

revista brasileira de  
**ENERGIA**



Sociedade Brasileira de  
Planejamento Energético

Volume 30, Nº 4, 4º Trimestre de 2024

**Diagramação**

Kelly Fernanda dos Reis

**Revisão**

Arnaldo Walter

**Revista Brasileira de Energia  
Vol. 30 - nº4**

Itajubá, 2024 - SBPE

Editor: Arnaldo Walter  
143 p.

1 - Energia - artigos

2 - Publicação científica

ISSN: 2317-6652

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

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: Juliana Klas

Vice-Presidente: Amaro Olimpio Pereira Junior

Diretora de Eventos: Sayonara Andrade Eliziario

Diretor de Publicações: Roberto Akira Yamachita

Diretor Administrativo: Arnaldo Cesar da Silva Walter

### **Conselho Fiscal**

Liane Ludwig Loder

Marcos Vinícius Xavier Dias

Edson da Costa Bortoni

### **Conselho Consultivo**

Afonso Henriques Moreira Santos

Célio Bermann

Edmilson Moutinho dos Santos

Ivan Marques de Toledo Camargo

Jamil Haddad

José Roberto Moreira

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](mailto:exec@sbpe.org.br)

Os artigos podem ser enviados por meio do site da SBPE

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

# ESTATÍSTICAS

## Tempo para tomada de decisões

A Revista Brasileira de Energia (RBE) vem apresentando estatísticas relativas ao processamento das submissões desde o primeiro número publicado em 2022. Com os procedimentos gerenciais implantados em outubro de 2020 foi possível reduzir o tempo para a avaliação dos artigos e tomada de decisões.

Por conta das pendências então existentes, para o conjunto de submissões analisadas desde outubro de 2020 o tempo médio de tomada de decisão é longo – 194 dias. O número de dias é contado da data de submissão até a data da decisão editorial final – aceitação ou rejeição –, e nessa avaliação não estão sendo considerados os artigos publicados em números especiais e tampouco os artigos de autores convidados.

Já para as submissões que ocorreram a partir de outubro de 2020, portanto, excluindo dos resultados as pendências que existiam até então, o tempo médio de tomada de decisão é de 130 dias, sendo de 154 dias para os artigos aceitos.

O compromisso da RBE é ter o tempo de tomada de decisão abaixo de 150 dias, e isso tem ocorrido há várias publicações: na média, o tempo médio de tomada de decisões tem se mantido abaixo de 150 dias desde o primeiro número publicado em 2022. Entretanto, a RBE segue trabalhando para melhorar seus resultados.

## 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>). Desde março de 2018 a plataforma OJS registra o número de consultas a *abstracts* e os *downloads* dos artigos publicados.

Em sete anos houve quase 245 mil *downloads* de artigos publicados; o levantamento aqui apresentado foi feito na terceira semana de abril de 2025. 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.

Em adição, utilizando a plataforma Google Acadêmico, em abril de 2025 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 dentre os já publicados; monitoramento a partir de 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	11.524
Dimensionamento de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica: Estudo de caso do sistema de Tubarão – SC	Osvaldo L. S. Pereira e Felipe F. Gonçalves	2008	v. 14 n. 01	8.187
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	7.846
<i>Investment analysis for wind energy projects</i>	Wagner Sousa de Oliveira e Antônio Jorge Fernandes	2013	v. 19 n.02	7.597
Política e gestão ambiental: conceitos e instrumentos	Alessandra Magrini	2011	v. 08 n. 01	4.598

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

Título	Autores	Ano	Volume e número	Número de downloads
Bioenergia no Brasil: onde estamos e quais nossos horizontes	Luiz Augusto Horta Nogueira, Rafael Capaz, Electo Silva Lora	2021	v. 27, n. 3	2.477
Emissões de gases de efeito estufa no setor de energia, no Brasil	Arnaldo Walter	2021	v. 27, n. 3	2.191
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	1.743
Validação de dados de vento da reanálise ERA5-LAND para estimativa de potencial eólico no Estado do Rio de Janeiro	Rose Angela Hilda Wanzeler Braga, Eliane Barbosa Santos, Matheus Ferreira de Barros	2021	v. 27 n. 04	1.331
(In)Justiça energética: definição conceitual, parâmetros e aplicabilidade no caso do Brasil	Vinicius Eduardo Ribas, André Felipe Simões	2020	v. 26 n. 04	1.283

Tabela 3 - Artigos com mais citações acadêmicas; levantamento feito com uso do Google Acadêmico na última semana de abril de 2025

Título	Autores	Ano	Volume e número	Número de citações
Energia solar fotovoltaica	Oswaldo Soliano Pereira, Ricardo Ruther	2021	v. 27 n.03	184
Principais subprodutos da agroindústria canavieira e sua valorização	Luís Cortez, Paulo Magalhães e Júlio Happ	1992	v. 02 n.02	147
Política e gestão ambiental: conceitos e instrumentos	Alessandra Magrini	2001	v. 08 n. 01	113
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	71
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	38
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
Dimensionamento de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica: Estudo de caso do sistema de Tubarão – SC	Oswaldo L. S. Pereira, Felipe F. Gonçalves	2008	v. 14 n. 01	37
Mudança institucional e inovação na indústria brasileira de petróleo	André Tosi Furtado	2002	v. 09 n. 01	32
Planejamento energético: Necessidade, objetivo e metodologia	Sérgio Valdir Bajay	1989	v. 01 n. 01	29
Impactos ambientais de reservatórios e perspectivas de uso múltiplo	Cruz Castro H., Fabrizzo M. P	1995	v. 04 n. 01	27

O Comitê Editorial da RBE agradece a contribuição de todos os autores.

**Arnaldo Walter**

Editor Responsável - Revista Brasileira de Energia

## EDITORIAL

Este é o quarto número do volume 30, de 2024, da Revista Brasileira de Energia (RBE). Desde o primeiro fascículo publicado em 2022 (Vol. 28, nº 1) estão sendo apresentadas estatísticas dos tempos de processamento das submissões, bem como dos registros de acesso às publicações. São indicados os artigos mais acessados desde 2018, quando o monitoramento começou a ser feito, assim como os artigos mais acessados entre os publicados após 2020 (inclusive). Também são apresentados os resultados do levantamento de citações acadêmicas, entre todos os artigos já publicados pela RBE.

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.

O artigo de Gabriela Tsukamoto Mukai e coautores analisa os impactos da Lei 14.300, de 2022, que alterou o sistema de compensação no contexto da geração elétrica solar fotovoltaica conectada à rede.

A contribuição de Ana Cláudia Pinto Ferraz e Ivan Felipe Silva dos Santos é sobre o emprego de sistemas hidrocinéticos na geração de energia elétrica. O texto é uma revisão da literatura.

Já o trabalho de Felipe Bergmann e coautores aborda a gestão do consumo de energia elétrica e ações de eficiência em edifícios públicos, com apresentação de resultados da análise feita no edifício sede da Prefeitura de Francisco Morato, no estado de São Paulo.

Alysson de Lima Ponciano e coautores apresentam resultados da revisão de literatura sobre incentivos para que consumidores residenciais alterem suas demandas elétricas, ou seja, analisam a chamada “Resposta da Demanda”.

O tema tratado por Diego da Silva Mendonça e coautores está associado à análise regulatória do modelo de cooperativas de energia elétrica, no Brasil.

Finalmente, no artigo de Paulo Glício da Rocha e Franciso de Sousa Ramos é analisada a metodologia empregada pela ANEEL na regulação da remuneração dos investimentos feitos com capital próprio pelas empresas do setor elétrico.

A RBE agradece aos colaboradores.

Desejo bom proveito a todos os leitores deste número da Revista Brasileira de Energia.

**Arnaldo Walter**

Editor Responsável - Revista Brasileira de Energia

# SUMÁRIO

**ANÁLISE DA ALTERAÇÃO NO SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA CONECTADA À REDE ELÉTRICA, PROVOCADA PELA LEI 14.300 DE 2022.....10**

Gabriela Tsukamoto Mukai, José Antonio Cescon, Welinton Camargo Ferreira, Sandro Rizzon Vieira

**UMA REVISÃO SOBRE O USO DE SISTEMAS HIDROCINÉTICOS PARA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....32**

Ana Cláudia Pinto Ferraz, Ivan Felipe Silva dos Santos

**GESTÃO DE ENERGIA E EFICIÊNCIA ENERGÉTICA EM EDIFÍCIOS PÚBLICOS: ESTUDO DE CASO NA PREFEITURA DE FRANCISCO MORATO/SP.....55**

Felipe Bergmann, Emerson Silva Santos Júnior, Fabiano de Oliveira Cesar, Thales Henrique Oliveira Alves, Everton Rodrigues Dias, André Luiz da Conceição

**UMA INTRODUÇÃO À REVISÃO SISTEMÁTICA DA RESPOSTA DA DEMANDA DO SETOR RESIDENCIAL.....69**

Alysson de Lima Ponciano, Giovanni Cordeiro Barroso, Lucas Silveira Melo

**GERAÇÃO COMPARTILHADA DE ENERGIA: ANÁLISE REGULATÓRIA E PERSPECTIVA A PARTIR DO MODELO DE COOPERATIVAS DE ENERGIA.....102**

Diego da Silva Mendonça, Diogo Pignataro de Oliveira, Yanko Marcius de Alencar Xavier

**CUSTO DE CAPITAL PRÓPRIO PARA AS EMPRESAS DO SETOR ELÉTRICO: O CAPM AINDA É O MELHOR MODELO A SER UTILIZADO?.....124**

Paulo Glécio da Rocha, Franciso de Sousa Ramos

## ANÁLISE DA ALTERAÇÃO NO SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA CONECTADA À REDE ELÉTRICA, PROVOCADA PELA LEI 14.300 DE 2022

Gabriela Tsukamoto Mukai<sup>1</sup>  
José Antonio Cescon<sup>1</sup>  
Welinton Camargo Ferreira<sup>1</sup>  
Sandro Rizzon Vieira<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Universidade Estadual do Oeste do Paraná

DOI: 10.47168/rbe.v30i4.884

### RESUMO

A geração de energia solar fotovoltaica de forma distribuída passou a compor a matriz elétrica brasileira com percentuais mais significativos devido, principalmente, aos incentivos governamentais por meio da criação do sistema de compensação da eletricidade gerada. A Lei 14.300, de janeiro de 2022, alterou o marco legal da geração distribuída e modificou o cenário com a taxação sobre a eletricidade não utilizada na residência e injetada na rede. Este estudo tem por objetivo comparar o retorno do investimento para proprietários, no estado do Paraná, de instalações de sistema de geração de energia solar fotovoltaica conectadas à rede elétrica, antes e após as mudanças impostas pela vigência da lei 14.300/2022. É um estudo de caso descritivo, de abordagem quantitativa, de método indutivo e natureza longitudinal dos dados. Para o cálculo do retorno do investimento foram utilizados os indicadores financeiros *payback* descontado, taxa interna de retorno, valor presente líquido e taxa mínima de atratividade. Como resultado, foi possível concluir que mesmo com uma redução em 27% no retorno do investimento após a taxação da energia compensada na rede elétrica, o investimento continua sendo viável economicamente, com o prazo médio de retorno do investimento ampliado de 6,83 para 7,83 anos.

Palavras-chave: Compensação; Simultaneidade; Viabilidade.

### ABSTRACT

Distributed photovoltaic solar energy generation has become part of the Brazilian electricity matrix with more significant shares, mainly due to government incentives through the creation of the compensation system for the electricity generated. Law 14,300, from January 2022,

changed the legal framework for distributed generation, changing this scenario by charging electricity not used in the residence and injected into the grid. This study aims to compare the return on investment for an owner, in the state of Paraná, of a solar photovoltaic electricity generation system connected to the electric grid, before and after the changes imposed by the Law 14,300/2022. It is classified as a descriptive case study, with a quantitative approach, inductive method and longitudinal nature of the dataset. To calculate the return on investment, the financial indicators used were discounted payback, internal rate of return, net present value and minimum attractiveness rate. As a result, it was possible to conclude that even with a 27% reduction in the return on investment after charging the energy compensated in the electricity grid, the investment continues to be economically viable, with the average return on investment period being extended from 6.83 to 7.83 years.

Keywords: Compensation; Concurrency; Viability.

## 1. INTRODUÇÃO

A busca por fontes renováveis de energia tem se tornado uma premissa para o desenvolvimento sustentável dos países, uma vez que a disponibilidade das fontes não renováveis é finita e causadora de impactos ambientais nocivos, principalmente no que se refere a emissão dos gases que contribuem para o efeito estufa (PHILIPPI & REIS, 2016; KRELL & DE CASTRO E SOUZA, 2020).

A matriz elétrica brasileira, de acordo com os dados apresentados pela Agência Nacional de Energia Elétrica em 2023, é composta predominantemente por fontes renováveis (83,55%), sendo as hidrelétricas, ainda, de maior representatividade (58,9%). As fontes de geração eólica e solar, que em 2022 representavam respectivamente 10,6% e 2,5%, passaram para 13,2% e 7,00% no ano de 2023, e já representam pouco mais de 1/4 da geração de energia elétrica no Brasil (EPE, 2024).

As hidrelétricas, apesar de serem consideradas uma fonte renovável de energia, provocam grande impacto ambiental nas regiões onde são instaladas. Sua dependência do regime pluvial na bacia hidrográfica de inserção é um problema devido às instabilidades decorrentes de fenômenos climáticos. Quando a geração hidrelétrica é insuficiente, a geração elétrica é complementada pelas usinas termelétricas, que são mais nocivas ao meio ambiente e possuem um custo de geração maior, fato que pode ser observado pela alteração das bandeiras tarifárias, quando são adicionadas ao sistema integrado de geração de energia elétrica (EPE, 2024).

Nesse cenário, para ampliar e complementar a geração de energia elétrica nos períodos de maior consumo e de escassez hí

drica, propiciando uma melhor eficiência energética, a instalação de sistemas solares fotovoltaicos interligados a rede surgiu como opção de geração descentralizada (ZILLES et al., 2012; GODOY et al., 2020). A geração solar fotovoltaica tornou-se mais competitiva com o passar do tempo, em parte devido ao avanço tecnológico, com a redução dos custos, e em parte com os ganhos de escala na implementação dos sistemas (ZILLES et al., 2012; MORAES, 2018).

A geração solar fotovoltaica de forma distribuída passou a compor a matriz elétrica brasileira com percentuais mais significativos a partir do marco legal de 2012 (resolução normativa ANEEL, 482/2012, atualizada pela resolução ANEEL 687/2015), tendo em vista principalmente a possibilidade de compensação de geração e isenção tributária. Entretanto, a lei 14.300, de janeiro de 2022, cuja vigência foi a partir de janeiro de 2023, alterou as regras sobre a eletricidade não utilizada nas residências e injetada na rede, alterando a economicidade.

Diante desse novo cenário, o presente estudo visa mensurar Qual o impacto no tempo/retorno do investimento na implantação de um sistema fotovoltaico residencial, tipo Fio B, após a vigência da lei 14300/22?

Para responder essa questão, o objetivo deste estudo consiste em comparar o retorno do investimento de um consumidor residencial, no estado do Paraná, que instala um sistema de geração solar fotovoltaica conectado à rede elétrica, antes e após as mudanças impostas pela lei 14.300/2022. Os resultados demonstram que há uma ampliação do tempo de retorno, que no entanto ainda é economicamente viável ao consumidor.

Estudos sobre viabilidade econômica e financeira da implantação de placas fotovoltaicas mostraram sua vantagem (DASSI et al., 2015), bem como a redução dos custos nesse tipo de investimento (MOREIRA & DE OLIVEIRA, 2018). Assim apresenta-se a lacuna a ser pesquisada, que é o impacto com a implementação da Lei 14.300/2022.

Quanto ao aspecto prático, este estudo se justifica por auxiliar os consumidores a identificar a viabilidade econômica da geração solar fotovoltaica conectada à rede elétrica em um contexto mais recente.

## **2. REFERENCIAL TEÓRICO**

### **2.1 Sistema Fotovoltaico (SFV)**

A geração de energia elétrica através de placas fotovoltaicas é possível devido ao efeito fotovoltaico constatado em materiais semicondutores, sendo o silício o mais utilizado (OBEIDAT, 2018). Existem duas formas principais de geração solar fotovoltaica. Uma delas é através da geração centralizada, com usinas de grande porte, e a outra é através da geração distribuída, com micro e minigeradoras, localizadas

em residências, em comércios, propriedades rurais, prédios públicos e indústrias (ZILLES et al., 2012). A configuração integrada à edificação elimina os gastos com transmissão e distribuição, pois a unidade geradora e consumidora estão no mesmo local, aumentando a eficiência energética (ZILLES et al., 2012).

Com a Resolução Normativa 482 da ANEEL/2012, revisada e atualizada pela Resolução 687 da ANEEL/2015, a geração distribuída ganhou força em todo o país. A partir de então, determinou-se um sistema de compensação de energia elétrica denominado net metering. Com ele, o mini e microgerador podem injetar o excedente gerado na rede da concessionária e usá-lo no futuro, reduzindo assim o impacto sobre o custo da energia elétrica (RIOS & RIOS, 2017).

O sistema de geração fotovoltaica utilizado nas residências é composto basicamente por quatro equipamentos: i) Módulo solar fotovoltaico, popularmente conhecido por placa solar, que é responsável por captar a radiação solar e transformá-la em energia elétrica; ii) Inversor de frequência, que recebe a energia em corrente contínua, gerada pelos módulos ligados em série (strings), e a transforma em corrente alternada, na frequência da rede a que estiver conectado; iii) String box, que é caixa das ligações dos condutores elétricos e do sistema de proteção do gerador fotovoltaico; e iv) Medidor bidirecional, que é equipamento cuja instalação é da concessionária de energia elétrica (ANDRADE JUNIOR & MENDES, 2016).

Pode-se citar que a geração de energia elétrica através das células solares é uma tecnologia de baixo custo e reconhecida como confiável, eficiente e ecologicamente correta. Entretanto, a energia solar não está livre de impactos ambientais e à saúde humana, pois os inversores e painéis fotovoltaicos, ao atingirem o fim de seus ciclos de vida, resultam formação de resíduos (SALIM et al., 2019; BASTOS, 2020). A geração de resíduos compromete a qualidade de vida da sociedade e provoca impactos ambientais negativos (ALVES et al., 2021).

## 2.2 Evolução do custo do SFV

É possível notar a curva de aprendizagem da tecnologia fotovoltaica quando se verifica a diminuição do preço dos painéis solares como consequência do aumento da capacidade de produção, bem como a redução dos preços dos inversores. A diminuição do preço dos painéis e inversores impacta consideravelmente o custo de instalação do SFV (RIGO et al., 2022).

Em um estudo realizado por Dantas e Pompermayer (2018), para o IPEA, foi possível estimar o custo da energia gerada pelo SFV considerando a vida útil de 10, 15 e 20 anos para projetos com 6, 10 e 18 placas. Os valores podem ser visualizados na Tabela 1 (Dantas e Pompermayer, 2018).

Tabela 1 – Custos unitários utilizando a média diária de radiação solar (em R\$/kWh)

Custo da produção de energia elétrica (R\$/kWh)*		Sistema de 6 placas	Sistema de 10 placas	Sistema de 18 placas
Vida útil	10 anos	0,67	0,59	0,53
Vida útil	15 anos	0,52	0,46	0,41
Vida útil	20 anos	0,55	0,47	0,41

\* custos sem impostos e contribuições e sem adicional por bandeira tarifária

Percebe-se que custo por kWh de geração de energia elétrica é menor para o tempo de vida útil de 15 anos, pois até esse período ainda não há necessidade de reposição de equipamentos (DANTAS & POMPERMAYER, 2018).

