma curva CAV, com área e volume crescendo com a cota. A maioria dos reservatórios apresenta um comportamento logaritmo entre cota-área e cota-volume. No caso dos reservatórios Bocaina, São José Jacuípe, Santa Cruz do Apodi e Pedra o comportamento logaritmo não fica tão claro; segundo a Tabela 1, esses são reservatórios com uma menor quantidade de dados disponíveis, o que explica o vazio nas curvas de suavização.

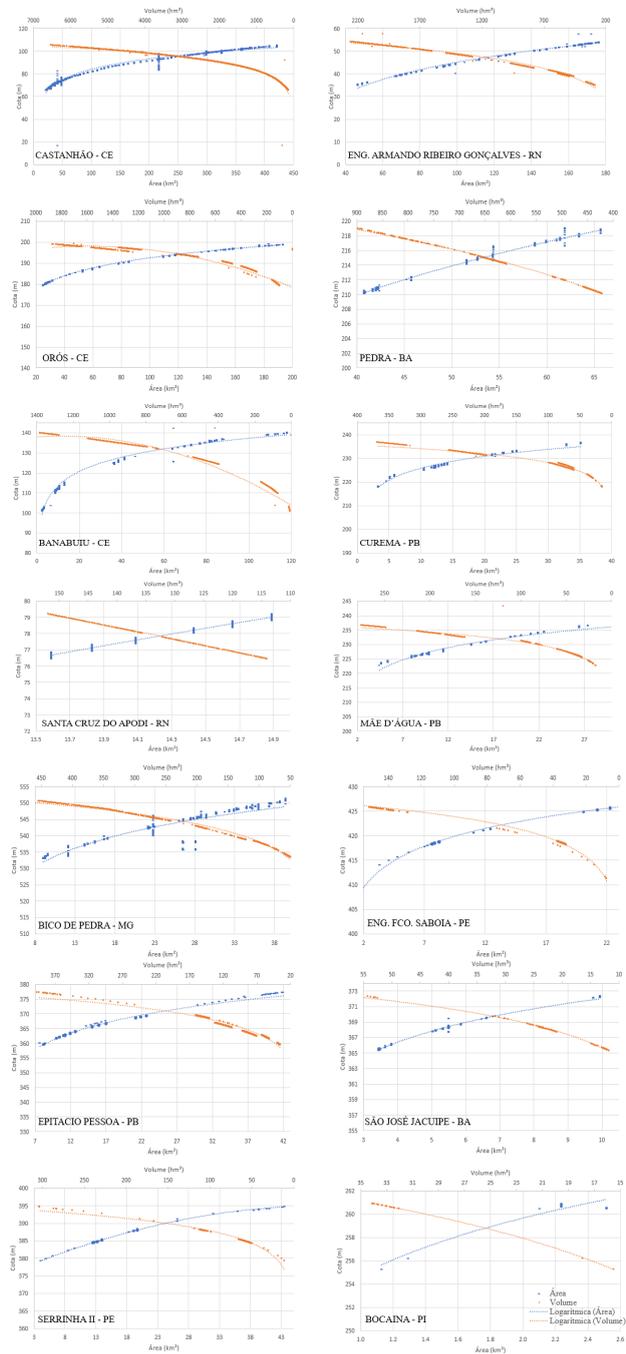


Figura 3 – Curvas CAV dos reservatórios do semiárido considerados

3.2 Curva de permanência (CP)

De acordo com (VOGEL e FENNESSEY, 1994), a CP é uma característica fluviométrica definida como a relação entre a magnitude e a frequência de vazões diárias, semanais, mensais (ou outro intervalo de tempo) para uma bacia hidrográfica, fornecendo uma estimativa da porcentagem do tempo que uma dada vazão é igualada ou excedida num período histórico. Seu primeiro uso é atribuído a Clemens Herschel, por volta de 1880, e desde então tem sido amplamente utilizada para estabelecer rentabilidade econômica para empreendimentos hidroenergéticos.