### 2.3 Sistema tarifário da Copel

O estudo de caso considera uma instalação no estado do Paraná. O Sistema Tarifário Convencional da Copel, apresentado na Tabela 2 (Tab Engenharia, 2023), é composto pelas Tarifa de Energia (TE) e pela Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD). A TE corresponde aos custos de distribuição da concessionária, repassados ao consumidor final, e sem finalidade de obtenção de lucro. Já a TUSD é referente ao custo do transporte da energia elétrica, somado ao pagamento da concessionária, e que inclui os encargos a serem repassados aos órgãos competentes (COPEL, 2023).

Tabela 2 – Composição da Tarifa de Energia

TE		TUSD			
Tarifa de Energia		Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição			
Energia	Encargos	FIO A (transmissão)	FIO B (Distribuição)	Encargos	Perdas
38%	12%	6%	28%	8%	8%

Um fator que alterou o custo da energia elétrica ao consumidor foi que a ANEEL, no ano de 2015, instituiu um sistema de bandeiras tarifárias para indicar ao consumidor final os reais custos da geração de eletricidade durante um dado período. Os custos de geração estão diretamente relacionados com a disponibilidade hídrica, pois em períodos de estiagem a geração nas hidrelétricas é insuficiente para suprir a demanda. Com isso, instituiu-se as seguintes bandeiras tarifárias no Brasil, que evidentemente são adotadas de forma compulsória pela Companhia Paranaense de Energia (Copel):

- Verde: condições favoráveis - sem custo adicional

- Amarela: condições menos favoráveis - custo de R\$ 2,989 a cada 100 kWh
- Vermelha patamar 1: mais custosas - custo de R\$ 6,500 a cada 100 kWh
- Vermelha patamar 2: mais custosas - custo de R\$ 9,795 a cada 100 kWh
- Escassez hídrica: custo de R\$ 14,20 a cada 100 kWh.

Na Tabela 3 (ANEEL, 2023) é apresentado o histórico da incidência das bandeiras tarifárias no período de 2018 a 2023.

Tabela 3 – Histórico incidência bandeiras tarifárias de 2018 a 2023

Mês/Ano	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Janeiro	Vermelha 1	Verde	Amarela	Amarela	Escassez Hídrica	Verde
Fevereiro	Verde	Verde	Verde	Amarela	Escassez Hídrica	Verde
Março	Verde	Verde	Verde	Amarela	Escassez Hídrica	Verde
Abril	Verde	Verde	Verde	Amarela	Escassez Hídrica	Verde
Maio	Amarela	Amarela	Verde	Vermelha 2	Escassez Hídrica	Verde
Junho	Vermelha 2	Amarela	Verde	Vermelha 2	Verde	Verde
Julho	Vermelha 2	Amarela	Verde	Vermelha 2	Verde	Verde
Agosto	Vermelha 2	Vermelha 1	Verde	Vermelha 2	Verde	Verde
Setembro	Vermelha 2	Vermelha 1	Verde	Vermelha 2	Verde	Verde
Outubro	Vermelha 2	Vermelha 1	Verde	Vermelha 2	Verde	Verde
Novembro	Vermelha 2	Vermelha 1	Verde	Escassez Hídrica	Verde	Verde
Dezembro	Amarela	Amarela	Vermelha 2	Escassez Hídrica	Verde	Verde

Na Figura 1 (ANEEL, 2023) apresenta-se a evolução do valor da tarifa média anual para a classe residencial, até o ano de 2023. A tarifa média leva em consideração a incidência das bandeiras tarifárias (amarela e vermelha) aplicadas durante o ano. Na evolução da tarifa média não estão inclusos os consumidores classificados como baixa renda, os quais gozam de subsídios.



Figura 1 - Evolução da Tarifa Média da Classe Residencial de 2005 a 2023

A COPEL estabelece um valor mínimo pago pelos consumidores pela disponibilização dos serviços de distribuição de energia elétrica e como contribuição para a iluminação pública, que é taxado de acordo com o padrão de ligação:

- 30 kWh, se monofásico ou bifásico a 2 (dois) condutores (família de baixa renda);
- 50 kWh, se bifásico a 3 (três) condutores; ou
- 100 kWh, se trifásico.

O valor da tarifa praticado pela COPEL a partir de junho de 2023 era assim composto: TE = R\$ 0,38737 por kWh e a TUSD = R\$ 0,4210 por kWh, sendo ambas as parcelas com impostos inclusos (COPEL, 2023).

## 2.4 Sistema de compensação de energia

O sistema de compensação de energia elétrica gerada pelo SFV foi pensado para eliminar o uso de baterias como forma de armazenamento e tornar o investimento economicamente viável (RÜTHER, 2004). De acordo com Zilles et al. (2012), a interligação à rede elétrica do SFV se torna uma opção mais atraente quando as tarifas da concessionária têm valores próximos ao custo da geração solar, ou seja, a compensação da energia gerada e não consumida tem o mesmo valor da energia comprada, sem diferenciação de tarifas horárias.

Conforme estabelecido pela resolução ANEEL nº 482/2012, alterada pela resolução ANEEL, 687/2015, os consumidores podem

instalar em suas unidades consumidoras um sistema micro ou mini-gerador de eletricidade e participar do sistema de compensação de energia elétrica. Esse sistema de compensação permite que o consumidor gere créditos de energia injetando o excedente de sua geração na rede elétrica pública, para consumir em períodos em que a geração é insuficiente para atender sua demanda. Esses créditos poderão ser abatidos de suas faturas posteriores por um período máximo de até 60 meses.

A Lei 14.300, de janeiro de 2022, instituiu um novo marco legal para as unidades micro e minigeração de consumidores que pretendem gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis. A Lei não retira os benefícios dos micros e minigeradores já existentes, ou seja, institui a não cobrança pelo excedente injetado na rede até o ano de 2045 (BRASIL, 2022).

A microgeração distribuída é definida pela Lei 14.300 como "central geradora de energia elétrica, com potência instalada, em corrente alternada, menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição de energia elétrica por meio de instalações de unidades consumidoras".

A principal alteração da Lei 14.300, que impacta diretamente na análise do retorno do investimento de novas instalações SFV, é a taxa sobre o excedente que é gerado e injetado na rede, ou seja, a concessionária cobrará pela utilização do sistema de transmissão para contribuir com a infraestrutura da rede elétrica (BRASIL, 2022).

Art. 27. O faturamento de energia das unidades participantes do SCEE não abrangidas pelo art. 26 desta Lei deve considerar a incidência sobre toda a energia elétrica ativa compensada dos seguintes percentuais das componentes tarifárias relativas à remuneração dos ativos do serviço de distribuição, à quota de reintegração regulatória (depreciação) dos ativos de distribuição e ao custo de operação e manutenção do serviço de distribuição:

I - 15% (quinze por cento) a partir de 2023;

II - 30% (trinta por cento) a partir de 2024;

III - 45% (quarenta e cinco por cento) a partir de 2025;

IV - 60% (sessenta por cento) a partir de 2026;

V - 75% (setenta e cinco por cento) a partir de 2027;

VI - 90% (noventa por cento) a partir de 2028;

VII - a regra disposta no art. 17 desta Lei a partir de 2029.

Um ponto favorável ao consumidor com a alteração no sistema de compensação de energia de acordo com a Lei 14.300/2022, é a exclusão da tripla cobrança pelas distribuidoras, ou seja, o consumidor pagará somente o maior valor entre o custo de disponibilidade e taxa do Fio B.

## 2.5 Viabilidade econômica

A avaliação de um novo investimento deve analisar se os benefícios almejados são de curto ou longo prazo. Ao optar pela energia solar fotovoltaica, é importante verificar se a redução do custo com a energia elétrica da concessionária é superior aos gastos associados à implantação e manutenção do sistema de geração. No entanto, essa análise focaliza apenas os aspectos econômicos, deixando de considerar as contribuições das fontes de energia renováveis não convencionais para o meio ambiente e para o sistema energético brasileiro (WERKE, 2008).

Do ponto de vista econômico, é necessário utilizar métodos que considerem a variação temporal do capital (WERKE, 2008). Ao considerar o conceito do valor do dinheiro ao longo do tempo, é importante dar ênfase aos métodos que levam em consideração o critério do Fluxo de Caixa Descontado, como o *Payback*, o Valor Presente Líquido (VPL) e a Taxa Interna de Retorno (TIR) (ASSAF NETO, 2023).

O *Payback* determina o período requerido para recuperar o capital investido no projeto por meio dos fluxos de caixa esperados no futuro. O *Payback* Descontado leva em conta o custo de oportunidade na determinação do período de recuperação do capital. Ele calcula o valor presente dos fluxos de caixa esperados e compara esse resultado atualizado com o capital investido no projeto (ASSAF NETO, 2023).

O *Payback* Descontado é uma análise econômica amplamente reconhecida e de aplicação simplificada para esse tipo de investimento. Essa métrica indica o ponto em que os benefícios econômicos provenientes da eletricidade gerada pelo sistema solar fotovoltaico equiparam-se ao capital investido no empreendimento. Dessa forma, quanto mais curto o período de *Payback*, mais atraente será considerado o investimento (LANDEIRA, 2013).

A análise dos fluxos de caixa pelo método do VPL consiste na diferença entre o valor presente dos benefícios (ou pagamentos) previstos de caixa e o valor presente do fluxo de caixa inicial (valor do investimento, do empréstimo ou do financiamento) (ASSAF NETO, 2023).

De acordo com Landeira (2013), o VPL representa, no momento presente, o montante econômico acumulado ao longo da vida útil do sistema de geração de energia solar fotovoltaica. Portanto, um VPL mais elevado indica uma perspectiva mais favorável para o investimento.

Assaf Neto (2023) define o cálculo do VPL de acordo com a equação 1:

$$VPL = \sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1+i)^j} - FC_0 \quad (1)$$

onde,

$FC_j$  = valor de entrada (ou saída) de caixa previsto para cada intervalo de tempo

$FC_0$  = fluxo de caixa no momento zero (inicial), podendo ser investimento, empréstimo ou financiamento

$i$  = Taxa Mínima de Atratividade (TMA)

$j$  = período (meses ou anos)

$n$  = tempo de vida útil

Segundo Antonioli (2012), um VPL igual a zero categoriza o investimento como indiferente, enquanto um VPL superior a zero o classifica como economicamente viável. Geralmente, em cálculos para sistemas solares fotovoltaicos, adota-se uma vida útil de 25 anos.

Assaf Neto (2023) definiu como investimento economicamente viável valores de  $VPL \geq 0$ , onde:

$VPL > 0$  Indica que:  $TIR > \text{Taxa Exigida de Retorno}$

$VPL < 0$  Indica que:  $TIR < \text{Taxa Exigida de Retorno}$

$VPL = 0$  Indica que:  $TIR = \text{Taxa Exigida de Retorno}$

O cálculo do VPL requer a determinação antecipada da taxa de desconto utilizada na atualização dos fluxos de caixa, mas não revela diretamente a taxa de rentabilidade (ou custo) da operação financeira. Ao descontar todos os fluxos de entrada e saída de caixa por uma taxa de desconto mínima aceitável, o VPL indica, em última instância, o desempenho econômico da alternativa financeira expressa em valores atualizados (ASSAF NETO, 2023).

Outra medida de avaliação de investimento é a TIR, que é a taxa de juros (ou desconto) que, em um tempo específico iguala o valor presente das entradas (recebimentos) com o das saídas (pagamentos) previstas no caixa. Utiliza-se, normalmente, a data de início da operação como a referência para a comparação dos fluxos de caixa (ASSAF NETO, 2023). De acordo com Landeira (2013), a TIR é o valor da remuneração do capital investido para que o VPL seja zero. E quanto maior a diferença entre a TIR e a taxa de desconto que reflete condições do mercado, melhor é o investimento.

Para um investimento ser considerado economicamente viável o critério de decisão deve utilizar como referência o valor a  $TIR \geq \text{Taxa Mínima de Atratividade}$ , assim haverá geração de valor econômico sempre que o retorno ultrapassar o custo de oportunidade do capital (ASSAF NETO, 2023). Na equação 2, apresenta-se como é obtido o cálculo da TIR.

$$\sum_{i=1}^n \frac{FC_i}{(1+TIR)^i} - \text{Investimento inicial} = 0 \quad (2)$$

Onde:

FC<sub>i</sub> = fluxos de caixa do período

i = período de cada investimento

N = período final do investimento

A análise de viabilidade de um investimento deve contemplar o Custo de Oportunidade, denominado Taxa Mínima de Atratividade (TMA), que é definido por Assaf Neto (2023) como o rendimento mínimo proporcionado ao detentor do capital como lucro para compensá-lo pelo investimento. É comum que se utilize remunerações de investimentos com baixo risco no mercado financeiro, como a poupança, por exemplo (WERNKE, 2008).

## 2.6 Estudos relacionados

A busca por estudos relacionados ao tema teve por objetivo identificar a metodologia referente ao cálculo do retorno do investimento e as hipóteses de operação e vida útil do SFV. Entre eles, pode-se citar a tese de mestrado de Landeira (2013), que utilizou um modelo simples para verificar a viabilidade econômica da geração fotovoltaica em diversas regiões do país. Após a análise dos resultados obtidos com o cálculo do *Payback* Descontado, TIR e VPL, o autor chegou à conclusão que o sistema de compensação, introduzido pela Resolução nº 482, isoladamente não é incentivo suficiente para a popularização da energia fotovoltaica.

Na dissertação de mestrado de Montenegro (2013) foram analisados diversos cenários com a combinação de diferentes percentuais de geração de energia fotovoltaica, com a retirada dos custos de disponibilidade, do medidor e os impostos (ICMS, PIS e COFINS). Utilizando o cálculo do VPL, TIR e o tempo de retorno do investimento, concluiu-se que, em alguns cenários considerados, em todas as 27 capitais brasileiras o retorno do investimento é de longo prazo. Porém, sem a cobrança dos impostos sobre a energia injetada na rede elétrica, se tornaria viável em 12 capitais.

Dassi et al., (2015) analisaram a viabilidade econômico-financeira da energia solar fotovoltaica como alternativa para redução de custos e de diversificação energética em uma Instituição de Ensino Superior em Santa Catarina. Os resultados demonstraram que a implantação de energia solar fotovoltaica é viável no período analisado.

Moreira e De Oliveira (2018) realizaram um estudo simulado de viabilidade do sistema fotovoltaico conectado à rede para suprir parte da demanda do Centro Universitário Alves Faria. Como resultado, o sistema fotovoltaico simulado apresentou uma redução de aproximadamente 63% do consumo de energia elétrica da concessionária, com um período de retorno do investimento estimado em 5,41 anos, indi-

cando que seria tecnicamente e economicamente viável.

No trabalho de Jauris (2023) foram utilizados os indicadores Tempo de Retorno do Investimento e VPL para analisar a viabilidade de uma instalação de microgeração solar fotovoltaica em uma unidade consumidora, considerando quatro cenários diferentes de formas de pagamento do investimento e tarifação. O *Payback* variou entre 48 meses (4 anos) e 89 meses (7,42 anos), e o VPL de 7 mil reais a 28 mil reais, indicando o investimento economicamente viável.

O trabalho de Oliveira (2023) foi o que mais se aproximou do tema proposto por este estudo, pois analisou a viabilidade econômica do SFV após a vigência da lei 14.300/2022 e alteração do sistema de compensação dos créditos das unidades geradores de energia solar. Utilizando os indicadores *Payback* simples, TMA, VPL e TIR, concluiu que os investimentos em energia solar ainda são viáveis economicamente.

### 3. METODOLOGIA

A pesquisa se caracteriza como um estudo de caso descritivo, de abordagem quantitativa. Os dados foram tabulados através de planilhas eletrônicas com o uso do software Microsoft Excel, assim como o retorno do investimento foi calculado com o auxílio de procedimentos disponíveis na mesma plataforma.

#### 3.1 Caracterização da unidade consumidora

A análise do pressuposto de que há alteração no retorno do investimento de uma instalação de SFV de acordo com as novas cobranças sobre sistema de compensação de energia elétrica foi feita para uma residência localizada na cidade de Foz do Iguaçu/PR. A família residente é composta por três pessoas, sendo dois adultos e uma criança de cinco anos de idade. Os hábitos de consumo, identificados por meio de entrevista verbal direcionada a um dos moradores, são os de uma família típica em que os pais trabalham em tempo integral em empresas privadas e a criança tem atividade escolar diurna.

Nessa unidade constatou-se que a geração elétrica ocorre do período das 7 h às 18 h (11 h diárias), e mantém-se o consumo simultâneo com geração pelo período aproximado das 7 h às 8 h da manhã de segunda à sexta feira. Nos finais de semana, por não terem rotinas bem definidas, será considerada a simultaneidade entre geração e consumo no período das 7 h às 18 h. Mensalmente (30 dias) serão considerados quatro finais de semana (sábado e domingo – 8 dias) e 22 dias úteis (segunda a sexta feira).

Foi estimada também em 16% a simultaneidade diária entre geração e consumo pelo refrigerador, por ser um eletrodoméstico de

funcionamento constante. O percentual de 16% foi calculado pela proporção entre o consumo médio mensal do eletrodoméstico, que é de 56 kWh, disponibilizados no manual do fabricante, e o consumo médio mensal total da família, de 346 kWh. Dessa forma, os dias úteis possuem 25% (9% entre 7 h e 8 h, mais 16%) de simultaneidade entre geração e consumo, e 100% nos finais de semana. Assim, mensalmente foi 45% a composição geração/consumo simultâneos. Na Figura 2 (Canal Solar, 2023) é possível visualizar uma situação genérica entre geração e consumo de energia típicos (CANAL SOLAR, 2023). No estudo não foram considerados os custos de manutenção (limpeza das placas solares), bem como os dias de não geração, ou geração mínima, bem como a ocorrência de sombreamento (ESPOSITO et al., 2023) (inicial e/ou com novas construções adjacentes).



Figura 2 - Simultaneidade entre geração e consumo de energia elétrica

### 3.2 Cálculo do retorno do investimento

O estudo consiste na análise de dois cenários para identificar/mensurar as alterações na simultaneidade entre consumo e geração. No primeiro cenário, equivalente às unidades geradoras instaladas antes da vigência da Lei nº14.300/2022, considerou-se a simultaneidade de 100% entre geração e consumo. No segundo cenário com base nos hábitos reais de consumo da família já identificados, o cálculo considera em 45% a composição geração/consumo simultâneo. Nos dois cenários, foi acrescentada a taxação sobre o sistema de compensação de acordo com a regra de transição do artigo 27 da Lei nº14.300/2022.

Para os dois cenários foram calculados o *Payback* Descontado, o VPL e a TIR a fim de se avaliar a influência que a variação na simultaneidade entre geração e consumo da energia gerada pode ter nesse tipo de investimento. Algumas premissas foram consideradas para realizar a análise do retorno do investimento:

- toda energia produzida pelos painéis será consumida apenas em uma unidade consumidora;
- tempo de vida útil do sistema solar fotovoltaico de 25 anos;
- consumo médio mensal de 346 kWh;
- tarifa de energia (TE) convencional da COPEL para consumidor FIO B residencial de R\$ 0,38737/kWh;
- tarifa do uso do sistema de distribuição (TUSD) para consumidor FIO B residencial R\$ 0,42100/kWh;
- aumento anual da tarifa de energia da COPEL, em média, 11% ao ano;
- Taxa Mínima de Atratividade de 8% ao ano (a.a.)
- o valor do investimento foi o contratado junto a uma empresa instaladora de energia solar.