Os dados de área inundada são fundamentais para determinação da capacidade instalada de uma planta FVF. Desta forma, é empregada uma adaptação do modelo de (VOGEL e FENNESSEY, 1994), utilizando os dados de área inundada ao invés dos dados de vazões diárias para elaboração das CPs dos reservatórios do semiárido considerados; além disso, é considerada a função percentil para o levantamento da curva. De acordo com a estatística descritiva, essa função é capaz de dividir uma amostra de dados em cem partes com os dados em ordem crescente, cada um com um percentual de dados aproximadamente igual. Sendo assim, essa função corresponde à frequência cumulativa dos valores ordenados, onde os valores de permanência dos reservatórios podem ser encontrados através da função complementar dos percentis.

A CP de área relaciona os valores de áreas inundadas por reservatório com os níveis de confiabilidade, ou seja, traça a probabilidade de se ter áreas inundadas iguais ou maiores de acordo com os metadados analisados em cada reservatório. Com isso, a partir da análise da forma da CP, é possível entender o regime hidrológico dos reservatórios. A declividade da curva demonstra a variabilidade do reservatório, uma menor declividade aponta que o reservatório é mais naturalmente regular ao longo do tempo e sua variabilidade é menor.

3.3 Determinação dos níveis de confiabilidade

O nível de confiabilidade do presente estudo é determinado considerando um cenário em que as condições propostas para a área da planta FVF não sejam extremas: áreas muito pequenas, com alta permanência, ou áreas muito grandes, com baixa permanência. Sendo assim, é proposto o nível de confiabilidade de 80% para esse estudo: em 80% do tempo o reservatório permanece com uma determinada área inundada e, portanto, com a capacidade proposta de geração da planta FVF.

Conforme apresentado na Figura 4, as CPs dos reservatórios

selecionados possuem características bem diferentes. Alguns reservatórios possuem a declividade da curva bem suave, como é o caso do Castanhão, que possui uma maior regulação natural hídrica; outros reservatórios têm uma declividade bem acentuada, como é o caso de Pedra, com uma rápida variação decrescente de permanência com o aumento da área inundada. Há também reservatórios que permanecem com a área inundada máxima em apenas 10% do tempo; há aqueles, em que na maior parte do tempo, permanecem com áreas inferiores a 50% da área total inundada.

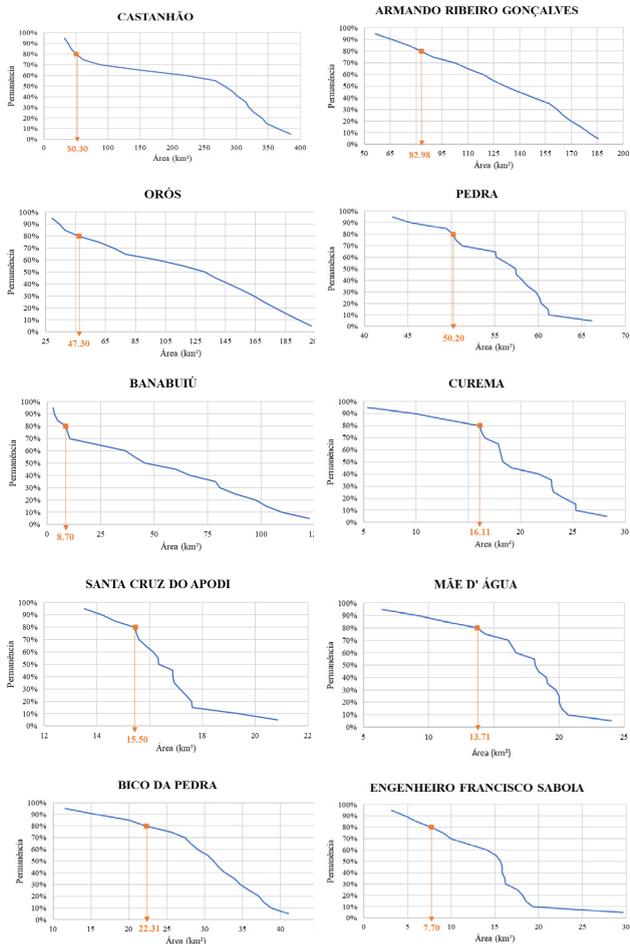


Figura 4 – CPs dos reservatórios, com nível de confiabilidade de 80%

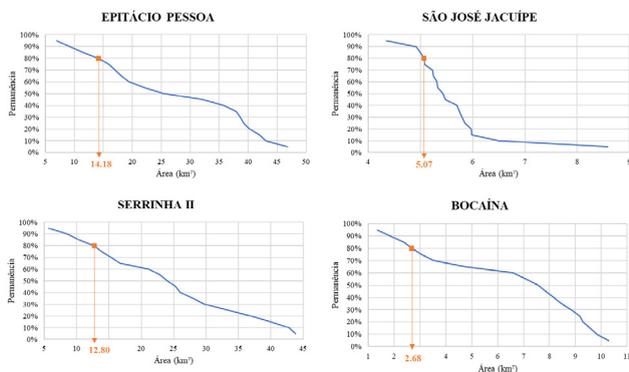


Figura 4 – CPs dos reservatórios, com nível de confiabilidade de 80% (cont.)

4. CENÁRIO DE GERAÇÃO ELÉTRICA

Seguindo a metodologia escolhida, após a obtenção dos dados históricos e a escolha dos níveis de confiabilidade, estima-se o cenário de geração de eletricidade anual. Para isso, é calculada a área disponível para 80% de confiabilidade, seguindo a recomendação de (STRANGUETO, 2016) de reservar 34% da área disponível da planta para o espaço entre os flutuadores, visando a movimentação de técnicos. Dois módulos FV são escolhidos: CS6P-265P, com 265 Wp e 1,6 m², utilizado na usina FVF de Sobradinho da CHESF, e RSM144-6-380M, com 380 Wp e 1,99 m², instalado na usina FVF em Furnas. Com esses dados é definida a quantidade de módulos a serem instalados e, conseqüentemente, a potência; em seguida, utilizando os dados de produtividade diária (kWh/kWp/dia) obtidos em INFO ENERGYDATA (2021), pode-se estimar a geração elétrica anual para cada reservatório.

Os cenários de geração FVF para os reservatórios estão representados na Tabela 2, na qual a geração anual estimada é comparada com o consumo anual de energia elétrica dos estados em 2020, de acordo com (FERREIRA et al., 2022), (EPE, 2021): CE (11,9 TWh), RN (6,26 TWh), BA (24,9 TWh), PB (5,6 TWh), PE (14,15 TWh), PI (3,7 TWh) e MG (55,7 TWh). No CE a energia elétrica gerada com três reservatórios chega a 153% do consumo no estado no caso 1 e a 175% no caso 2. Para os reservatórios do RN, a geração somente no Açude Eng. Armando Ribeiro Gonçalves é 227% do consumo anual. Para a BA, a eletricidade gerada em duas barragens chega a 39%, no

caso 1, e 45%, no caso 2, do total consumido no estado. Para a PB, a geração de três barragens em relação ao consumo chega a 135% no caso 1 e a 156% no caso 2. Para MG, a geração chega a 7%, no caso 1, e a 8%, no caso 2, do consumo em 2020. Para PE, a eletricidade gerada em duas barragens chega a 25% no caso 1 e a 29% no caso 2. Para o PI, a geração chega a 12%, no caso 1, e 14%, no caso 2 do consumo. A Figura 5 compara as capacidades instaladas FVF por reservatório, em cada caso.

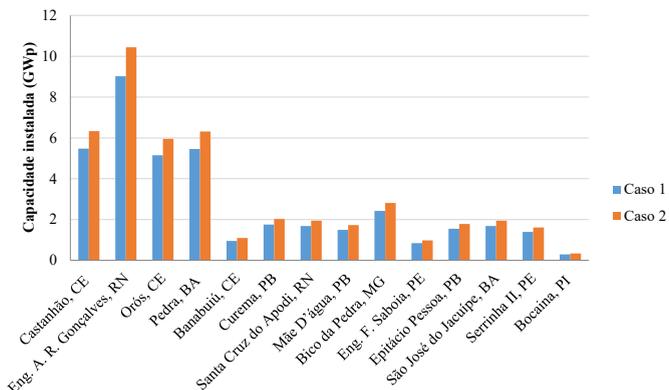


Figura 5 – Capacidade instalada: Caso 1 (módulos de 265 Wp) e 2 (módulos de 380 Wp)