Para calcular a energia gerada anualmente, utilizou-se o software PV\*SOL online (PV\*SOL, 2024). Foram inseridos o consumo anual em kWh, localização (cidade, país), face de instalação, número de placas e modelo de inversor. Os resultados apresentados pelo sistema foram:

- Consumo anual (dado inserido)	5.485 kWh
- Energia gerada anualmente	3.629 kWh
- Autoconsumo	1.599 kWh
- Taxa de autoconsumo	43%*
- Injetado no sistema	2.070 kWh
- Consumo coberto pela rede elétrica	3.925 kWh
- Nível de autonomia	28,4%
- Emissões de CO2 evitadas	1.942 kg/ano

\* A taxa de autoconsumo para efeito do estudo será considerada 45%, conforme disposto no item 3.1.

Na apuração do valor recuperado no primeiro ano foram analisadas as contas de energia elétrica de 2023. Embora a Lei 14.300/2022 já estivesse em vigor, o sistema foi instalado e homologado pela Copel no final de 2022. Nesse sentido, não era atingido pelas mudanças na forma de compensação/cobrança, provocada pela Lei 14.300/2022. Com base nos dados de consumo apurou-se um custo médio mensal de R\$ 356,16. Sobre esse valor foi acrescida a taxa de iluminação pública de R\$ 66,82, taxa que é constante e não é compensada; assim o custo médio mensal final é de R\$ 422,98. O valor médio mensal compensado foi de R\$ 194,92. O valor médio no pagamento da fatura foi de R\$ 228,06. O valor médio mensal compensado resulta em R\$ 2.339,04 no ano, valor a ser utilizado no ano 1 como recuperação do investimento.

O custo da energia elétrica gerada pelo sistema solar fotovoltaico pode ser calculado, de acordo com Silva (2013), através da Equação 3.

$$Custo \left( \frac{R\$}{MWh} \right) = \frac{\left( \frac{Valor \ do \ investimento \ x \ TMA}{100} \right)}{Geração \ anual} \quad (3)$$

$$Custo \left( \frac{R\$}{MWh} \right) = \frac{\left( \frac{R\$ \ 14.500,00 \ x \ 8}{100} \right)}{\left( \frac{457 \ kWh}{1000} \right) \ x \ 12} = 211,52 \ R\$ / MWh \ ou \ 0,21152 \ R\$ / kWh$$

#### 4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Com um investimento de R\$ 14.500,00 (custo de equipamentos e instalação), o cálculo do *Payback* Descontado para o primeiro cenário, com 100% de simultaneidade entre geração e consumo (análogo às instalações existentes antes da vigência da Lei nº14.300/2022, em janeiro de 2023), iniciou-se com o fluxo de caixa anual (economia anual com a utilização SFV), acrescido anualmente da taxa de aumento da tarifa da Copel de 11%. Para o cálculo do fluxo de caixa descontado, considerou-se a TMA de 8%. O fluxo de caixa descontado acumulado representa o valor residual do investimento ainda não recuperado, portanto, quando ficar positivo indicará o tempo do *Payback*. Neste cenário o *Payback* Descontado foi de 6,83 anos, como pode ser observado na Tabela 4.

Tabela 4 – *Payback* Descontado - cenário 1 - 100% de simultaneidade entre geração e consumo

Ano	Fluxo de Caixa Anual (R\$)	Fluxo de Caixa Descontado (R\$)	Fluxo de Caixa Descontado Acumulado (R\$)
0		<b>-14.500,00</b>	<b>-14.500,00</b>
1	2.339,04	2.165,78*	<b>-12.334,22</b>
2	2.596,33	2.225,94	<b>-10.108,28</b>
3	2.881,93	2.287,77	<b>-7.820,51</b>
4	3.198,94	2.351,32	<b>-5.469,20</b>
5	3.550,83	2.416,63	<b>-3.052,56</b>
6	3.941,42	2.483,76	<b>-568,80</b>
7	4.374,97	2.552,76	1.983,96
8	4.856,22	2.623,67	4.607,62
9	5.390,41	2.696,55	7.304,17
10	5.983,35	2.771,45	10.075,62

Tabela 4 – *Payback* Descontado - cenário 1 - 100% de simultaneidade entre geração e consumo (cont.)

Ano	Fluxo de Caixa Anual (R\$)	Fluxo de Caixa Descontado (R\$)	Fluxo de Caixa Descontado Acumulado (R\$)
11	6.641,52	2.848,43	12.924,05
12	7.372,09	2.927,56	15.851,61
13	8.183,02	3.008,88	18.860,48
14	9.083,15	3.092,46	21.952,94
15	10.082,29	3.178,36	25.131,30
16	11.191,35	3.266,65	28.397,95
17	12.422,39	3.357,39	31.755,34
18	13.788,86	3.450,65	35.205,98
19	15.305,63	3.546,50	38.752,48
20	16.989,25	3.645,01	42.397,50
21	18.858,07	3.746,26	46.143,76
22	20.932,46	3.850,33	49.994,09
23	23.235,03	3.957,28	53.951,37
24	25.790,88	4.067,20	58.018,57
25	28.627,88	4.180,18	62.198,76

\* Valor presente líquido

A TIR calculada do investimento foi 16% a.a. Comparando-se com a TMA de 8% a.a., considera-se o investimento viável.

O cálculo do VPL foi feito de acordo com o fluxo de caixa anual para 25 anos de vida útil do SFV e TMA de 8%, ficando igual a R\$ 62.198,76, indicando a viabilidade do investimento.

No cálculo do *Payback* Descontado no segundo cenário, considerando 45% de simultaneidade entre geração e consumo (55% da eletricidade gerada é injetada na rede de distribuição), a variável “economia anual com a utilização do sistema fotovoltaico” alterou-se, pois foi reduzida de acordo a taxa progressiva pela utilização do sistema de distribuição de eletricidade.

O ano 1 da Tabela 4 corresponde ao ano 2023, quando iniciou-se a taxa da energia gerada e compensação com a utilização da rede de distribuição da Copel, de acordo com a seguinte progressão:

- 2023: 15% de R\$ 0,421 (TUSD)
- 2024: 30% de R\$ 0,421 (TUSD)
- 2025: 45% de R\$ 0,421 (TUSD)
- 2026: 60% de R\$ 0,421 (TUSD)
- 2027: 75% de R\$ 0,421 (TUSD)
- 2028: 90% de R\$ 0,421 (TUSD)
- a partir de 2029: 100% de R\$ 0,421 (TUSD)

Assim, o valor pago pela utilização do sistema de distribuição foi calculado da seguinte forma: - Economia anual com a utilização do SFV x 55% (energia injetada na rede de distribuição) x R\$ 0,421 (TUSD) x percentual de progressão.

O desenvolvimento do cálculo do *Payback* Descontado para o cenário 2 seguiu os mesmos procedimentos do cenário 1 a partir dessa alteração, apenas substituindo os dados do “Fluxo de Caixa Anual” para o “Fluxo de Caixa Anual Reduzido”, ficando o *Payback* Descontado igual a 7,83 anos.

Os métodos para cálculo da TIR e do VPL também foram iguais ao praticado no cenário 1. A TIR para o cenário 2 ficou igual a 13%, acima da TMA de 8%, mas inferior a TIR do cenário 1 de 16%, e o VPL igual a R\$ 47.212,55, superior a zero, mas inferior ao VPL do cenário 1 de R\$ 62.198,76.

Tabela 5 – *Payback* Descontado para o cenário 2 - 45% de simultaneidade entre geração e consumo

Ano	Fluxo de caixa Anual (R\$)	Utilização do Sistema de Distribuição (R\$)	Fluxo de caixa Anual reduzido (R\$)	Fluxo de caixa Descontado (R\$)	Fluxo de caixa Descontado Acumulado (R\$)
0				<b>-14.500,00</b>	<b>-14.500,00</b>
1	2.339,04	81,24*	2.257,80	2.090,55**	<b>-12.409,45</b>
2	2.596,33	180,35	2.415,98	2.071,31	<b>-10.338,13</b>
3	2.881,93	300,29	2.581,64	2.049,39	<b>-8.288,74</b>
4	3.198,94	444,43	2.754,51	2.024,65	<b>-6.264,09</b>
5	3.550,83	616,65	2.934,18	1.996,95	<b>-4.267,14</b>
6	3.941,42	821,37	3.120,05	1.966,16	<b>-2.300,98</b>
7	4.374,97	1.013,03	3.361,95	1.961,67	<b>-339,31</b>
8	4.856,22	1.021,24	3.834,98	2.071,92	1.732,61
9	5.390,41	1.133,58	4.256,83	2.129,47	3.862,08
10	5.983,35	1.258,28	4.725,07	2.188,62	6.050,70
11	6.641,52	1.396,69	5.244,83	2.249,42	8.300,12
12	7.372,09	1.550,32	5.821,77	2.311,90	10.612,02
13	8.183,02	1.720,86	6.462,16	2.376,12	12.988,15
14	9.083,15	1.910,15	7.173,00	2.442,13	15.430,27
15	10.082,29	2.120,27	7.962,02	2.509,96	17.940,23
16	11.191,35	2.353,50	8.837,85	2.579,68	20.519,92
17	12.422,39	2.612,38	9.810,01	2.651,34	23.171,26
18	13.788,86	2.899,74	10.889,12	2.724,99	25.896,25
19	15.305,63	3.218,71	12.086,92	2.800,69	28.696,94
20	16.989,25	3.572,77	13.416,48	2.878,48	31.575,42
21	18.858,07	3.965,78	14.892,29	2.958,44	34.533,86
22	20.932,46	4.402,01	16.530,45	3.040,62	37.574,48

Tabela 5 – *Payback* Descontado para o cenário 2 - 45% de simultaneidade entre geração e consumo (cont.)

Ano	Fluxo de caixa Anual (R\$)	Utilização do Sistema de Distribuição (R\$)	Fluxo de caixa Anual reduzido (R\$)	Fluxo de caixa Descontado (R\$)	Fluxo de caixa Descontado Acumulado (R\$)
23	23.235,03	4.886,23	18.348,80	3.125,08	40.699,56
24	25.790,88	5.423,72	20.367,16	3.211,89	43.911,44
25	28.627,88	6.020,33	22.607,55	3.301,11	47.212,55

\* Demonstrativo de cálculo do custo do valor de utilização do sistema  $((2.339,04 \times 0,55) \times (0,421) \times (0,15^1)) = 81,24$ .  
<sup>1</sup> progressiva (15% inicial em 2023 a 90% em 2028 e 100% a partir de 2029 – conforme Tabela 4).

\*\* Valor presente líquido

Na Tabela 6, apresenta-se resumo dos resultados da pesquisa.

Tabela 6 – Resumo dos resultados

Item	Cenário 1	Cenário 2	#
TMA	8,00%	8,00%	
TIR	17,00%	14,00%	-3,00%
VPL	R\$ 62.198,76	R\$ 47.212,55	-R\$ 14.772,95
Tempo Retorno do Investimento	6,83 anos	7,83 anos	12,77%

Os resultados corroboram o trabalho de Jauris (2023), embora o autor tenha considerado o tempo de retorno do investimento por meio do *Payback* Simples: 4 anos para o retorno do investimento antes das alterações impostas pela lei 14.300/2022 e de 4,5 anos após sua vigência. Há alongamento no prazo de retorno, similar ao obtido nesse estudo.

O VPL para esses dois cenários foi, respectivamente, de R\$ 28.186,19 e R\$ 18.586,18, uma redução de 34,06% ao fim da vida útil do SFV, apesar do tempo de retorno ter variado apenas em seis meses. Para outros dois cenários foram comparados o retorno do investimento antes e após a vigência da lei 14.300/2022, considerando um financiamento com juros de 1,15% ao mês para pagar o investimento; o *Payback* ficou, respectivamente, em 6,17 e 7,42 anos. Portanto, em todos os cenários o investimento foi considerado viável economicamente.

No trabalho de Oliveira (2023) os valores do tempo de retorno do investimento, também para *Payback* Simples, foram de 3 anos para instalações de SFV no ano de 2022 e de 3,33 anos para o ano de 2023 (períodos pré e pós vigência da lei 14.300/2022). O VPL é, respectivamente, de R\$ 244.116 e R\$ 213.022, 12,76% de redução do valor ao fim da vida útil do SFV.

## 5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O objetivo principal foi comparar o retorno do investimento para um consumidor residencial do estado do Paraná que instala um SFV conectado à rede elétrica, antes e após as mudanças impostas pela lei 14.300/2022, vigente a partir de janeiro/2023. O retorno do investimento mensurado pelo *Payback* Descontado sofreu alongamento de 12,77% (1 ano) e redução do VPL em 26,78% (R\$ 14.772,95).

A redução da receita do SFV de 26,78% se deve principalmente à taxação de 100% sobre o valor compensado na rede elétrica, a partir de 2029 (Ano 8). Portanto, os métodos de cálculo do retorno do investimento para novos usuários de SFV, após a vigência da Lei 14.300/2022, devem levar em consideração o ano de implementação do sistema, e quanto maior a distância do ano de 2023, maior será o tempo estimado de retorno e menor o VPL do investimento.

O sistema de compensação de energia elétrica na rede de distribuição eliminou a necessidade do uso de baterias como forma de armazenamento. Teve início com a Resolução ANEEL nº 482/2012, depois alterada pela resolução ANEEL 687/2015, e resultou maior viabilidade dos sistemas SFV. A forma interligada à rede, apesar de ter o custo de geração menor do que o da eletricidade da concessionária, pode não se apresentar economicamente viável a curto prazo, no entanto a médio e longo prazo demonstrou-se viável. A Lei 14.300/2022, dada a redução do VPL e aumento no prazo de retorno, pode ser vista como um retrocesso para a expansão dessa forma de geração de energia.

Aos usuários fica a vantagem de minimizarem os efeitos dos aumentos tarifários das concessionárias. Como desvantagem fica o custo da manutenção do sistema que, dependendo da localização, necessita de limpeza com maior frequência, reduzindo assim seu VPL, bem como alongando ainda mais o tempo de retorno.

Como limitação do estudo, destaca-se a consideração de apenas uma concessionária na avaliação da tarifa elétrica; embora a tarifa seja regulada pela ANEEL, há diferenças entre as concessionárias. Outro fator é que, com o avanço tecnológico, os custos do sistema tendem a baixar. No entanto, essas limitações não invalidam os resultados do estudo feito.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALVES, L. G. S. et al. Responsabilidade compartilhada de resíduos sólidos: reflexões da implementação no município de Teresina-PI. Revista Gestão e Desenvolvimento, v. 18, n. 2, p. 03-25, 2021. DOI: <https://doi.org/10.25112/rgd.v18i2.2490>.

ANDRADE JUNIOR, L. M. L.; MENDES, L. F. R. Microgeração fotovoltaica conectada à rede elétrica: considerações acerca de sua difusão e implantação no Brasil. 2016. Disponível em: <http://essentiaeditora.iff.edu.br/index.php/vertices/article/view/1809-2667.v18n216-03>>. Acesso em: 20 set. de 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Bandeiras tarifárias. 2023. Disponível em: <<https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/bandeiras-tarifarias>>. Acesso em: 07 jul. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Resolução normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 13 jul. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Resolução Normativa 687, de 24 de novembro de 2015. 2015. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>.

ASSAF NETO, A. Matemática financeira: edição universitária. 2ª Edição. Barueri/SP: Atlas, 2023.

BASTOS, R. Avaliação dos impactos ambientais da fabricação de um módulo fotovoltaico de silício policristalino. 2020. 110 f. Dissertação (Mestrado em Ensino de Ciências e Matemática) - Universidade de Passo Fundo, Passo Fundo, RS, 2020. Disponível em: <http://tede.upf.br:8080/jspui/handle/tede/2787>. Acesso em 15/09/2024.

BRASIL. Lei nº 14.300 de 6 de janeiro de 2022. Disponível em: <[https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2019-2022/2022/lei/l14300.htm](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/l14300.htm)>. Acesso em: 10 jul. 2023.

CANAL SOLAR. Entendendo a tarifação do fio b previsto na lei 14.300. Disponível em: <<https://canalsolar.com.br/tarifacao-do-fio-b-previsto-na-lei-14-300/>>. Acesso em: 10 jul. 2023.

COPEL. Tarifas de energia elétrica. Disponível em: <<https://www.copel.com/site/copel-distribuicao/tarifas-de-energia-eletrica/>>. Acesso em 07 jul. 2023.

DANTAS, S. G. POMPERMAYER, Fabiano Mezadre. Viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos no Brasil e possíveis efeitos no setor elétrico. Disponível em: <[http://repositorio.ipea.gov.br/bitstream/11058/8400/1/TD\\_2388.pdf](http://repositorio.ipea.gov.br/bitstream/11058/8400/1/TD_2388.pdf)>. Acesso em: 08 jul. 2023.

DASSI, J. A. et al; Análise da viabilidade econômico-financeira da energia solar fotovoltaica em uma Instituição de Ensino Superior do Sul do Brasil, 2015. Disponível em: <https://anaiscbc.emnuvens.com.br/anais/article/view/3924> Acesso em: 30/09/2024.

EPE - Empresa de Pesquisas Energéticas. Matriz energética e elétrica. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica#:~:text=A%20matriz%20el%C3%A9trica%20brasileira%20%C3%A9,em%20sua%20maior%20parte%2C%20renov%C3%A1vel.>>. Acesso em: 18 de set. 2024.

ESPOSITO, M. et al. A utilização de modelos 3d na análise de sombreamento de módulos fotovoltaicos no software pvsyst. Revista Brasileira de Energia Solar, v. 14, n. 2, p. 130-140, 2023.

GODOY, F. O.; GODINHO, E. Z.; DALTIM, R. S.; CANEPPELE, F. de L. Utilização da lógica fuzzy aplicada à energia solar. Cadernos de Ciência & Tecnologia, Brasília, v. 37, n. 2, e26663, 2020. Disponível em: [https://doi.org/10.35977/0104\\_1096.cct2020.v37.26663](https://doi.org/10.35977/0104_1096.cct2020.v37.26663). Acesso em: 20/09/2024.

JAURIS, G. C. Energia solar fotovoltaica: estudo de viabilidade financeira de um sistema para atendimento de uma unidade consumidora residencial. 2023. 47 p. Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia Elétrica. Universidade Federal de Santa Maria, 2023.

KRELL, A. J.; DE CASTRO E SOUZA, C. B. A sustentabilidade da matriz energética brasileira: o marco regulatório das energias renováveis e o princípio do desenvolvimento sustentável. Revista De Direito Econômico E Socioambiental, v. 11, n. 2, p. 157-188, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.7213/rev.dir.econ.soc.v11i2.26872>. Acesso em: 25/09/2024.

LANDEIRA, J. L. F. Análise técnico-econômica sobre a viabilidade de implantação de sistemas de geração fotovoltaica distribuída no Brasil. 2013. 135 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2013.

MONTENEGRO, A. A. Avaliação do retorno do investimento em sistemas fotovoltaicos integrados a residências unifamiliares urbanas no Brasil. 2013. 175p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) – Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina, 2013.

MORAES, F. A. C. Impacto econômico das bandeiras tarifárias nos processos tarifários das distribuidoras de energia elétrica. 2018. 102 p. Dissertação (Mestrado em Políticas Públicas e Desenvolvimento) - Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA); Escola Nacional de Administração Pública (ENAP), Brasília-DF, 2018.

MOREIRA, A. L. M.; DE OLIVEIRA, F. B. R. Estudo de viabilidade de sistema fotovoltaico conectado à rede em uma instituição de ensino. In: Anais Congresso Brasileiro de Energia Solar-CBENS. 2018.

OBEIDAT, F. A comprehensive review of future photovoltaic systems. *Solar Energy*, v. 163, p. 545-551, 2018.

OLIVEIRA, B. H. de. Análise da viabilidade econômica de investimentos em energia solar: cenário regulatório pós-lei 14.300. 78 p. Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia Elétrica. Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2023.

PHILIPPI JÚNIOR, A.; REIS, L. B. dos. Energia e sustentabilidade. Barueri, SP: Manole, 2016. Acesso em: 07 abr. 2024.