Tabela 2 - Geração anual FVF estimada em comparação com o consumo anual dos estados do semiárido

Reservatório (Classificação)	Área (80% de confiabilidade (km²))	Área para os módulos FV (km²)	Caso 1 (módulos de 265 Wp)				Caso 2 (módulos de 380 Wp)			
			Nº de módulos	Capacidade (GWp)	Geração (GWh/Ano)	% do consumo estadual	Nº de módulos	Capacidade (GWp)	Geração (GWh/Ano)	% do consumo estadual
Castanhão, CE - (5)	50,30	33,19	20646	5,47	8578,82	72%	16658	6,33	9925,31	83%
Eng. A. R. Gonçalves, RN - (5)	82,98	54,76	34059	9,03	14205,11	227%	27480	10,44	16434,67	263%
Orós, CE - (5)	47,30	31,21	19415	5,14	8109,01	68%	15664	5,95	9381,76	78%
Pedra, BA - (5)	50,18	33,11	20597	5,46	7452,56	30%	16618	6,31	8622,27	35%
Banabulú, CE - (5)	8,72	5,75	3590	0,95	1461,01	12%	2888	1,10	1690,32	14%
Curema, PB - (4)	16,10	10,62	6609	1,75	2855,04	51%	5332	2,03	3303,16	59%
Santa Cruz do Apodi, RN - (4)	15,45	10,19	6345	1,68	2689,80	43%	5117	1,94	3111,98	50%
Mãe D'água, PB - (4)	13,71	9,04	5628	1,49	2453,43	44%	4540	1,73	2838,51	51%
Bico da Pedra, MG - (4)	22,30	14,71	9153	2,43	3820,35	7%	7384	2,81	4419,97	8%

Tabela 2 - Geração anual FVF estimada em comparação com o consumo anual dos estados do semiárido (cont.)

Reservatório (Classificação)	Área (80% de confiabilidade (km ²))	Área para os módulos FV (km ²)	Caso 1 (módulos de 265 Wp)				Caso 2 (módulos de 380 Wp)			
			Nº de módulos	Capacidade (GWp)	Geração (GWh/Ano)	% do consumo estadual	Nº de módulos	Capacidade (GWp)	Geração (GWh/Ano)	% do consumo estadual
Eng. Francisco Saboia, PE - (4)	7,74	5,10	3177	0,84	1328,22	9%	2563	0,97	1536,69	11%
Eptitácio Pessoa, PB - (4)	14,17	9,35	5816	1,54	2255,39	40%	4692	1,78	2609,38	47%
São José do Jacuípe, BA - (4)	15,45	10,19	6342	1,68	2312,26	9%	5117	1,94	2675,18	11%
Serrinha II, PE - (4)	12,76	8,42	5238	1,39	2175,34	15%	4226	1,61	2516,77	18%
Bocaina, PI - (4)	2,68	1,76	1100	0,29	453,30	12%	888	0,34	524,44	14%

5. CONCLUSÕES

O presente artigo analisa o potencial impacto da geração de plantas FVF em reservatórios, com a geração anual estimada sendo comparada com o consumo anual de energia elétrica dos estados, em 2020. Para escolha dos reservatórios utiliza-se como premissa a classificação de porte hídrico e disponibilidade de dados hidrológicos, de modo que sejam selecionados até no máximo três reservatórios por estado. Na abordagem metodológica é realizada uma análise de Cota-Área-Volume (CAV), com uma base histórica de 2001-2021, da qual é observada uma relação logarítmica entre cota-área e cota-volume. Através das curvas de permanência (CP) é determinada a capacidade de plantas FVF na superfície dos reservatórios com uso de um nível de confiabilidade, que no estudo é considerado de 80%.

O potencial de geração FVF é calculado para dois cenários, considerando módulos de 265 Wp e 380 Wp e, posteriormente comparado com o consumo dos estados. Para o CE a perspectiva de geração é de 18,15 TWh no cenário 1 e 20,99 TWh para o cenário 2, para o RN a geração é de 16,89 TWh no cenário 1 e 19,54 TWh para o cenário 2, para a BA a geração é de 9,76 TWh no cenário 1 e 11,29 TWh para o cenário 2, para a PB a geração é de 7,56 TWh para o cenário 1 e 8,75 para o cenário 2, para PE a geração é de 3,50 TWh para o cenário 1 e 4,05 TWh para o cenário 2, para o PI a geração é de 0,45 TWh para o cenário 1 e 0,52TWh para o cenário 2, e para MG a geração é de 3,82 TWh no cenário 1 e 4,41 TWh no cenário 2. Considerando a participação desta geração no consumo de eletricidade de cada estado, o percentual varia de forma significativa, função principalmente da área calculada para os módulos FV e do nível de consumo estadual. O reservatório Eng. Armando Ribeiro Gonçalves apresenta os maiores valores percentuais: 227% e 263% do consumo do RN para os casos

1 e 2, respectivamente; os menores valores percentuais são encontrados no reservatório Bico da Pedra: 7% e 8% do consumo de MG para os casos 1 e 2, respectivamente.

Os resultados encontrados através da metodologia apresentada podem ser usados para auxiliar as políticas energéticas dos estados mencionados, identificando projetos prioritários para financiamento. Assim, o planejamento energético estadual pode ser incrementado com a identificação de reservatórios mais viáveis para a instalação de plantas FVF, contribuindo para o desenvolvimento regional. Como resultado, plantas FVF em reservatórios do semiárido brasileiro, além de propiciar uma alternativa de geração limpa e sustentável, podem suprir total ou parcialmente a demanda elétrica de seus respectivos estados.

Dentre os principais benefícios de utilizar reservatórios para instalação de plantas FVF se destacam:

- a. Redução da evaporação da água dos reservatórios, contribuindo para a segurança do armazenamento hídrico de regiões semiáridas;
- b. Redução da necessidade de utilização de novas áreas de terras habitáveis e produtivas para a instalação de plantas FV;
- c. Redução da necessidade de limpeza da sujeira devido à poluição por poeira sobre os módulos FV;
- d. Aumento da geração devido ao resfriamento dos painéis FV pela proximidade com a água;
- e. Potencial turístico, considerando que as plantas FVF atraem turistas e recursos para a comunidade local.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABID, M. et al. Prospects of floating photovoltaic technology and its implementation in Central and South Asian Countries. *International Journal of Environmental Science and Technology*, v. 16, n. 3, p. 1755-1762, 2019.

ABSOLAR (org.). Panorama do solar fotovoltaico no Brasil e no mundo. 2022. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>. Acesso em: 02 nov. 2022.

AKŠAMOVIĆ, Abdulah et al. DC Cabling of Large-Scale Photovoltaic Power Plants. *Applied Sciences*, v. 12, n. 9, p. 4500, 2022.

ANA (AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS). SAR – Sistema de acompanhamento de reservatórios. 2022. Disponível em: <https://www.ana.gov.br/sar/>. Acesso em: 16 out. 2022.

BUSSON, Bruna et al. Experimental assessment and modeling of a floating photovoltaic module with heat bridges. *IEEE Latin America Transactions*, v. 19, n. 12, p. 2079-2086, 2021.

CAVALCANTE, Yuri de Sousa. Análise do potencial de plantas fotovoltaicas flutuantes em açudes do Ceará. 90 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Curso de Engenharia Elétrica). Universidade Federal do Ceará. Fortaleza, 2018

CHENG, Yiben et al. Is annual recharge coefficient a valid concept in arid and semi-arid regions? *Hydrology and Earth System Sciences*, v. 21, n. 10, p. 5031-5042, 2017.

CLAUS, R.; LÓPEZ, M. Key issues in the design of floating photovoltaic structures for the marine environment. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 164, p. 112502, 2022.