PV\*SOL online – a free tool for solar power systems. 2024. Disponível em: <https://pvsol-online.valentin-software.com/#!/results>. Acesso em 23 out. 2024.

RIGO, P. D. et al. Competitive business model of photovoltaic solar energy installers in Brazil. *Renewable Energy*, v. 181, p. 39-50, 2022. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.09.031>.

RIOS, I.; RIOS, E. Microgeração fotovoltaica conectada à rede elétrica: o que mudou com a resolução normativa nº 687 da agência nacional de energia elétrica–ANEEL. *Revista Brasileira de Energia Solar*, v. 8, n. 2, p. 119-122, 2017. DOI: <https://doi.org/10.59627/rbens.2017v8i2.190>

RÜTHER, R. Edifícios solares fotovoltaicos: o potencial da geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligadas à rede elétrica pública do Brasil. Florianópolis: LABSOLAR, 2004.

SALIM, H. K. et al. Drivers, barriers and enablers to end-of-life management of solar photovoltaic and battery energy storage systems: A systematic literature review. *Journal of Cleaner Production*, v. 211, p. 537-554, 2019. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.11.229>.

TAB Energia. TE e TUSD: entenda as taxas da conta de luz da sua empresa. Disponível em: <https://tabenergia.com.br/blog/te-e-tusd/>. Acesso em 07 jul. 2023.

WERNKE, R. Gestão financeira: ênfase em aplicações e casos nacionais. Rio de Janeiro: Saraiva, 2008.

ZILLES, R.; MACÊDO, W. N.; GALHARDO, M. A. B.; OLIVEIRA, S. H. F. Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. São Paulo: Oficina de Textos, 2012.

## UMA REVISÃO SOBRE O USO DE SISTEMAS HIDROCINÉTICOS PARA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Ana Cláudia Pinto Ferraz<sup>1</sup>  
Ivan Felipe Silva dos Santos<sup>1</sup>

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

DOI: 10.47168/rbe.v30i4.890

### RESUMO

Os sistemas hidrocínéticos são aqueles definidos pela implantação de turbinas em superfícies livres, sem necessidade de queda ou construção de barragens. O interesse em aproveitar a energia hidrocínética tem crescido atualmente, vista a necessidade de se estabelecer o uso de fontes renováveis de energia. Este artigo revisa e estuda o estado da arte desses sistemas, com enfoque na perspectiva histórica dessa aplicação no mundo e no Brasil, seu princípio de funcionamento, comparação com outras fontes renováveis, as classificações dos tipos de turbina, impactos ambientais e formação de esteiras. A análise realizada demonstra que os sistemas hidrocínéticos ainda estão em fase incipiente de desenvolvimento, embora as turbinas hidrocínéticas sejam pesquisadas há dezenas de anos e o número de publicações na área tenha crescido nos últimos anos. O Brasil possui um potencial relevante de energia hidrocínética no Norte do país, sendo alvo de muitas pesquisas, sobretudo devido ao potencial de substituição do óleo diesel usado nos sistemas isolados.

Palavras-chave: Fontes renováveis; Turbina hidrocínética; Energia hidráulica.

### ABSTRACT

Hydrokinetic systems are characterized by the installation of turbines on free-flowing water surfaces, eliminating the need for water falls or dam construction. Interest in harnessing hydrokinetic energy has surged due to the increasing demand for renewable energy sources. This article reviews and analyzes the current state of these systems, with a focus on their historical context, both globally and in Brazil, their operational principles, comparisons with other renewable sources, classification of turbine types, environmental impacts, and wake formation. The analysis reveals that hydrokinetic systems remain in the early stages of development, despite decades of research into hydrokinetic turbines

and a recent increase in related publications. Brazil holds significant potential for hydrokinetic energy, particularly in its northern region, making it a focal point for research, especially regarding the possibility of replacing diesel fuel in isolated systems.

Palavras-chave: Renewable sources; Hydrokinetic turbine; Hydraulic energy.

## 1. INTRODUÇÃO

A busca por fontes renováveis de energia é fundamental para a diminuição das emissões de gás carbônico (CO<sub>2</sub>). Com o crescente reconhecimento do aquecimento global, mais governos, empresas, centros de pesquisa e corporações estão comprometendo recursos para o avanço das tecnologias de fontes renováveis. Não há uma única fonte renovável de energia que seja a solução para as questões energéticas no mundo, sendo que cada país avalia a melhor matriz para a solução de suas questões.

Uma das fontes renováveis mais utilizadas em todo mundo é a hidreletricidade. A geração hidrelétrica convencional se baseia na combinação de queda e vazão para geração de potência elétrica. Contudo, a energia hidrelétrica possui também um significativo potencial em correntes de água livre, sem queda significativa, nas quais é aproveitada a energia cinética do escoamento (SANTOS et al., 2016), a chamada geração hidrocinética.

A geração hidrocinética baseia-se em um dispositivo eletromecânico que converte a energia cinética do fluxo de água em energia elétrica, através de um gerador (KHAN et al., 2008). Pode-se aproveitar a energia cinética de marés, correntes oceânicas ou rios (SANTOS, 2019). Ao contrário das usinas hidrelétricas convencionais, nas quais há a necessidade de grandes reservatórios com área alagada, conversores hidrocinéticos são construídos sem alterar significativamente o caminho natural da corrente de água (KHAN et al., 2009).

Mesmo se mostrando atrativa, muitos são os desafios que essa forma de geração ainda deve superar, para se tornar uma fonte de geração consistente, como a definição de metodologia para determinação do potencial de rios, produção dos equipamentos elétricos e mecânicos para produção de componentes de um parque hidrocinético, e mais estudos para essa forma de geração (SANTOS, 2019). Este artigo pretende contribuir com essa discussão, apresentando uma breve revisão de sistemas hidrocinéticos.

## 2. TECNOLOGIA HIDROCIÑÉTICA

### 2.1 Contexto Internacional

O primeiro aproveitamento da energia de rios de fluxo livre é atribuído a Peter Garman, que desenvolveu a *Water Current Turbine - WCT*. Em 1978, a *Intermediate Technology Development Group (ITDG)* desenvolveu a Garman Turbine para bombeamento de água e irrigação.

Na década de 1980 um rotor livre, com potência de saída de 15 kW, foi instalado pelo Departamento de Energia dos EUA para o aproveitamento de energia hidrelétrica de ultrabaixa queda (RADKEY; HIBBS, 1981). Em 1990 foi lançada a ideia de se utilizar a tecnologia WCT em grande escala (GUNEY; KAYGUSUZ, 2010). A Figura 1 (Ibrahim et al., 2021) apresenta uma linha do tempo sobre a evolução dos sistemas hidrocínéticos no mundo.

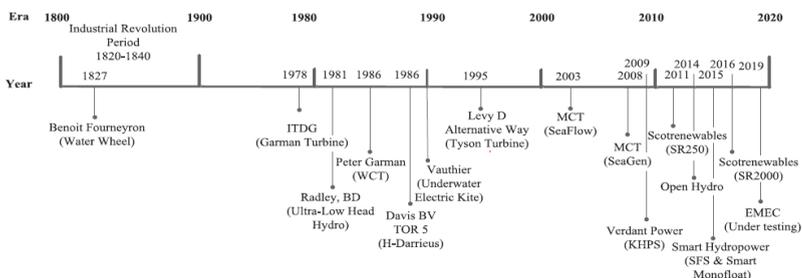


Figura 1 – Linha do tempo de desenvolvimento e progresso de sistemas hidrocínéticos

Observa-se pela linha do tempo que a partir de 1978 iniciou-se um desenvolvimento mais intenso no que diz respeito a turbinas hidrocínéticas, com alguns hiatos em certos períodos, que podem ser avaliados como reflexo das políticas de investimento em diferentes tecnologias energéticas, que podem variar conforme a demanda do momento.

Nos Estados Unidos, a partir de 2011, a *Federal Energy Regulatory Commission (FERC)* emitiu 70 licenças preliminares para projetos hidrocínéticos. No trabalho de Vermaak et al. (2014) encontra-se uma revisão das tecnologias empregadas por algumas empresas ao redor do globo até a data de 2014. Um resumo encontra-se na Tabela 1 (VERMAAK et al., 2014, adaptado por OLIVEIRA 2021).

Tabela 1 – Diversidade de turbinas usadas por empresas

Fabricantes	Nome do modelo	Tipo de turbina	Velocidade Min./ Max.	Potência de saída
Lucid Energy Pty., Ltd. (EUA)	Turbina helicoidal Gorlov	Eixo transversal helicoidal Darrieus	(0,6 m/s) sem limite	20 kW, depende do porte
Thropton Energy Services (UK)	Turbina de água corrente	Hélice de fluxo axial	(0,6 m/s) / dependendo do diâmetro	Até 2 kW e 240V
Tidal Energy Pty., Ltd. (Austrália)	Turbina Davidson-Hill Venturi (DHV)	Turbina de fluxo cruzado	Min. 2m/s	A partir de 4,6 kW
Seabell Int. Co., Ltd. (Japão)	Stream	Eixo transversal, Dual	(0,6 m/s) / sem limite	0,5 - 10 kW
New Energy Corporation Inc. (Canadá)	EnCurrent Hydro Turbine	Turbine de eixo transversal	Max. 3 m/s para máxima de potência	5 kW (e 10 kW)
Eolectic Energy Ltd. (UK)	DuoGen-3	Turbina de fluxo axial	Min. (0,93 m/s) / Max. (4,63 m/s)	8 amperes a 3,09 m/s
Alternative Hydro Solutions Ltd. (Canadá)	Turbina Darrieus de fluxo livre de água	Eixo transversal	(0,5 m/s) / depende do diâmetro	2 - 3 kW
Energy Alliance Ltd. (Rússia)	Unidade hidráulica submersível	Eixo transversal	Min 3 m/s	1- 5 kW (e > 10 kW)

Alguns exemplos de instalação de tecnologias hidrocínicas foram organizados por Oliveira (2021) e são apresentados na Tabela 2 (OLIVEIRA, 2021).

Tabela 2 – Exemplos de instalações de tecnologias hidrocínicas

Descrição	Faixa: Diâmetro do rotor/ Velocidade/ Potência	Finalidade	Imagem
Turbina de eixo horizontal no rio Nilo («hydrovolts.com», 2020).	Desconhecido	Bombeando água de irrigação para o Egito, Sudão e Somália.	
Turbina com duto HC de eixo horizontal, Brasil («Energia Hidrocínica: Projeto Tucunaré apresenta resultados e busca parceria para desenvolver protótipo de turbina   Agência Eletronorte», 2016).	0,8 m de diâmetro V = 2 m/s P = 1 kW	Propósitos de demonstração pela Universidade de Brasília.	

Tabela 2 – Exemplos de instalações de tecnologias hidrocinéticas (cont.)

Descrição	Faixa: Diâmetro do rotor/ Velocidade/ Potência	Finalidade	Imagem
Turbina HC de barça flutuante atual, Manitoba, Canadá («Colorado initiative puts a hydropower to work   2017-06-06   Agri-Pulse», 2017).	1,5 m de diâmetro $V = > 2$ m/s $P = 5$ kW	A turbina estava no local por menos de um ano, e foi removida antes da formação de gelo no rio.	
Projeto de irrigação inteligente em Neiva, Colômbia («Eletrificação rural na Nigéria - SMART HYDRO POWER», 2017).	1m de diâmetro $V = 1,7$ m/s $P = 1,1$ kW	Flutuador duplo, alimentação de bombas de irrigação fora da rede. Operação seis anos até o presente.	
Projeto conectado à rede Smart Monofloat Roseheim, Alemanha («Eletrificação rural na Nigéria - SMART HYDRO POWER», 2017).	1m de diâmetro. $V = 0,7-3,5$ m/s $P = 2$ kW a 2,1 m/s	Turbina com único flutuador. A energia produzida alimenta a rede nacional, compensada pela política de tarifa de alimentação alemã. Em operação desde julho de 2013.	
Projeto HC de Yakima, Canal Roza, EUA (GUNAWAN, ROBERTS, et al., 2015)	3 m de diâmetro (1,5 m de altura) $V = 2,5$ m/s $P = 10,9$ kW	Turbina H-Darrius instalada em 2013 por um período de testes de três anos no canal Roza.	

Nota-se que nenhuma das instalações na Tabela 2 são pertencentes a grandes fazendas hidrocinéticas ou têm grande potência, evidenciando o caráter de estudos, pesquisas e prospecção, no qual ainda se encontra essa tecnologia.

## 2.2 Contexto Nacional

Em 1991, a primeira experiência bem sucedida com energia hidrocinética foi desenvolvida por pesquisadores da Universidade de Brasília, com uma turbina axial com várias inovações (VAN ELS et al., 2003). Essa turbina funcionou mais de uma década e várias melhorias de seu projeto inicial foram testadas no local.

Segundo VAN ELS et al. (2015), após 2000 várias outras turbi-

nas foram projetadas com as melhorias obtidas e foram instaladas no sertão brasileiro, para atender projetos de eletrificação rural com capacidade instalada de 300 W a 2000 W. A maioria das turbinas foi especialmente projetada para os rios que possuem diferenças máximas de nível de um metro. A Figura 2 (VAN ELS et al., 2015) mostra um modelo de turbina hidrocínética instalada no Brasil.



Figura 2 – Turbinas hidrocínéticas instaladas no Brasil

Em 2004 iniciaram-se os primeiros projetos para instalar turbinas hidrocínéticas nos rios da Amazônia (VAN ELS, 2008). Os principais problemas enfrentados nos primeiros testes de aplicação nos rios amazônicos foram ancoragens e outros problemas típicos da Amazônia, como a sazonalidade e grandes diferenças entre a estação seca e chuvosa (VERMAAK et al., 2014). A Figura 3 (Van Els et al.; 2015) mostra a estrutura precursora de aplicação de turbinas hidrocínéticas nos rios amazônicos.



Figura 3 – Unidade teste de aplicação de turbina hidrocínética na Amazônia

Por volta de 2015, o panorama era de várias pesquisas acadêmicas buscando a evolução da tecnologia de turbinas hidrocínéticas nos rios brasileiros, para atender à crescente demanda por fontes renováveis e eletrificação rural (VAN ELS et al., 2015).

Em 2008, pesquisadores da UnB registraram um tipo de turbina denominada turbina hidrocínética de terceira geração (SANTOS, 2019). De acordo com Van Els et al. (2015), esse novo layout da máquina é baseado em turbinas axiais com aprimoramento do difusor, com concepção de uma turbina padronizada que possa atender uma ampla gama de aplicativos e processos de produção que facilitam o dimensionamento e a produção em larga escala. A aplicação desse tipo de turbina hidráulica está relacionada ao fornecimento de energia elétrica para comunidades da Amazônia brasileira. A Figura 4 (Van Els et al., 2015) mostra o projeto da chamada turbina hidrocínética de terceira geração.

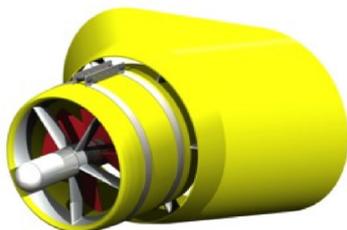


Figura 4 – Turbina hidrocínética de terceira geração

### 3. A CONCEPÇÃO DE SISTEMAS HIDROCINÉTICOS

Segundo Ibrahim et al. (2021), um conjunto hidrocínético é formado por uma turbina hidrocínética, um gerador, conversor de eletrônica de potência e conexão de bateria, como mostrado na Figura 5 (Ibrahim et al., 2021). A água movimenta as pás da turbina ao passar por ela, girando automaticamente o rotor do gerador que está acoplado à turbina, o que ocorre sem um sistema de engrenagem. A potência de saída é controlada e convertida pelo sistema de eletrônica de potência. A tensão variável é convertida em tensão constante por meio de um conversor.

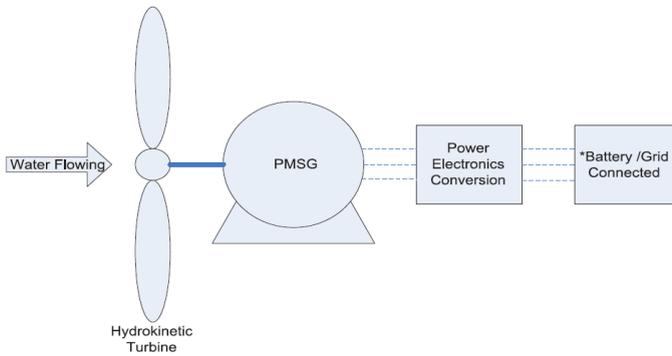


Figura 5 – Estrutura sistema hidrocinético

A geração de energia elétrica depende da densidade da água ( $\rho$ ), coeficiente de potência da turbina, área da seção transversal e velocidade da água (VERMAAK et al., 2014; SORNES, 2010). A potência ideal do sistema hidrocinético é dada pela Equação 1.

$$P_m = \frac{1}{2} \rho A C_p V^3 \quad (1)$$

Onde:  $P_m$  é a potência obtida,  $A$  é a área varrida pelo rotor da turbina,  $V$  é a velocidade da corrente de água e  $C_p$  é a coeficiente de potência da turbina. O  $C_p$  é a porcentagem de potência que a turbina pode extrair da água que flui através da turbina. Conforme estudos realizados por Betz, a potência máxima teórica que pode ser extraída de um fluxo de fluido é de cerca de 59%, o que é referido como o limite de Betz (VERMAAK et al., 2014). O  $C_p$  da turbina é função da *Tip Speed Ratio* (TSR), que é a razão entre a velocidade linear da ponta da lâmina e a velocidade da água.

### 3.1 Classificação sistemas hidrocinéticos

Conforme trabalhos publicados por Khan et al. (2009) e Lago et al. (2010), a tecnologia hidrocinética pode ser classificada em duas classes, com base no esquema de conversão: com turbina ou sem turbina (isto é, com outros dispositivos). A Figura 6 (Khan et al., 2009 e Lago et al.; 2010, modificado) indica essa classificação.

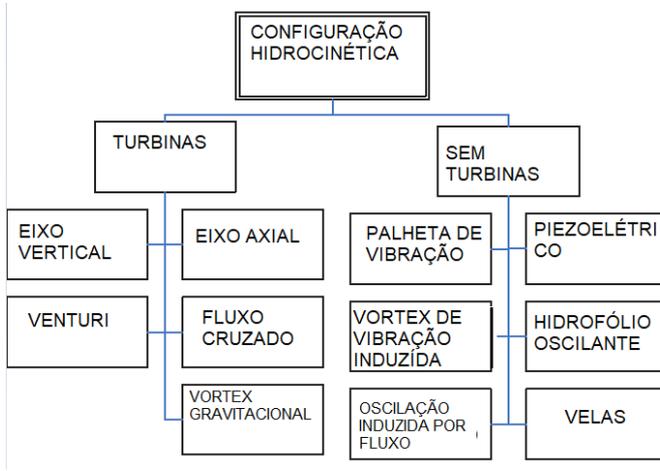
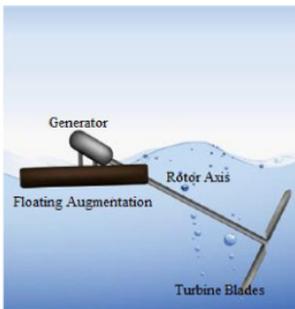


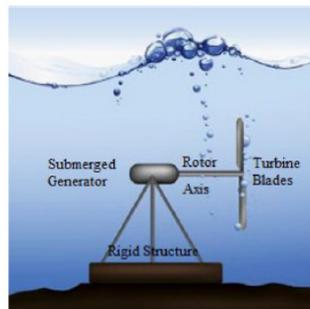
Figura 6 – Configuração hidrocinética sob a classificação turbina e não turbina

### 3.1.1 Turbinas hidrocinéticas de eixo horizontal

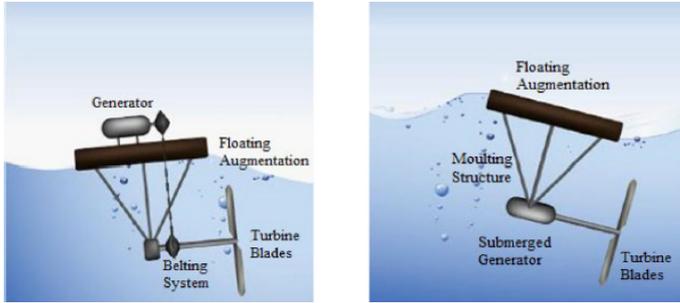
De acordo com Magagna e Uihlein (2015), a turbina de eixo horizontal dominou quase 80% da pesquisa e desenvolvimento em projetos de turbinas no mundo todo. Na turbina de eixo horizontal, o eixo de rotação é paralelo ou tem inclinação em relação ao plano da água corrente, conforme mostrado na Figura 7 (Behrouzi et al., 2016) e Ibrahim et al. (2021). Sua vantagem é que a turbina tem uma capacidade de partida automática para fluxos de baixa velocidade (KOKO et al., 2015). No entanto, a turbina é obstruída facilmente por detritos, e o custo de fabricação é maior do que o de turbinas de eixo vertical (IBRAHIM et al., 2021).



(a) Inclined Axis



(b) Rigid Mooring



(c) Non-Submerged Generator (d) Submerged-generator

Figure 7 – Turbinas hidrocinéticas de eixo horizontal

### 3.1.2 Turbinas hidrocinéticas de eixo vertical

Segundo Behrouzi (2016) esse é o tipo de turbina utilizado para conversão da energia cinética nos rios. Esse tipo de turbina possui o eixo de rotação do rotor perpendicular à superfície da água (KHALID et al., 2013), podendo converter fluxos em qualquer direção. São mais silenciosas em operação, além de não requererem acoplamento de engrenagem, o que provoca diminuição nos custos devido à colocação acima da água (BIRJANDI et al., 2012). A Figura 8 (Behrouzi et al., 2016) e Ibrahim et al., 2021) indica modelos de turbinas de eixo vertical.



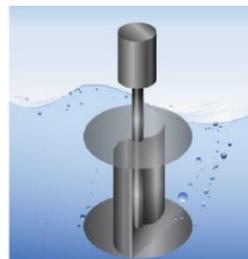
(a) Squirrel Cage Darrieus



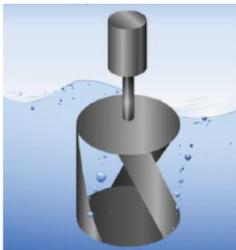
(b) H-Darrieus



(c) Darrieus



(d) Savonius

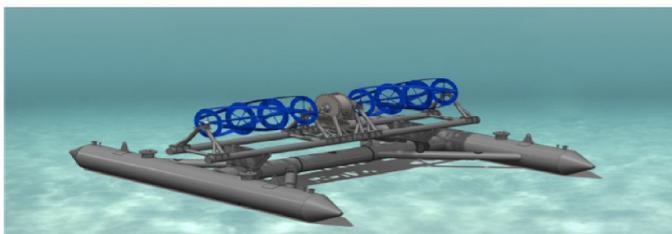


(e) Gorlov

Figura 8 – Turbinas hidrocinéticas de eixo vertical

### 3.1.3 Turbina hidrocinética de fluxo cruzado

Esse tipo de turbina possui um eixo de rotor ortogonal em relação ao fluxo, mas paralelo em relação à superfície da água (LAWS; EPPS, 2016). Turbinas de fluxo cruzado são preferíveis em parques hidrocinéticos por ocuparem menos espaço (CAVAGNARO, 2016). Segundo Forbush et al. (2017), turbinas de fluxo cruzado também operam em velocidade mais baixa, produzindo menos cavitação e ruídos. A Figura 9 (TidGen Power Generation, 2019; modificado por Ibrahim et al., 2021) indica exemplos desse tipo de turbina.



RivGen

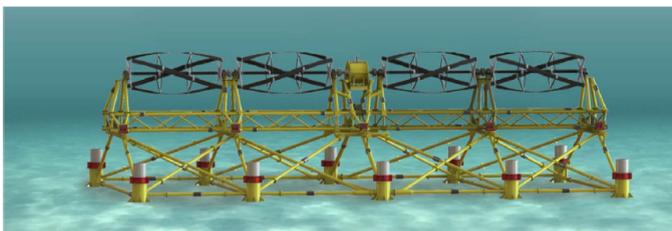


Figura 9 – Turbinas hidrocinéticas de fluxo cruzado

### 3.1.4 Venturi e turbina de vórtice gravitacional

A turbina Venturi pode ser aplicada em locais de baixa velocidade da água, em locais de águas rasas (NEILL; HASHEMI, 2018). Por outro lado, a turbina de vórtice é capaz de gerar energia elétrica em aproveitamentos de baixa altura e baixa vazão, usando vórtices gravitacionais (NISHI et al., 2020). A energia rotacional do vórtice movimentará o gerador, para gerar energia elétrica. A Figura 10 (TidGen Power Generation, 2019; modificado por Ibrahim et al., 2021) apresenta esquemas dessas turbinas.

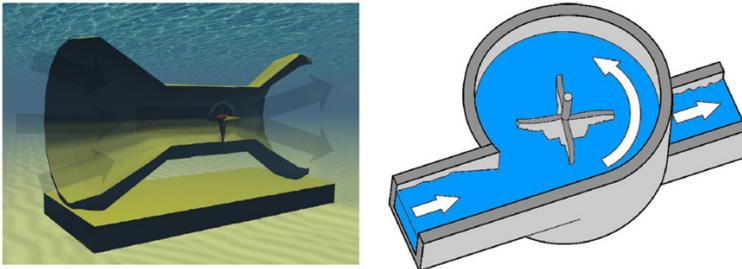
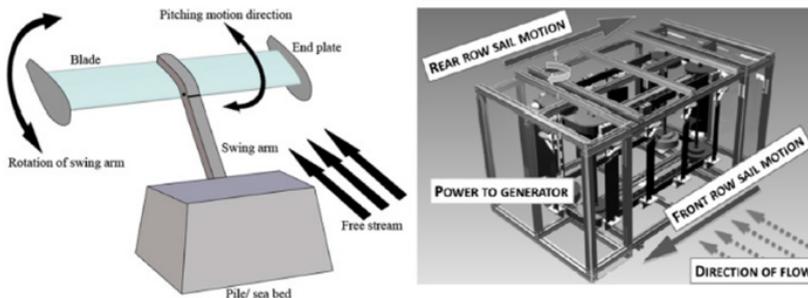


Figura 10 – Venturi (à esquerda) e turbina hidrocínética tipo vórtice (à direita)

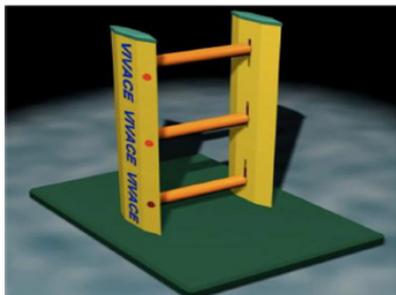
### 3.1.5 Sistemas hidrocínéticos sem turbinas

Um sistema sem turbina também pode ser usado para extrair energia de fluxos marinhos, fluviais ou em canais abertos. Exemplos podem ser vistos na Figura 11 (Ibrahim et al., 2021).

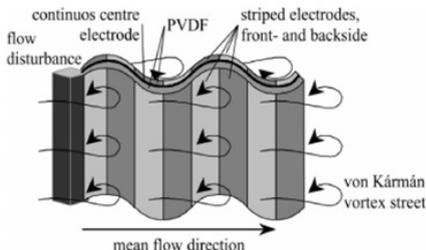


(a) *flapping foils*

(b) *sails*



(c) VIVACE converter



(d) flutter flag

Figura 11 – Sistemas hidrocínéticos sem turbinas

#### 4. ENERGIA HIDROCINÉTICA EM RIOS NO BRASIL

Conforme Khan et al. (2009), as duas principais aplicações dos dispositivos hidrocínéticos são em correntes de maré e nos fluxos de rios. Os sistemas de conversão de energia fluvial utilizam o mesmo princípio dos sistemas de maré, mas com menor potência de saída, e são adequados para comunidades remotas. De acordo com Rodrigues et al. (2007), a geração hidrocínética em rios é uma excelente alternativa para comunidades ribeirinhas.

Segundo Arango (2011), ainda é possível a utilização de turbinas hidrocínéticas para aproveitamento do potencial remanescente a jusante de barragens hidrelétricas. Chamados de sistemas hidrelétricos de ciclos combinados (SHCC), têm como vantagem a possibilidade de interligação com a rede de transmissão já existente, o que reduz custos. No Brasil, diversos projetos para esse tipo de aplicação têm sido conduzidos pela Eletronorte (SANTOS, 2019).

No Brasil, os parques hidrocínéticos em rios ganham relevância, dado que a hidrografia brasileira é extremamente rica e diversificada, sendo um dos maiores sistemas fluviais do mundo. O Brasil possui um grande número de rios, lagos e lagoas, além de uma vasta área de bacias hidrográficas, que são responsáveis pelo fornecimento de água para o consumo humano, agricultura, indústria e geração de energia elétrica.

Destaca-se a região Norte do país para estudos de potencial hidrocínético devido à bacia do Amazonas, na qual estão inseridos os cinco principais rios brasileiros que, de modo conjunto, têm mais de 8000 km de extensão (SNIRH, 2013). Diversos trabalhos têm estudado sistemas envolvendo hidrocínéticas na região Norte: Santos (2019), Santos et al. (2021), Santos (2023), Holanda (2017), Filizola (2015) e Oliveira (2021). Apesar do potencial, a implantação de usinas hidrocínéticas em rios no Brasil é incipiente. Vale ressaltar que a região Norte

do Brasil possui ainda os chamados sistemas isolados, que são normalmente abastecidos por geradores a diesel. O uso de sistemas hidrocinéticos poderia auxiliar a substituir o uso do diesel nessa região.

## 5. POTENCIAL HIDROCINÉTICO

Um dos grandes desafios da aplicação da geração hidrocinética está na identificação dos potenciais, sendo, então, de extrema importância o estudo e conhecimento de metodologias já consagradas para esse tipo de análise. Santos (2019) apresentou uma tabela resumo de trabalhos com as respectivas metodologias para obtenção do potencial hidrocinético. Observa-se a grande variedade de trabalhos e metodologias envolvendo estudo de potencial, que vão desde estudos experimentais a estudos com modelagem hidrodinâmica e resolução computacional de equações teóricas, não sendo verificada, portanto, uma metodologia padrão que já esteja consolidada na literatura. O resumo de trabalhos organizados por Santos (2019) encontra-se disposto na Tabela 3 (Santos, 2019).

Tabela 3 – Resumo de trabalhos sobre prospecção de potencial hidrocinético

<b>Autores</b>	<b>Potencial identificado</b>	<b>Metodologia aplicada</b>
EPRI (2012)	Local: Rios do Alasca; Potencial Teórico: 39,6 TWh/ano; Vazão: Superiores a 283 m <sup>3</sup> /s; Potencial tecnicamente recuperável: 19,9 TWh/ano.	Obtenção do potencial teórico utilizando a equação da potência hidráulica e do potencial recuperável por meio da multiplicação por um fator de recuperação; Uso do software HEC-RAS.
EPRI (2012)	Local: EUA; Potencial Teórico: 1.381 TWh/ano; Potencial tecnicamente recuperável: 119,9 TWh/ano.	Obtenção do potencial teórico utilizando a equação da potência hidráulica e do potencial recuperável por meio da multiplicação por um fator de recuperação; Uso do software HEC-RAS.
Holanda et al. (2017)	Local: Jusante UHE Tucuruí – Brasil; Potencial Elétrico: 2,04 GWh/ano; Vazões: 5.000 a 23.000 m <sup>3</sup> /s; Potência instalada: próximo a 250 kW.	Análise realizada por meio da resolução das equações de Saint-Venant; Aplicação de 10 turbinas de 10 m de diâmetro,
Punys et al. (2015)	Local: Rio Neris, Lituânia Potencial hidrocinético: 39 kW; Potência média: 0,30 kW/m <sup>2</sup> ; Velocidade média ao longo do rio: 0,3 a 2,3 m/s.	Potencial avaliado por meio do software HEC-RAS e de ferramentas de geoprocessamento.
Filizola et al. (2015)	Local: Bacia Amazônica, entre Brasil, Peru e Equador; Potencial hidrocinético: 107 a 135 MW, analisado ao longo de oito estações fluviométricas;	Imagens de ADCP; Dados hidrológicos e hidráulicos disponíveis.
Jenkinson e Cornett (2014)	Local: Canadá; Potencial hidrocinético total: 750 GW; Província de Quebec possui 190 GW do potencial total.	Correlações hidrológicas para estimativa da vazão, geometria do canal e outros parâmetros; Modelagem validada com dados experimentais de medição de velocidade e geometria por meio de 80.000 medições de velocidade em 430 estações ao longo do país.

## 6. ESTEIRAS HIDROCINÉTICAS

Segundo Mendes (2020), a esteira hidrocínética é a região a jusante da turbina cujo comportamento é resultante da interação do escoamento e as pás do rotor. Santos et al. (2021) falam que a instalação bem sucedida de turbinas hidrocínéticas requer análise da recuperação da esteira, juntamente com a identificação e seleção de potenciais locais.

Sood et al. (2022) descrevem a distância de recuperação da esteira como sendo o ponto de recuperação da velocidade inicial do fluxo após percorrer uma certa distância, após a passagem pelas pás das turbinas. Os mesmos autores ainda classificam as condições de fluxo a jusante da turbina, como:

- i) zona de velocidade deficitária: logo após a passagem pelas pás da turbina, sendo uma zona de velocidade mínima;
- ii) zona de esteira distante: com recuperação de 90% de sua velocidade e
- iii) zona de transição, como sendo a intermediária entres as duas zonas.

A Figura 12 (Ibarra et al., 2014) ilustra a esteira após o rotor da turbina. Uma ampla revisão sobre esteiras hidrocínéticas pode ser encontrada em Nago et al. (2022). Muitos autores utilizam uma abordagem computacional para estudo das esteiras.

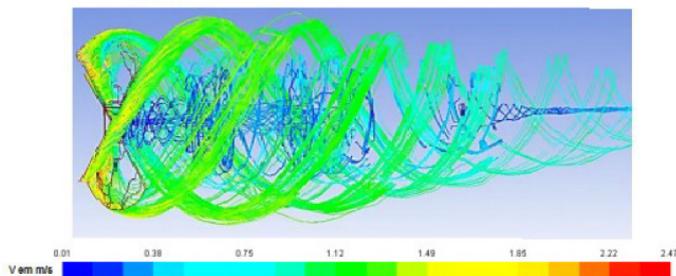


Figura 12 – Esteira formada após o rotor

Chawdary (2017) avaliou a alocação de três turbinas em formação de triângulo, doravante denominada como tri-frame, para estudar a diferença na formação da esteira em comparação com turbinas operando isoladas. Como resultados, Chawdary verificou que a potência gerada pelas turbinas tri-frame é superior a produzida por três turbinas operando separadas. Na formação tri-frame, as duas turbinas colocadas na segunda fileira produziram mais energia cinética do que a turbina isolada. Numa matriz de tri-frames, a energia excedente ge-

rada é inversamente proporcional ao espaçamento entre grupos de tri-frames e, por fim, a velocidade da esteira na configuração tri-frame se mostrou superior a de uma turbina isolada. As Figuras 13a e 13b (Adaptado de Chawdhary et al., 2017) indicam o arranjo de operação tri-frame e a velocidade na esteira, respectivamente.

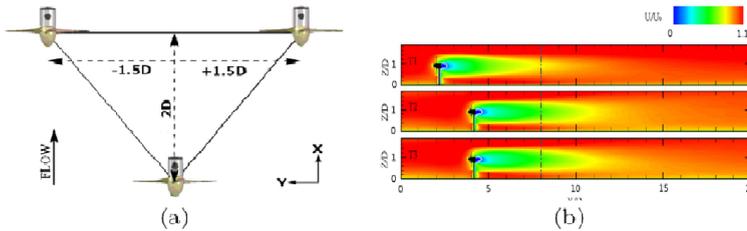


Figura 13 – Avaliação de formação de esteira em um arranjo tri-frame: (a) geometria tri-frame utilizada no experimento; (b) contorno de velocidade na esteira após a passagem do fluxo pelo rotor das turbinas no arranjo tri-frame

## 7. COMPARAÇÃO ENTRE A GERAÇÃO HIDROCÍNÉTICA E OUTRAS TECNOLOGIAS RENOVÁVEIS

Em oposição à geração hidrelétrica convencional, a geração hidrocínética não requer barragem ou reservatório, o que minimiza os impactos ambientais e sociais dessa fonte. Contudo, a capacidade de geração de energia hidrocínética é pequena em comparação a energia hidrelétrica convencional, sendo necessária a aplicação de muitas turbinas (construção de uma fazenda hidrocínética) para obtenção de maiores potências (LAWS; EPPS, 2016).

Já em comparação à geração eólica, Bahaj e Myers (2003) constataram que com a velocidade da água entre 2-3 m/s, um sistema hidrocínético é capaz de gerar quatro vezes a potência de saída em comparação com um sistema similar eólico. Portanto, o tamanho da turbina hidrocínética poderia ser muito menor do que a de um gerador eólico, para a mesma potência de saída. Além disso, a geração hidrocínética é menos dependente das condições meteorológicas em comparação com a geração eólica. Contudo, a geração eólica é viabilizada com maiores velocidades do vento do que as turbinas hidrocínéticas na água, além de haver mais áreas disponíveis, o que aumenta a escala do potencial eólico.

Com relação às usinas solares fotovoltaicas, tem-se que a geração hidrocínética é menos intermitente, sendo, contudo, dependente da disponibilidade de rios com alta velocidade, enquanto que os painéis fotovoltaicos dependem somente da existência de uma região adequada.

## 8. IMPACTOS AMBIENTAIS DAS TURBINAS HIDRO-CINÉTICAS

A construção de grandes hidrelétricas convencionais pode ter um impacto negativo no meio ambiente e no ecossistema local. Em contraste, a geração hidrocinética tem pouco ou nenhum impacto na flora e fauna (PETRIE et al., 2014). De acordo com Guney e Kaygusuz (2010), esse tipo de geração é ecologicamente correto e preserva a vida na água. Por exemplo, vários pesquisadores investigaram a impacto de turbinas hidrocinéticas em peixes. Romero-Gomez e Richmond (2014) relataram que as taxas de sobrevivência de peixes após o golpe da lâmina é superior a 96%, e melhor do que a convencional energia hidrelétrica. Schramm et al. (2017) relataram que o comportamento de peixes não foi alterado devido à emissão do som pela turbina.

## 9. DADOS BIBLIOMÉTRICOS SOBRE PUBLICAÇÕES ENVOLVENDO TURBINAS HIDROKINÉTICAS

Para a análise bibliométrica aqui apresentada foram utilizadas as seguintes palavras chave, com pesquisa nas plataformas SCOPUS e WOS: i) *hydrokinetic turbine and turbines*; ii) *hydrokinetic turbines and energy*; iii) *hydrokinetic systems and energy harnessing*; iv) *hydrokinetic farm and hydrokinetic wake*, e v) *hydrokinetic energy and tidal power*.

O tema turbinas hidrocinéticas tem ganhado importância com o maior interesse por outras fontes renováveis de geração e minimização dos danos causados ao meio ambiente. Isso se reflete bem na Figura 14 (SCOPUS), que mostra resultados da pesquisa bibliométrica realizada na base da SCOPUS.