DAS NEVES, Carlos Eduardo Teixeira et al. Análise Dos Índices De Mérito De Sistemas Fotovoltaicos Flutuantes Em Ambientes Distintos: Solo E Flutuante. In: Congresso Brasileiro de Energia Solar-CBENS. 2022.

DOBRE, Leonard Cătălin; ȚURCANU, Alexandru; CRĂCIUNESCU, Aurelian. Floating Photovoltaic Power Plants. In: 2021 12th International Symposium on Advanced Topics in Electrical Engineering (ATEE). IEEE, 2021. p. 1-4.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2021 ano base 2020. Rio de Janeiro: EPE, 2021.

FARRAR, Lewis W. et al. Floating solar PV to reduce water evaporation in water stressed regions and powering water pumping: Case study Jordan. *Energy Conversion and Management*, v. 260, p. 115598, 2022.

FERREIRA, G. et al. Análise do consumo e geração de eletricidade dos estados nordestinos entre 2006 e 2020. *Revista Brasileira de Energia*, v. 28, n 1, p. 125-160, 2022. [DOI: 10.47168/rbe.v28i1.653]

FREITAS, Breno Bezerra et al. Scenarios for Ceará's electricity Generation matrix in 2050. *Ciência e Natura*, v. 42, p. 63, 2020.

GIORDANI, Soraia et al. Aspectos ambientais, de licenciamento e avaliação do potencial de implantação de usinas fotovoltaicas flutuantes no estado do Paraná. In: Congresso Brasileiro de Energia Solar-CBENS. 2022.

GOEL, Ayush; YADAV, Deepanshu; KESARI, J. P. Floating solar photovoltaic system. *International Research Journal of Modernization in Engineering Technology and Science*, v. 4, n. 4, 2022.

GÜNTNER, Andreas; BRONSTERT, Axel. Representation of landscape variability and lateral redistribution processes for large-scale hydrological modelling in semi-arid areas. *Journal of Hydrology*, v. 297, n. 1-4, p. 136-161, 2004.

IEA, Solar PV power generation in the Net Zero Scenario, 2010-2030, IEA, Paris. IEA. License: CC BY 4.0, 2022. Disponível em: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/solar-pv-power-generation-in-the-net-zero-scenario-2010-2030>. Acesso em: 27 out. 2022.

INFO ENERGYDATA. Global solar atlas. 2021. Disponível em: <https://globalsolaratlas.info/map?c=11.609193,8.4375,3>. Acesso em: 02 nov, 2022.

LOPES, Mariana Padilha Campos et al. Technical potential of floating photovoltaic systems on artificial water bodies in Brazil. *Renewable Energy*, v. 181, p. 1023-1033, 2022.

MA, Chao; WU, Runze; SU, Hui. Design of floating photovoltaic power plant and its environmental effects in different stages: A review. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, v. 13, n. 6, p. 062701, 2021.

MACÊDO, R. D. O. L. J. Avaliação do potencial para geração de energia renovável nas barragens Armando Ribeiro Gonçalves e Gargalheiras - RN. 2022. 37f. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Geografia). Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2022

MATOS, A. J. S. Melhorias qualitativas na modelagem de levantamentos batimétricos em reservatórios por meio da ferramenta computacional CAV-NH. 2012. Tese de Doutorado. Universidade de São Paulo.

MITTAL, Divya; SAXENA, Bharat Kumar; RAO, K. V. S. Floating solar photovoltaic systems: An overview and their feasibility at Kota in Rajasthan. In: 2017 international conference on circuit, power and computing technologies (ICCPCT). IEEE, 2017. p. 1-7.

PAŠALIĆ, Sedir; AKŠAMOVIĆ, Abdulah; AVDAKOVIĆ, Samir. Floating photovoltaic plants on artificial accumulations—Example of Jablanica Lake. In: 2018 IEEE international energy conference (ENERGYCON). IEEE, 2018. p. 1-6.

PORTO, Yorrana Coutinho et al. Viabilidade técnica para implantação de um sistema solar fotovoltaico flutuante em um reservatório do semi-árido brasileiro. *Revista Tecnologia*, v. 38, n. 2, 2017.

POURAN, Hamid M. et al. Environmental and technical impacts of floating photovoltaic plants as an emerging clean energy technology. *Is-science*, v. 25, n. 11, p. 105253, 2022.

RAJAUD, Amélie ; NOBLET-DUCOUDRÉ, Nathalie de. Tropical semi-arid regions expanding over temperate latitudes under climate change. *Climatic Change*, v. 144, n. 4, p. 703-719, 2017.

RAVICHANDRAN, N.; PANNEERSELVAM, B. Floating photovoltaic system for Indian artificial reservoirs—an effective approach to reduce evaporation and carbon emission. *International Journal of Environmental Science and Technology*, v. 19, n. 8, p. 7951-7968, 2022.

RAVICHANDRAN, Nagananthini; FAYEK, Hady H.; RUSU, Eugen. Emerging floating photovoltaic system—Case studies high dam and Aswan reservoir in Egypt. *Processes*, v. 9, n. 6, p. 1005, 2021.

REGES, Jonas Platini et al. Sizing Methodology of Floating Photovoltaic Plants in Dams of Semi-Arid Areas. *Journal of Solar Energy Engineering*, v. 144, n. 4, p. 041003, 2022. [DOI: 10.1115/1.4052959]

RELLA, Ricardo. Energia fotovoltaica no Brasil. *Revista de Iniciação Científica*, v. 15, n. 1, p. 28-38, 2017.

SANTOS, Fernando Roberto dos et al. Effects of a floating photovoltaic system on the water evaporation rate in the Passaúna reservoir, Brazil. *Energies*, v. 15, n. 17, p. 6274, 2022.

SIQUEIRA, Daniel Carlos Santos de; ALMEIDA SOUSA, Vinicius Davi de; SILVA LESS, Diani Fernanda de. Sistema fotovoltaico flutuante, principais entraves e desafios de implantação no Brasil: uma revisão de literatura. *Research, Society and Development*, v. 11, n. 1, p. e45311125084-e45311125084, 2022. O TÍTULO NÃO É EM INGLÊS?

SOUSA, Nararaly Pereira de. Avaliação e análise da instalação de uma usina solar fotovoltaica flutuante no açude Rosário do município de Lavras da Mangabeira-CE. 44f. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Ambiental). Universidade Federal de Campina Grande, Pombal, Paraíba, Brasil, 2022.

STRANGUETO, Karina Maretti. Estimativa do potencial brasileiro de produção de energia elétrica através de sistemas fotovoltaicos flutuantes em reservatórios de hidroelétricas. 147f. Tese de doutorado (Curso de Engenharia Mecânica). Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP, 2016.

SUDENE. Resoluções do Conselho Deliberativo da Sudene de nº 107, de 27/07/2017 e de nº 115, de 23/11/2017. 2017.

TARIGAN, Elieser. Simulation of the floating pv system to supply electricity demand for the city of Surabaya, Indonesia. In: 2021 6th International Conference on Renewable Energy: Generation and Applications (ICREGA). IEEE, 2021. p. 48-53.

TRAPANI, Kim; MILLAR, Dean L. The thin film flexible floating PV (T3F-PV) array: The concept and development of the prototype. *Renewable Energy*, v. 71, p. 43-50, 2014.

VOGEL, Richard M.; FENNESSEY, Neil M. Flow-duration curves. I: New interpretation and confidence intervals. *Journal of Water Resources Planning and Management*, v. 120, n. 4, p. 485-504, 1994.

XIAO, Yanli et al. Investment risk evaluation of inland floating photovoltaic power plants in China using the HFLTS–TFN method. *Clean Energy*, v. 5, n. 3, p. 536-550, 2021.

XU, Pengpeng; WELLENS, Peter R. Theoretical analysis of nonlinear fluid–structure interaction between large-scale polymer offshore floating photovoltaics and waves. *Ocean Engineering*, v. 249, p. 110829, 2022.

YOUSUF, Hasnain et al. A review on floating photovoltaic technology (FPVT). *Current Photovoltaic Research*, v. 8, n. 3, p. 67-78, 2020.

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).

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.
- Os nomes dos autores **NÃO** devem ser abreviados, e as respectivas informações como instituição 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.