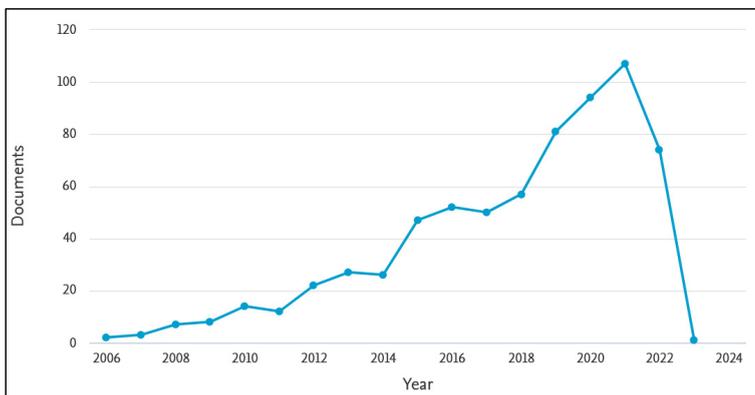


Figura 14 – Documentos gerados por ano

A Figura 15, por sua vez, apresenta para o período da pesquisa a distribuição mundial dos trabalhos envolvendo sistemas hidrocínéticos. Nota-se uma grande concentração dos estudos nos Estados Unidos. O Brasil possui posição de destaque e ocupa o quarto lugar. Por fim, nota-se na Figura 16 que a grande maioria das publicações em hidrocínética estão concentradas nas áreas de energia, engenharia e ciências ambientais.

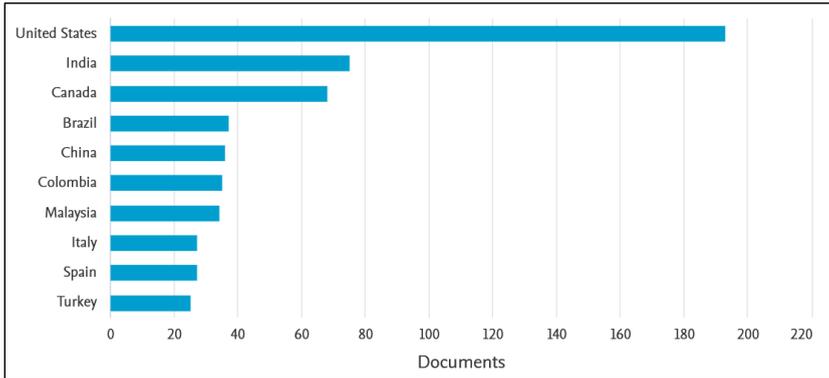


Figura 15 – Documentos gerados, classificados por país

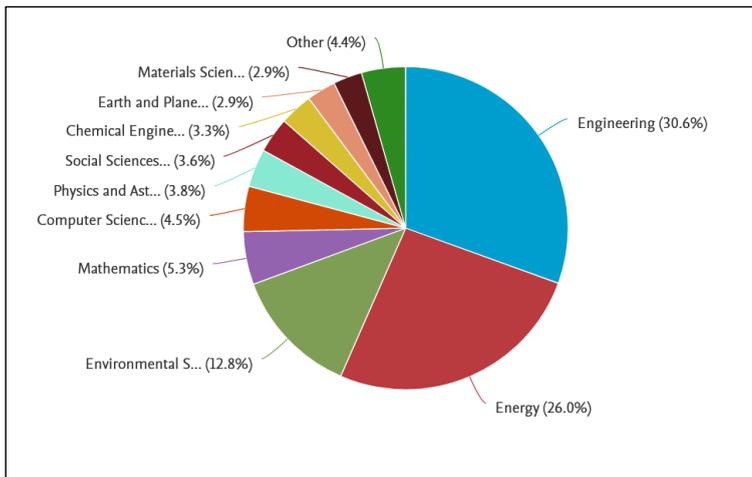


Figura 16 – Documentos gerados, classificados por área de conhecimento

## 10. CONCLUSÕES

Os sistemas hidrocínéticos são aqueles compostos pela inserção de turbinas na superfície livre dos rios, sem a necessidade de construção de barragens ou obras civis de maior porte. Por isso, a geração hidrocínética possui menores impactos ambientais. Além disso, a própria operação das turbinas tem baixo impacto sobre os peixes.

Embora muitas pesquisas tenham sido desenvolvidas com turbinas hidrocínéticas no Brasil e no mundo, seu uso em sistemas comerciais ainda é incipiente, sendo esses sistemas limitados, na maior parte das vezes, a pesquisas acadêmicas e/ou sistemas piloto.

Dentre os gargalos para desenvolvimento de sistemas hidrocínéticos estão a definição de metodologias para estimativa do potencial de sistemas hidrocínéticos e um maior entendimento do fenômeno das esteiras (para se definir o número de turbinas a serem inseridos em uma corrente). Devido à complexidade do fenômeno, muitos trabalhos têm empregado modelagens computacionais.

O número de publicações em hidrocínéticas tem crescido, sendo a grande maioria delas produzida nos Estados Unidos. O Brasil possui, contudo, destaque nas produções sobre sistemas hidrocínéticos, ocupando o quarto lugar no levantamento realizado. O país também possui um elevado potencial, sobretudo na região Norte, devido a sua intensa hidrografia. A implantação de sistemas hidrocínéticos no Norte do Brasil pode auxiliar a suprir energia elétrica para a região, colaborando com a diminuição do uso de diesel.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ARANGO, M. A. Resource assessment and feasibility study for use of hydrokinetic turbines in the tailwaters of the priest rapids project. University of Washington, 2011.

BAHAJ, A. S.; MYERS, L. E. Fundamentals applicable to the utilisation of marine current turbines for energy production. *Renew. Energy* 28, 2205–2211, 2003.

BEHROUZI, F.; NAKISA, M.; MAIMUN, A.; AHMED, Y. M. Global renewable energy and its potential in Malaysia: A review of hydrokinetic turbine technology. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 62, 1270–1281, 2016.

BIRJANDI, A. H.; WOODS, J.; BIBEAU, E. L. Investigation of macro-turbulent flow structures interaction with a vertical hydrokinetic river turbine. *Renew. Energy* 48, 183–192, 2012.

CAVAGNARO, R. J. Performance Evaluation, Emulation, and Control of Cross-Flow Hydrokinetic Turbines. University of Washington, 2016.

CHAWDHARY, S.; HILL, C.; YANG, X. et al. Wake characteristics of a TriFrame of axial-flow hydrokinetic turbines. *Renewable Energy*, v. 109, p. 332–345, 2017.

EPRI. Electric Power Research Institute. Assessment and Mapping of the Riverine Hydrokinetic Resource in the Continental United States. 2012. Disponível em < [http://water.energy.gov/pdfs/riverine\\_hydrokinetic\\_resource\\_assessment\\_and\\_mapping.pdf](http://water.energy.gov/pdfs/riverine_hydrokinetic_resource_assessment_and_mapping.pdf) >. Acesso: 17/08/2017.

FILIZOLA, N.; MELO, E.; ARMIJOS, E.; MCGLYNN, J. Preliminary Analysis of Potential for River Hydrokinetic Energy Technologies in the Amazon Basin Development Bank (IBD). Infrastructure and Environment Department. Energy Division. 2015. Disponível em < <https://publications.iadb.org/han> Acesso: 17/08/2017

FORBUSH, D.; CAVAGNARO, R.J.; DONEGAN, J.; MCENTEE, J.; POLAGYE, B. Multimode evaluation of power-maximizing cross-flow turbine controllers. *Int. J. Mar. Energy* 20, 80–96, 2017.

GUNEY, M. S.; KAYGUSUZ, K. Hydrokinetic energy conversion systems: A technology status review. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 14, 2996–3004, 2010.

HOLANDA, P. S.; BLANCO, C. J. C.; MESQUITA, A. L. A.; BRASIL JR, A. C. P.; FIGUEIREDO, N. M.; MACÊDO, E. N.; SECRETAN, Y. Assessment of hydro resources downstream of hydropower plants. *Renewable Energy*, V. 101, p. 1203-1214, 2017.

IBARRA, G. A.; TIAGO FILHO, G. L.; RAMIREZ, R. G. Performance and Near Wake Analysis of a Hydrokinetic Rotor for Multistage Purposes Using CFD. In: 10th International Conference on Hydraulic Efficiency Measurement (IGHM), 2014, Itajubá (MG). Proceedings of the 10th International Conference on Hydraulic Efficiency Measurement (IGHM), 2014.

IBRAHIM, W. I.; MOHAMED, M. R.; ISMAIL, R. M. T. R.; LEUNG, P. K.; XING, W. W.; SHAH, A. A. Hydrokinetic energy harnessing technologies: A review, *Energy Reports*, Volume 7, Pages 2021-2042, 2021.

JENKINSON, W.; CORNETT, A. Assessment of Canada's River Hydrokinetic Energy Resources. National Research Council Canada. Novembro, 2014.

KHALID, S. S.; LIANG, Z.; SHAH, N. Harnessing tidal energy using vertical axis tidal turbine. *Res. J. Appl. Sci. Eng. Technol.* 5, 239–252, 2013.

KHAN, M. J.; IQBAL, M. T.; QUAYCOE, J. E. River current energy conversion: Progress, prospects and challenges. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 12, 2177–2193, 2008.

KHAN, M. J.; BHUYAN, G.; IQBAL, M. T.; QUAICOE, J. E. Hydrokinetic energy conversion systems and assessment of horizontal and vertical axis turbines for river and tidal applications: A technology status review. *Appl. Energy* 86, 1823–1835, 2009.

KOKO, S. P.; KUSAKANA, K.; VERMAAK, H. J. Micro-hydrokinetic river system modelling and analysis as compared to wind system for remote rural electrification. *Electr. Power Syst. Res.* 126, 38–44, 2015.

LAGO, L. I.; PONTA, F. L.; CHEN, L. Advances and trends in hydrokinetic turbine systems. *Energy for Sustainable Development*, Pages 287–296, 2010.

LAWS, N. D.; EPPS, B. P. Hydrokinetic energy conversion: Technology, research, and outlook. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 57, 1245–1259, 2016.

LIU, Y.; PACKEY, D. J. Combined-cycle hydropower systems e the potential of applying hydrokinetic turbines in the tailwaters of existing conventional hydropower stations. *Renewable Energy*, V. 66, 228–231, 2014

MAGAGNA, D.; UIHLEIN, A. Ocean energy development in europe: Current status and future perspectives. *Int. J. Mar. Energy* 11, 84–104, 2015.

MENDES, R. C. F. Interação entre esteiras aerodinâmicas de turbinas de eixo horizontal em arranjos. Tese Doutorado, UNB - Brasília 2021.

NAGO, V. G.; DOS SANTOS, I. F. S.; GBEDJINO, M. J. et al. A literature review on wake dissipation length of hydrokinetic turbines as a guide for turbine array configuration. *Ocean Engineering*, v. 259, p. 111863, 2022.

NEILL, S. P.; HASHEMI, M. R. Chapter 3 - tidal energy. In: Neill, S.P., Hashemi MRB.T.-F. of ORE (Eds.), *E-Bus. Solut.*. Academic Press, pp. 47–81, 2018.

NISHI, Y.; SUZUO, R.; SUKEMORI, D.; INAGAKI, T. Loss analysis of gravitation vortex type water turbine and influence of flow rate on the turbine's performance. *Renew. Energy*, 155, 1103–1117, 2020.

OLIVEIRA, C. H. C. Avaliação do Potencial Hidráulico com Turbinas Hidrocinéticas e sua Atratividade para Sistemas Isolados e Geração Distribuída em Localidades da Região Amazônica – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2021.

PETRIE, J., DIPLAS, P., GUTIERREZ, M., NAM, S. Characterizing the mean flow field in rivers for resource and environmental impact assessments of hydrokinetic energy generation sites. *Renew. Energy* 69, 393–401, 2014.

PUNYS, P.; Adamonita, I.; KVARACIEJUS, A.; MARTINAITIS, E.; VYCIENE, G.; KASIULIS, E. Riverine hydrokinetic resource assessment. A case study Lithuania. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, V. 50, p. 643-652, 2015.

RADKEY, R. L.; HIBBS, B. D. Definition of Cost Effective River Turbine Designs. US Dep Energy, <https://www.osti.gov/biblio/5358098>, 1981.

RODRIGUES, A. P. S. P.; BRASIL JR, A. C. P.; SALOMON, L. R. B. Modeling of Hydrokinetic Turbine. *Cobem - 19th International Congress of Mechanical Engineering*, Brasilia – DF, Brazil, 2007.

ROMERO-GOMEZ, P.; RICHMOND, M. C. Simulating blade-strike on fish passing through marine hydrokinetic turbines. *Simulating blade-strike on fish passing through marine hydrokinetic turbines*, *Renewable Energy*, vol. 71, pages 401-413, 2014.

SANTOS, I. F. S.; TIAGO FILHO, G. L.; BOTAN, A. C.; GALHARDO, C. R.; LOBÃO, P. H.; CAMACHO, R. R.; SOUZA, J. C. S. Prospecção do potencial hidrocinético em trechos fluviais via modelagem numérica. In: X Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, Gramado (RS). *Anais do X Congresso Brasileiro de Planejamento Energético*, 2016.

SANTOS, I. F. S. Análise técnica e econômica de parques hidrocinéticos com base em previsões numéricas (CFD) e dados experimentais. Tese (doutorado em Engenharia Mecânica). Universidade Federal de Itajubá, 213 p., 2019.

SANTOS, I. F. S.; CAMACHO, R. G. R.; TIAGO FILHO, G. L.; BOTAN, A. C. B.; VINENT, B. A. Energy potential and economic analysis of hydrokinetic implementation in rivers: An approach using numerical predictions (CFD) and experimental data. *Renewable Energy*, V. 143, 9648-662, 2019.

SANTOS, I. F. S.; CAMACHO, R. G. R.; FILHO, G. L. T. Study of the wake characteristics and turbines configuration of a hydrokinetic farm in an Amazonian river using experimental data and CFD tools. *Journal of Cleaner Production*, volume 299, 2021.

SANTOS, W. R. Avaliação do Potencial hidrocinético em um rio no Norte do Brasil por meio de uma distribuição estatística de velocidades. Relatório de iniciação científica (Engenharia Ambiental), Universidade Federal de Itajubá (MG), 2023.

SCHRAMM, M. P.; BEVELHIMER, M.; SCHERELIS, C. Effects of hydrokinetic turbine sound on the behavior of four species of fish within an experimental mesocosm. *Fisheries Research*, Volume 190, Pages 1-14, 2017.

SNIRH. Sistema Nacional de Informações sobre Recursos Hídricos, Rios principais. 2013. Disponível em < [http://portal1.snirh.gov.br/arquivos/atla\\_TEXTO.pdf](http://portal1.snirh.gov.br/arquivos/atla_TEXTO.pdf)>. Acesso: 19/04/2022.

SORNES, K. Small-scale water current turbines for river applications, 2010. Disponível em [https://diving-rov-specialists.com/index\\_html\\_files/os\\_27-small-scale-water-current-turbines-for-river-applications.pdf](https://diving-rov-specialists.com/index_html_files/os_27-small-scale-water-current-turbines-for-river-applications.pdf). Acesso: 22/10/2024.

SOOD, M.; SINGAL, S. K. Development of statistical relationship for the potential assessment of hydrokinetic energy. *Ocean Engineering*, v. 266, p. 112140, 2022.

TIDGEN POWER GENERATION, 2019. Ocean renew power energy 2017. [http://www.orpc.co/orpcpowersystem\\_tidgenpowersystem.aspx](http://www.orpc.co/orpcpowersystem_tidgenpowersystem.aspx).

VAN ELS, R. H.; BALDUINO, L. F.; HENRIQUES, A. M. D.; CAMPOS, C. O. Hydrokinetic turbine for isolated villages. *PCH Notícias SHP News*, vol. 19, pp. 24–25, 2003.

VAN ELS, R. H. Sustentabilidade de projetos de implementação de aproveitamentos hidroenergéticos em comunidades tradicionais na Amazônia: Casos no Suriname e Amapá. Tese (Doutorado em Desenvolvimento Sustentável) – CDS, Universidade de Brasília, Brasília, 2008.

VAN ELS, R. H.; BRASIL JUNIOR, A. C. P. The Brazilian experience with hydrokinetic turbines. *The 7th International Conference on Applied Energy – ICAE2015*. *Energy Procedia*, V. 75, p. 259-264, 2015.

VERMAAK, H. J.; KUSAKANA, K.; KOKO, S. P. Status of micro-hydrokinetic river technology in rural applications: A review of literature. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 29, 625–633, 2014.

## **GESTÃO DE ENERGIA E EFICIÊNCIA ENERGÉTICA EM EDIFÍCIOS PÚBLICOS: ESTUDO DE CASO NA PREFEITURA DE FRANCISCO MORATO/SP**

Felipe Bergmann<sup>1</sup>  
Emerson Silva Santos Júnior<sup>1</sup>  
Fabiano de Oliveira Cesar<sup>1</sup>  
Thales Henrique Oliveira Alves<sup>1</sup>  
Everton Rodrigues Dias<sup>1</sup>  
André Luiz da Conceição<sup>2,3</sup>

<sup>1</sup>FATEC Giuliano Cecchettini

<sup>2</sup>FATEC Campinas

<sup>3</sup>FATEC Deputado Ary Fossen

DOI: 10.47168/rbe.v30i4.891

### **RESUMO**

Este artigo analisa o consumo de energia elétrica em um edifício público em Francisco Morato/SP, com o objetivo de propor soluções para otimizar seu consumo. A pesquisa, de natureza aplicada e com abordagem quali-quantitativa, examina as características energéticas do edifício, incluindo envoltória, sistemas de iluminação e climatização, além de práticas de uso energético. A partir da análise das faturas de energia elétrica e das visitas técnicas, foram propostas estratégias de eficiência energética, como a migração para o Ambiente de Contratação Livre (ACL), a implementação de energia solar fotovoltaica, a instalação de películas de controle solar e a adoção de um Sistema de Gestão de Energia (SGE) em conformidade com a ISO 50001. Os resultados indicam a viabilidade técnica e econômica dessas medidas, com potencial para reduzir custos operacionais e promover a sustentabilidade.

Palavras-chave: Eficiência energética; Edifícios públicos; Energia solar fotovoltaica; Gestão de energia; Sustentabilidade ambiental.

### **ABSTRACT**

This article analyzes the electricity consumption in a public building in Francisco Morato/SP, aiming to propose solutions to optimize its consumption. The research, of an applied nature and with a quali-quantitative approach, examines the building's energy characteristics, including envelope, lighting and air conditioning systems, in addition to energy use practices. Based on the analysis of electricity bills and

technical visits, energy efficiency strategies were proposed, such as migration to the Free Contracting Environment (ACL), the implementation of photovoltaic solar energy, the installation of solar control films and the adoption of an Energy Management System (EMS) in accordance with ISO 50001. The results indicate the technical and economic feasibility of these measures, with the potential to reduce operating costs and promote sustainability.

Keywords: Energy efficiency; Public buildings; Photovoltaic solar energy; Energy management; Environmental sustainability.

## 1. INTRODUÇÃO

À medida que a sociedade incorpora a eletrificação em suas atividades diárias, o consumo de eletricidade cresce proporcionalmente. No entanto, essa relação não é linear, uma vez que a eficiência energética influencia diretamente na demanda. A utilização eficiente de energia emerge como um pilar fundamental para enfrentar os desafios energéticos contemporâneos, promovendo soluções mais sustentáveis para produtos e serviços que dependem de eletricidade. De acordo com a Agência Internacional de Energia (2019), o consumo de eletricidade é um indicador do desenvolvimento das nações, embora fatores como eficiência e inovação tecnológica possam alterar essa correlação.

A eficiência energética consiste na prestação de um serviço com menor consumo de energia, por meio da adoção de estratégias otimizadas. Os edifícios são grandes consumidores de eletricidade e recursos hídricos, além de gerarem diferentes tipos de resíduos provenientes de atividades como climatização, iluminação, aquecimento de água e operação de equipamentos (CHEN; COOK; CRANDALL, 2013). Em muitos países, os edifícios representam cerca de 40% do consumo de eletricidade. No Brasil, edifícios públicos correspondem a aproximadamente 8,5% do consumo total (GIARETTA, 2022), destacando a importância de mecanismos para reduzir a demanda por energia elétrica, aproveitando recursos naturais como iluminação solar e ventilação natural.

A utilização da energia solar para geração de eletricidade surge como uma alternativa relevante para diversificar a matriz energética, destacando-se por seu caráter renovável e sustentável (PINHO; GALDINO, 2014). Alvorcem e Santos (2018) investigaram a integração de um sistema fotovoltaico em um edifício em operação, considerando diferentes cenários. Os resultados evidenciaram que o projeto deve ser adequadamente dimensionado, levando em conta fatores como a orientação das placas, o ângulo de inclinação e a ausência de sombreamento. Outra estratégia para minimizar o consumo energético em edificações é o aprimoramento da envoltória, que protege os edifi-

cios das variações climáticas ao longo do ano. A implementação dessa técnica regula a temperatura interna do edifício, reduzindo a influência das condições externas (TOMAZI, 2018).

Outro aspecto relevante é a gestão energética, que envolve a coleta, tabulação e quantificação do consumo de energia, conforme os procedimentos prescritos pela ISO 50001 (ABNT, 2018). Quando implementada, essa gestão permite o mapeamento do consumo energético, a identificação de oportunidades de redução, o controle financeiro e o monitoramento em tempo real da eletricidade consumida (MACHADO; RUSCHEL, 2019).

A relevância desta pesquisa está na análise do consumo de energia elétrica em um edifício público, considerando o impacto da eficiência energética no setor público, em que os recursos financeiros e ambientais devem ser geridos de maneira eficiente.

Este artigo tem como objetivo examinar as características energéticas de um edifício público localizado em Francisco Morato/SP e propor soluções para otimizar seu consumo de eletricidade. Ademais, busca-se avaliar a viabilidade da implementação da geração solar fotovoltaica como alternativa energética. As hipóteses deste estudo sustentam que a análise detalhada das condições do edifício e a adoção de soluções para melhorar sua eficiência energética são determinantes para a otimização dos recursos financeiros, o aumento do conforto dos ocupantes e a possibilidade de redução da dependência da rede elétrica convencional.

Diante dos desafios energéticos contemporâneos, este estudo se justifica pela necessidade de compreender e otimizar o consumo elétrico de uma edificação pública recém-inaugurada em Francisco Morato/SP. A estrutura, com 3300 m<sup>2</sup> distribuídos entre térreo e 11 pavimentos, abriga a administração municipal, demandando soluções para melhorar sua eficiência energética e contribuir para a sustentabilidade e o bem-estar da comunidade local.

## **2. METODOLOGIA**

Este artigo, resultado de pesquisa de natureza aplicada, adotou uma abordagem quantitativa e qualitativa (quali-quantitativa) para a análise do consumo energético da edificação em estudo, com o objetivo de propor soluções de eficiência energética. A metodologia foi organizada em três grandes etapas: Revisão bibliográfica, Pesquisa de campo e Análise dos dados e informações.

### **2.1 Revisão bibliográfica**

A revisão bibliográfica teve como propósito levantar dados e informações sobre os temas centrais deste estudo, principalmente sobre

eficiência energética em edificações. A pesquisa bibliográfica e documental fundamentou teoricamente o estudo, especialmente na etapa inicial. Segundo Severino (2007), essas metodologias permitem o registro de dados e temas já trabalhados por outros pesquisadores, servindo como referencial teórico e conceitual para o presente estudo. Foram consultadas fontes como artigos científicos, livros, relatórios técnicos e normas, com destaque para a eficiência energética, gestão energética e uso de fontes renováveis de energia em edificações.

## 2.2 Pesquisa de campo

A pesquisa de campo consistiu em visitas técnicas ao Paço Municipal Ricardo Suffredini da Costa, localizado em Francisco Morato/SP. Inaugurado em 29 de junho de 2020, o edifício possui 3.300 m<sup>2</sup> de área, distribuídos entre o térreo e 11 pavimentos, conforme Figura 1 (adaptado de Prefeitura Municipal de Francisco Morato, 2022).



Figura 1 - Vista aérea da edificação da Prefeitura de Francisco Morato/SP

Durante as visitas técnicas, foram coletados dados *in loco* sobre o consumo de energia elétrica e as características estruturais e operacionais do edifício, que possui 3.300 m<sup>2</sup> de área construída, dois elevadores com sistema de programação lógica de posicionamento e deslocamento, iluminação LED e caixa de adaptação de água. O local atende diariamente cerca de 1.000 pessoas e conta com aproximadamente 400 servidores.

Além disso, foi aplicado um questionário semiestruturado, contendo questões abertas e fechadas, respondido pelo funcionário responsável pela gestão predial. O objetivo foi obter informações sobre os sistemas energéticos utilizados, práticas de gestão de energia e oportunidades de melhoria na eficiência energética. O questionário foi organizado em dez seções, cada uma abordando um conjunto específico de questões relacionadas ao consumo de energia elétrica e às características estruturais da edificação, como envoltória, cobertura, paredes, portas e janelas, iluminação, condicionadores de ar e elevadores. Também foram incluídas questões sobre a expectativa em relação à instalação de um sistema solar fotovoltaico e a gestão energética do edifício.

### **2.3 Análise dos dados e informações**

A análise dos dados coletados envolveu a tabulação e a elaboração de indicadores qualitativos e quantitativos, conforme o método quali-quantitativo descrito por Minayo e Sanches (1993). Essa abordagem permite a complementaridade entre os dados qualitativos, obtidos a partir das entrevistas e observações, e os dados quantitativos, referentes ao consumo energético do edifício. Para Gil (2002, p. 17), "pode-se definir pesquisa como procedimento racional sistemático que tem como objetivo proporcionar respostas aos problemas que são propostos." O autor acrescenta que a pesquisa é requerida quando não se dispõe de informação suficiente para responder ao problema, ou então quando a informação disponível se encontra em tal estado de desordem que não possa ser adequadamente relacionada ao problema. Dessa forma, a análise dos dados foi conduzida de maneira sistemática e racional, visando fornecer respostas claras e práticas para os desafios de eficiência energética do edifício público em questão.

Para tanto, foram analisadas as faturas de energia elétrica da edificação no período de janeiro a outubro de 2022, contemplando os valores em reais (R\$) e o consumo em quilowatt-hora (kWh). A limitação do período estudado decorreu da disponibilidade dos dados fornecidos, o que pode representar uma restrição na análise de padrões anuais de consumo. No entanto, mesmo com essa limitação, a avaliação permitiu identificar variações mensais e tendências sazonais, contribuindo para a compreensão do perfil energético da edificação.

Embora não tenha sido possível obter dados referentes a um período completo de 12 meses, a amostra analisada incluiu meses de maior e menor consumo, sendo julho o de menor demanda e setembro o de maior, possibilitando uma visão preliminar das oscilações sazonais das principais variáveis que influenciam o consumo. A partir desses dados quantitativos, aliados às observações qualitativas realizadas in loco, foi possível propor medidas voltadas à redução do consumo de eletricidade e ao aprimoramento da eficiência energética da edificação.

### 3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste tópico, são apresentados os resultados obtidos a partir das visitas técnicas e das análises realizadas na sede da prefeitura de Francisco Morato. As condições gerais da edificação foram avaliadas com foco na envoltória, iluminação, condicionamento de ar e práticas de uso energético. A partir desses dados, foram apresentadas algumas propostas para melhorar a eficiência e a gestão energética da edificação.

#### 3.1 Condições da edificação e análise de consumo energético

Após as visitas técnicas ao edifício sede da Prefeitura de Francisco Morato, foram avaliadas suas características estruturais e operacionais, considerando aspectos como a envoltória, os sistemas de iluminação e climatização, além de outras particularidades que influenciam o consumo energético. Durante a pesquisa de campo, foram conduzidas entrevistas com o responsável pela gestão predial, aplicação de um questionário e uma visita guiada para inspeção detalhada das instalações.

A edificação não dispõe de brises ou outros dispositivos para bloqueio da radiação solar. As janelas das fachadas não possuem películas nos vidros, contando apenas com persianas comuns (Figura 2). O telhado é composto por telhas de zinco pintadas de branco, com núcleo de isopor, proporcionando certo nível de isolamento térmico, embora a eficiência desse material possa variar conforme as condições climáticas e a incidência solar ao longo do dia.



Figura 2 - Ambiente interno da edificação, com destaque para as persianas e a iluminação de LED

Em termos de iluminação, toda a edificação está equipada com lâmpadas LED, que apresentam maior eficiência energética e durabilidade em comparação às lâmpadas convencionais. O sistema de iluminação foi projetado para garantir níveis adequados de luminosidade em todos os ambientes, atendendo aos padrões de conforto visual e segurança, embora não haja sensores de presença nas áreas comuns (Figura 2). Na área do térreo, os postes de iluminação são fotovoltaicos, operando de forma autônoma e sem consumir energia elétrica da edificação.

Para o condicionamento de ar, a edificação possui splits instalados nas salas, com condensadoras localizadas no telhado e expostas às condições climáticas (Figura 3). Devido à localização elevada do edifício, há grande incidência de ventos, o que favorece a ventilação natural nas áreas que possuem aberturas, possibilitando a redução do uso de ar-condicionado em determinados períodos. Os aparelhos passam por manutenção regular e troca de filtros conforme recomendações sanitárias.



Figura 3 - Condensadoras instaladas no telhado da edificação

A edificação não dispõe de um sistema ativo de gestão e monitoramento dos indicadores energéticos, porém adota algumas práticas voltadas à racionalização do consumo de eletricidade. Entre essas práticas, destacam-se o desligamento das luzes durante o dia em ambientes com iluminação natural suficiente, a utilização do ar-condicionado de forma controlada, considerando a ocupação e a necessidade real de climatização, e o aproveitamento da ventilação natural sempre que possível. Além disso, há a perspectiva de implantação de um sistema de geração fotovoltaica para suprir parte da demanda energética do edifício.

Os dados coletados das faturas de energia de janeiro a outubro de 2022 indicam uma média de R\$ 26.011,29 no valor pago pela energia elétrica durante esse período. Observa-se uma variação significativa nos custos, com picos de consumo nos meses mais quentes, quando há maior demanda por climatização devido ao uso de ar-condicionado. Nos meses intermediários, típicos do outono e inverno, o consumo se mantém mais estável, refletindo a menor necessidade de sistemas de climatização, aproveitando-se da ventilação natural do edifício. O consumo médio de energia elétrica, que foi de 57,698 MWh, sugere que uma análise mais detalhada do consumo por unidade de área ou por ocupação poderia revelar se esse valor está acima do esperado para o tipo de uso e características do imóvel. Nesse contexto, o desenvolvimento de estratégias de eficiência energética torna-se crucial, considerando a possibilidade de adoção de tecnologias de geração própria de energia, como sistemas fotovoltaicos, para mitigar os custos elevados e promover uma gestão mais eficiente dos recursos energéticos, alinhando-se a objetivos de sustentabilidade, que incluem a redução da dependência de fontes externas de energia e a minimização do impacto ambiental.

### **3.2 Propostas para melhorar a eficiência e gestão energética da edificação**

Este tópico apresenta as propostas para melhorar a gestão e a eficiência energética da edificação pública, destacando as alternativas de migração para o Ambiente de Contratação Livre (ACL), implementação de energia solar fotovoltaica, instalação de películas para redução do calor solar, e a implantação de um Sistema de Gestão de Energia.

#### **3.2.1 Migração para o Ambiente de Contratação Livre**

A migração para o Ambiente de Contratação Livre (ACL) surge como uma estratégia viável e econômica para a gestão de energia elétrica na sede da prefeitura de Francisco Morato. A análise foi realizada com base nas faturas de energia elétrica de 2022, considerando um perfil médio de consumo mensal. Com esses dados, foi possível simular um cenário de migração total para o ACL, sem a inclusão de sistemas de geração fotovoltaica.

O consumo médio mensal foi estimado em R\$ 26.011,29, incluindo impostos e encargos, como PIS/COFINS e ICMS. A proposta de migração para o ACL, com base nos planos ofertados pelas comercializadoras de energia, indicou uma redução de aproximadamente 18% no valor da fatura, resultando em uma economia mensal de R\$ 4.682,03. Ao longo de um contrato de cinco anos, essa economia poderia atingir R\$ 280.921,80. A escolha do período de cinco anos para o

cálculo da economia se deve à prática comum de contratos no mercado de energia elétrica, que frequentemente são firmados por esse prazo, permitindo uma visão de médio a longo prazo dos benefícios financeiros, com maior previsibilidade para o planejamento orçamentário.

Essa economia é viável graças à maior flexibilidade e personalização oferecidas pelo ACL, que possibilita negociações mais vantajosas e previsíveis para o consumidor. Além disso, a Portaria 50/2022 do Ministério de Minas e Energia – MME (BRASIL, 2022) facilita a migração de consumidores do Grupo A, sem a necessidade de aumento na demanda mínima anteriormente estabelecida, tornando a migração para o ACL não apenas economicamente vantajosa, mas também estratégica. A migração para o ACL também pode facilitar o acesso a fontes renováveis de energia, uma vez que os consumidores têm a possibilidade de negociar contratos com comercializadoras que ofereçam energia proveniente de fontes limpas, como a solar e a eólica. Isso contribui para a redução da pegada de carbono do município e alinha-se às políticas de sustentabilidade e eficiência energética, promovendo um uso mais responsável e ambientalmente amigável dos recursos energéticos.

### 3.2.2 Implementação da energia solar fotovoltaica

A presente análise avalia a viabilidade técnica e econômica da instalação de um sistema de energia solar fotovoltaica na edificação da prefeitura de Francisco Morato. A proposta prevê a instalação de placas solares no telhado do edifício, estimando-se que o sistema possa suprir aproximadamente 10% da demanda energética do local. Caso implementado, esse cenário resultaria em uma economia média mensal estimada de 22%, o que corresponderia a uma redução de R\$ 4.368,61 na fatura de eletricidade, totalizando R\$ 262.116,48 ao longo de cinco anos.

A estimativa técnica foi baseada em dados da edificação e em uma visita in loco, que permitiu avaliar a viabilidade estrutural para a instalação de 52 painéis fotovoltaicos de silício monocristalino. O custo estimado para a aquisição e instalação do sistema é de R\$ 90.000,00, valor que contempla equipamentos e mão de obra. A geração anual prevista é de 33.952 kWh, o que corresponde a aproximadamente 9% do consumo mensal do edifício. A divergência entre a economia financeira estimada (22%) e a fração de eletricidade gerada (9%) decorre da diferença entre a tarifa da concessionária e o impacto da compensação energética na conta de luz.

Os dados utilizados para a estimativa foram coletados ao longo de dez meses, considerando a irradiação solar local e os padrões de consumo da edificação. O estudo indicou que a radiação incidente na região é suficiente para garantir a geração elétrica projetada.

Ressalta-se que a instalação do sistema fotovoltaico ainda não foi realizada. O monitoramento mencionado refere-se à análise do histórico de consumo energético do edifício, permitindo comparações futuras caso o sistema seja implantado.

Por fim, embora a proposta contribua para a sustentabilidade e a redução da dependência de fontes externas de eletricidade, o consumo total da edificação não seria reduzido, mas sim parcialmente suprido por uma fonte renovável. Dessa forma, o projeto se alinha às políticas de sustentabilidade, ainda que não represente uma medida direta de eficiência energética.

### 3.2.3 Instalação de película

A aplicação de películas de controle solar nos vidros das fachadas da edificação da prefeitura de Francisco Morato foi avaliada como uma estratégia para reduzir a carga térmica interna e melhorar a eficiência energética do edifício. Estudos indicam que películas, como a Night Vision 25 e 15 da 3M, podem bloquear até 99% da radiação ultravioleta (3M, 2023) e uma fração significativa da radiação solar incidente, contribuindo para a redução da transmissão térmica para o interior da edificação.

A análise da insolação do edifício foi realizada por meio de um *software* de modelagem energética (*software* EnergyPlus, versão 9), permitindo identificar as fachadas mais expostas à radiação solar direta. Os resultados confirmaram que as fachadas leste e oeste recebem a maior carga térmica devido à exposição ao sol nas primeiras horas da manhã e no final da tarde (Figura 4 - adaptada do Google Maps, 2023). Com base nessa análise, essas fachadas foram priorizadas para a aplicação das películas, garantindo um melhor custo-benefício na implementação da medida.



Figura 4 - Análise da orientação e irradiância solar das fachadas do edifício

A estimativa da redução da carga térmica interna foi baseada em simulações térmicas considerando a transmitância dos vidros antes e depois da aplicação das películas. Os resultados indicam uma redução potencial de até 20% na carga térmica interna, o que impactaria diretamente o consumo energético dos sistemas de climatização. A economia operacional estimada, de aproximadamente R\$ 3.500,00 mensais, foi calculada com base na relação entre a redução da carga térmica e o consumo médio do sistema de ar-condicionado da edificação nos períodos de maior demanda.

O orçamento para a implementação da solução foi elaborado considerando o levantamento de preços das películas Night Vision 25 e 15 da 3M, além da metragem total das superfícies envidraçadas a serem cobertas. O custo total estimado para a aplicação nas fachadas leste e oeste é de R\$ 45.000,00, e o fabricante especifica uma vida útil mínima de 12 anos para o produto, assegurando sua durabilidade e eficiência a longo prazo.

### 3.2.4 Implantação de um Sistema de Gestão da Energia

A adoção de um Sistema de Gestão da Energia (SGE), em conformidade com a norma ISO 50001, pode contribuir para um consumo energético mais eficiente, além da redução de custos operacionais e emissões de gases de efeito estufa. Esse sistema envolve o monitoramento contínuo do consumo de energia, a identificação de padrões de demanda e a análise de dados em tempo real, permitindo a implementação de estratégias de eficiência energética e automação.

No contexto da migração para o Ambiente de Contratação Livre (ACL), a gestão energética desempenha um papel essencial ao fornecer informações detalhadas sobre o consumo, facilitando a tomada de decisões para a adoção de tecnologias complementares. De acordo com a ABNT NBR ISO 50001:2018, a implementação de um sistema de gestão energética estruturado pode gerar economias de até 60%, dependendo das condições operacionais e do grau de eficiência previamente existente (ABNT, 2018).

## 4. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este estudo demonstrou a importância da eficiência energética em edificações públicas, utilizando a prefeitura de Francisco Morato como caso de análise. A avaliação detalhada das condições do edifício revelou oportunidades significativas para otimizar o consumo de energia elétrica e reduzir os custos operacionais.

A migração para o Ambiente de Contratação Livre (ACL) emergiu como uma estratégia promissora, oferecendo flexibilidade e economia na gestão da energia elétrica. A implementação de um sistema de

energia solar fotovoltaica, embora com um investimento inicial, demonstrou potencial para reduzir a dependência da rede elétrica convencional e promover a sustentabilidade.

A instalação de películas de controle solar nas fachadas expostas à radiação solar direta mostrou-se eficaz na redução da carga térmica interna, diminuindo a necessidade de climatização e proporcionando maior conforto aos ocupantes. Além disso, a adoção de um Sistema de Gestão de Energia (SGE), em conformidade com a ISO 50001, pode otimizar o monitoramento e o controle do consumo energético, facilitando a identificação de oportunidades de melhoria e a implementação de estratégias de eficiência energética.

As análises realizadas confirmaram a viabilidade técnica e econômica das medidas propostas, com potencial para gerar economias significativas e promover a sustentabilidade. No entanto, é importante ressaltar que a implementação dessas medidas requer um planejamento cuidadoso e um monitoramento contínuo para garantir sua eficácia a longo prazo.

Este estudo contribui para o debate sobre a eficiência energética em edificações públicas, fornecendo insights valiosos para gestores e formuladores de políticas. As propostas apresentadas podem servir de base para a implementação de medidas similares em outras edificações públicas, contribuindo para a construção de um futuro mais sustentável e resiliente.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA INTERNACIONAL DE ENERGIA – IEA. Energy Efficiency 2019. IEA, 2019. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/energy-efficiency-2019>. Acesso em: 30 mar. 2023.

ALVORCEM, C. I. V.; DOS SANTOS, I. P. Análise da viabilidade técnica na implantação de sistema de energia solar fotovoltaico em edifício histórico na cidade de Santa Maria. In: Congresso Brasileiro de Energia Solar – CBENS, 7, 2018, Gramado/RS. Anais do VII Congresso Brasileiro de Energia Solar da ABENS. Gramado/RS: ABENS, 2018. Disponível em: <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/3>. Acesso em: 20 maio 2023.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS – ABNT. NBR ISO 50001: 2018: Sistemas de gestão de energia – requisitos com orientações para uso. ABNT: Rio de Janeiro, 2018.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia – MME. Portaria normativa nº50. Define o limite de carga para contratação de energia elétrica por parte dos consumidores [...]. Disponível em: <https://in.gov.br/web/dou/-/portaria-normativa-n-50/gm/mme-de-27-de-setembro-de-2022-432279937>. Acesso em: 15 mar. 2023.

CHEN, C.; COOK, D. J.; CRANDALL, A. S. The user side of sustainability: Modeling behavior and energy usage in the home. *Pervasive and Mobile Computing*, v.9, n1, 161-175. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1574119212001320>. Acesso em: 30 mar. 2023.

GIARETTA, R. F. Avaliação do custo-benefício de medidas de eficiência energética em edificações de segurança pública em Santa Catarina visando retrofit para NZEB. 2022. 149 f. Dissertação (Mestrado em Arquitetura e Urbanismo) – Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2022. Disponível em: <https://labeee.ufsc.br/sites/default/files/publicacoes/dissertacoes/Disserta%C3%A7%C3%A3o%20de%20Mestrado%20-%20Rafael%20Fernando%20Giaretta.pdf>. Acesso em: 30 mar. 2023.

GIL, A. C. Como elaborar projetos de pesquisa. 4. ed. São Paulo: Atlas, 2002

GOOGLE MAPS. (2023). Vista da edificação da Prefeitura de Francisco Morato. Disponível em: <https://maps.google.com/>. Acesso em: 30 mar. 2023.

MACHADO, F. A.; RUSCHEL, R. C. Implementação de solução BIM/lot para suporte à gestão de energia da edificação. In: Simpósio Brasileiro de Tecnologia da Informação e Comunicação na Construção, 2., 2019. Anais do Simpósio Brasileiro de Tecnologia da Informação e Comunicação na Construção. Porto Alegre: ANTAC, 2019. Disponível em: <https://eventos.antac.org.br/index.php/sbtic/article/view/148>. Acesso em: 30 jun. 2023.

MINAYO, M. C. S.; SANCHES, O. Quantitativo-Qualitativo: oposição ou complementaridade? *Cad. Saúde Pública*, Rio de Janeiro, v.9, n.3, p.239-262, jul./set. 1993. Disponível em: <https://www.scielo.br/j/csp/a/Bgpmz7T7cNv8K9Hg4J9fJDb/?format=pdf&lang=pt>. Acesso em: 30 mar. 2023.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. (Org.) Manual de Engenharia para sistemas fotovoltaicos. Rio de Janeiro: CEPTEL: CRESESB, 2014. Disponível em: [https://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual\\_de\\_Engenharia\\_FV\\_2014.pdf](https://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf). Acesso em: 02 fev. 2023.

PREFEITURA MUNICIPAL DE FRANCISCO MORATO. Paço Municipal Ricardo Suffredini da Costa, 2022. Disponível em: <https://www.franciscomorato.sp.gov.br/>. Acesso em: 11 nov. 2022.

SEVERINO, A. J. Metodologia do trabalho científico. 23. ed. rev. e atual. São Paulo: Cortez, 2007.

TOMAZI, J. O. Auditoria energética em edificação pública visando o selo PROCEL de economia de energia em edificações. 2018. 36 f. Monografia (Bacharelado em Engenharia de Energia) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2018. Disponível em: <https://lume.ufrgs.br/bitstream/handle/10183/192808/001088354.pdf?sequence=1&isAllowed=y>. Acesso em: 30 mar. 2023.

TRÊS M (3M). Película de controle solar para vidros 3M. 3M Brasil, 2023. Disponível em: [https://www.3m.com.br/3M/pt\\_BR/p/d/b5005059011/](https://www.3m.com.br/3M/pt_BR/p/d/b5005059011/). Acesso em: 14 out. 2022.

## UMA INTRODUÇÃO À REVISÃO SISTEMÁTICA DA RESPOSTA DA DEMANDA DO SETOR RESIDENCIAL

Alysson de Lima Ponciano<sup>1</sup>  
Giovanni Cordeiro Barroso<sup>1</sup>  
Lucas Silveira Melo<sup>1</sup>

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

DOI: 10.47168/rbe.v30i4.900

### RESUMO

O setor residencial é marcado por uma curva de carga característica em comparação com outros setores. O seu pico no início do período noturno traz desafios para a integração de fontes renováveis, como a solar fotovoltaica. A academia, governo e organizações participantes do setor elétrico estudam a aplicação da Resposta da Demanda para minimizar o *Peak-to-Average Ratio* (PAR), ao deslocar a carga de pico para regiões com baixa carga e com uma maior geração de fontes não-despacháveis. A Resposta da Demanda é vista como uma aliada para os planejadores do sistema elétrico, porém para os consumidores ainda existe resistência por questões que têm impacto financeiro e no conforto, além da rejeição do que é novo. Uma Revisão Sistemática da Resposta da Demanda no setor residencial foi realizada entre os anos de 2014 e 2024 mapeando algoritmos de otimização, quantidade de participantes, fontes de geração e armazenamento e tipos de programas de resposta da demanda que visam esclarecer o atual estado da arte do tema para consumidores e organizações participantes do setor elétrico. Foi possível observar que a maioria dos programas de resposta da demanda reportados na literatura é baseada em preço (89%), com funções multiobjetivo (63%), apenas no campo da simulação (90%) e com aplicação em uma única residência (75%).

Palavras-chave: Resposta da demanda; Revisão sistemática; Setor residencial.

### ABSTRACT

The residential sector is characterized by a load curve that is distinct compared to other sectors. Its peak at the beginning of the evening presents challenges for the integration of renewable sources such as solar photovoltaics. Organizations such as the academia, government and others participating in the electricity sector are studying the appli-

cation of Demand Response to minimize the peak-to-average ratio by shifting peak load to regions with low load and higher generation from non-dispatchable sources. Demand Response is seen as an ally for power system planners; however, there is still resistance from consumers due to financial and comfort-related issues, as well as a general rejection of new concepts. A Systematic Review of Demand Response in the residential sector was conducted between 2014 and 2024, mapping optimization algorithms, the number of participants, generation and storage sources, and types of demand response programs that aim to clarify the current state of the art of the topic for consumers and organizations participating in the electric sector. It was possible to observe that most demand response programs reported in the literature are price-based (89%), with multi-objective functions (63%), only in the simulation field (90%) and with application to a single residence (75%).

Keywords: Demand response; Systematic review; Residential sector.

## 1. INTRODUÇÃO

A demanda mundial por eletricidade cresce a cada ano (IEA, 2024). Por isso, é necessário que a geração de eletricidade cresça na mesma proporção, ou acima, para evitar desabastecimento em setores da economia mundial. A Figura 1 mostra a crescente da geração de eletricidade por diversas fontes durante uma sequência de anos. As fontes solar e eólica vêm ganhando cada vez mais espaço na matriz de eletricidade global, porém longe do cenário no qual há substituição total das fontes poluentes. Na figura podem ser observados os impactos da crise econômica, em 2009, e da pandemia da COVID-19, em 2020.

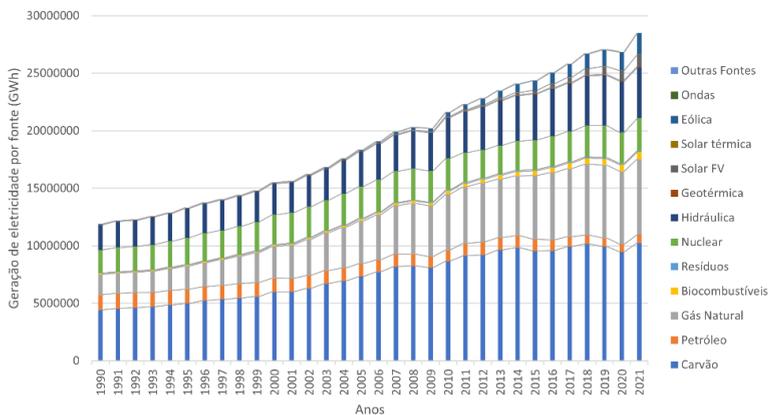


Figura 1 - Geração mundial de eletricidade por fonte durante os anos 1990-2021

A Equação 1 mostra a relação de potência gerada e demanda em um dado instante de tempo. Ao expandir a equação em função das fontes despacháveis e não-despacháveis, chegamos à Equação 2. Cada termo representado na equação possui características distintas, como disponibilidade para a geração, momentos de picos e de vale, impactos ambientais e a efetiva capacidade de geração. No lado da geração, há fontes que podem se ajustar com a carga com uma maior facilidade, como a entrada de hidrelétricas devido à natureza despachável. A expansão das fontes da transição energética limpa é caracterizada pela natureza não-despachável, como as fontes solar fotovoltaica e eólica. Ao focar em fontes não-despacháveis e não ter adaptabilidade do sistema frente as novas composições da matriz energética, o Sistema Elétrico de Potência (SEP) tem incertezas de suprimento e pode colocar em risco a segurança energética nacional. Devido à dificuldade de implementação das fontes despacháveis, principalmente por questões ambientais, são necessárias adequações, em decorrência das fontes não-despacháveis. Alternativas são necessárias para armazenar energia excedente ou deslocar a carga para os horários com potencial excesso de geração por meio do Gerenciamento do Lado da Demanda (GLD).

$$P_{gen}(t) = P_{dem}(t) \quad (1)$$

$$P_{des}(t) + P_{ndes}(t) = P_{res}(t) + P_{ind}(t) + \dots + P_{com}(t) \quad (2)$$

em que  $P_{gen}(t)$ ,  $P_{dem}(t)$ ,  $P_{des}(t)$ ,  $P_{ndes}(t)$ ,  $P_{res}(t)$ ,  $P_{ind}(t)$  e  $P_{com}(t)$  são as potências instantâneas da geração, demanda, despacháveis, não-despacháveis, residências, indústrias, comércios. No âmbito de geração em residências, ou seja, geração distribuída, a fonte geradora de eletricidade mais comum é a solar fotovoltaica. A curva tradicional de geração solar fotovoltaica indica geração durante o período do dia e um pico por volta das 12-13 horas. O pico da demanda residencial acontece entre o horário de 17-21 horas. Dessa forma, o pico de geração deste tipo de fonte não é coincidente com o pico de consumo. Portanto, há uma necessidade de adequação que visa minimizar os impactos e maximizar os benefícios para a rede elétrica. Existem alguns mecanismos que podem fornecer essa adequação, como um sistema de armazenamento de energia elétrica e/ou GLD, com sua componente de Resposta da Demanda. O armazenamento de energia elétrica é uma solução para o excedente da geração e para utilizá-la em momentos de picos. Porém, na ausência de alternativas para armazenamento de eletricidade, a Resposta da Demanda (RD) é vista como uma

das soluções para os planejadores do setor elétrico, pois por meio de incentivos e/ou preços produz-se mudanças no formato da curva de consumo.

O GLD possui seis tipos de ações características na curva de carga: são elas o corte de pico, preenchimento de vale, deslocamento de carga, conservação estratégica, crescimento estratégico da carga e curva de carga flexível (GELLINGS, 1985). O corte de pico é geralmente ocasionado pelo programa de incentivos denominado Controle Direto da Carga, *Direct Load Control* (DLC), em que a gerenciadora de energia necessita cortar carga devido à falta de geração, e há compensações por essa ação. A utilização de energia elétrica em momentos nos quais há baixo consumo é denominado preenchimento de vale. O deslocamento de carga visa reduzir por muitas vezes a Razão Pico-Média, *Peak-to-Average Ratio* (PAR), ou seja, linearizar a curva de carga, além da redução de custos e aumentar a estabilidade do sistema ao evitar sobrecarga da rede em momentos de pico. A conservação estratégica envolve ações gerenciadas pelas concessionárias de energia elétrica visando mudanças na curva de carga por conta de menor consumo. Existem momentos em que as tarifas estão baixas e o crescimento estratégico da carga é uma oportunidade futura para carregar os sistemas de armazenamento de energia (SAE) e as baterias dos veículos elétricos (VE). Quando se tem uma curva de carga flexível, as ações de RD possuem melhores resultados devido à escolha ótima indicada pelos algoritmos de otimização para posicionar as cargas durante o dia. Na Figura 2 são representados os seis tipos de ações características na curva de carga.

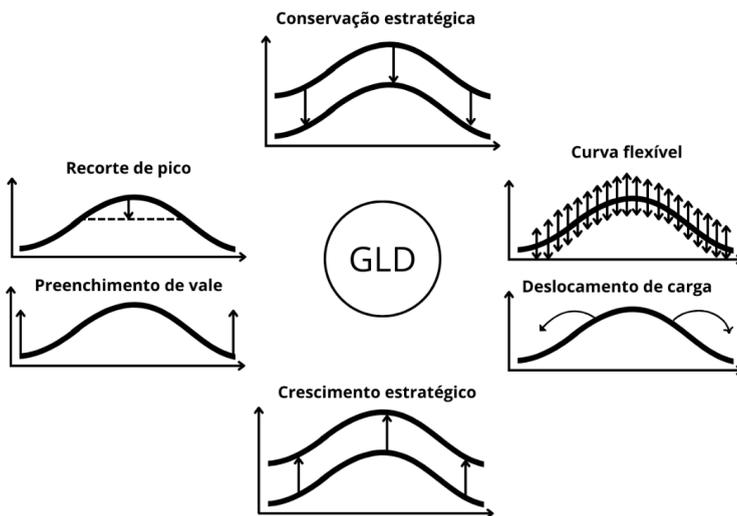


Figura 2 – Seis tipos de ações na curva de carga

## 2. PROGRAMAS DE RESPOSTA DA DEMANDA E A VIÃO DA EPE

Nesta seção são abordados os programas de resposta da demanda e as classificações dos programas de resposta da demanda de acordo com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), além de contextualizar a importância dos algoritmos de otimização dentro dos programas de resposta da demanda.

### 2.1 Programas de resposta da demanda

A RD é um mecanismo que permite aos consumidores maior gerenciamento do consumo da energia elétrica, por meio dos programas baseados em preço e incentivos (EPE, 2023). Na Tabela 1 (EPE, 2023) são apresentados os programas que são baseados no preço e no incentivo, de acordo com a EPE. Desses programas, os mais comumente tratados na literatura são o DLC, *Time-of-Use (TOU)*, *Real-Time Pricing (RTP)* e *Critical Peak Pricing (CPP)*. Os programas baseados em incentivos são marcados por uma atuação direta das concessionárias ou agregadores de energia elétrica, visando o corte e acionamento de cargas em períodos específicos. Agregadores de energia são agentes de uma comunidade, por exemplo, um conjunto de residências, que promovem gerenciamento do consumo. A recompensa por alterar o conforto de forma forçada é alçada no espectro financeiro. Os programas de incentivos são importantes para os planejadores do sistema elétrico, principalmente para evitar congestionamento das redes de distribuição e desabastecimento da geração. Os programas baseados em preço são alternativas indiretas que provocam a utilização de cargas em momentos de baixa utilização da rede, em que o custo de eletricidade é mais baixo.

Tabela 1 – Programas de resposta da demanda

Programas baseados em incentivos	Programas baseados em preço
Licitação de demanda ( <i>Demand Bidding</i> )	Preço de pico crítico ( <i>Critical Peak Pricing</i> )
Controle direto da carga ( <i>Direct Load Control</i> )	Reembolso por tempo de pico ( <i>Peak Time Rebate</i> )
Reservas não girantes ( <i>Non-Spinning Reserves</i> )	Preço em tempo real ( <i>Real-Time Pricing</i> )
Carga interrompível ( <i>Interruptible Load</i> )	Preço por tempo de uso ( <i>Time-of-Use Pricing</i> )
Carga como recurso de capacidade ( <i>Load as Capacity Resource</i> )	
Resposta da demanda de emergência ( <i>Emergency Demand Response</i> )	
Programa de Serviços Ancilares ( <i>Ancillary Services Programs</i> )	
Reservas girantes ( <i>Spinning Reserves</i> )	

## 2.2 Algoritmos de otimização

As residências que fazem parte dos programas de resposta da demanda possuem a necessidade de serem casas inteligentes (*smart homes*), em que as suas cargas são passíveis de controle por um sistema de gerenciamento de energia residencial (SGER). O SGER é responsável por gerenciar todos os recursos de uma *smart home*, como cargas, fontes de armazenamento e geração, preços do mercado de energia elétrica e comunicação bidirecional com a distribuidora de energia elétrica. Para gerenciar todos esses recursos de forma ótima são necessários algoritmos de otimização e eles fazem parte do SGER. Os algoritmos de otimização visam buscar uma maior eficiência da utilização dos recursos energéticos disponíveis através do rearranjo das cargas e das fontes de geração e armazenamento de energia, conforme os requisitos da função objetivo. A função objetivo será alvo de minimização ou maximização, será mono-objetivo ou multiobjetivo, em uma camada ou várias camadas. Os objetivos comuns para as residências são minimização do PAR, da conta de eletricidade e do desconforto. Para concessionárias os objetivos são a minimização do custo de geração, emissões de gases de efeito estufa e o PAR, além da maximização das receitas na venda de eletricidade. Os algoritmos podem ser exatos e ter a melhor resposta, mas em contrapartida há um maior custo computacional e uma maior dificuldade de encontrar a resposta ótima em decorrência da formulação do problema. Heurísticos podem encontrar soluções aproximadas, com um custo computacional inferior e menor dificuldade na formulação do problema.

## 3. MÉTODO

A Revisão Sistemática (RS) tem como objetivo identificar, analisar e interpretar as evidências disponíveis relacionadas com um particular tópico de pesquisa ou fenômeno de interesse (NAKAGAWA et al., 2017). A RS procede de uma metodologia que é passível de reprodução e pode ser auditada, e para isso é necessário que as etapas sejam disponibilizadas. O StArt<sup>1</sup> foi a plataforma utilizada para o desenvolvimento da RS.

### 3.1 Objetivo

O objetivo da revisão sistemática é a identificação, classificação e sumarização de programas de Resposta da Demanda (PRDs) voltados para aplicações em residências, reportados na literatura científica entre 2014-2024.

---

<sup>1</sup> Sítio eletrônico da ferramenta: <https://www.lapes.ufscar.br/resources/tools-1/start-1>

### 3.2 Protocolo

Os procedimentos adotados ao longo da RS são definidos na etapa do protocolo. É fundamental que caso haja alguma alteração no protocolo durante a RS, toda a RS seja revista na parte que sofre alteração.

#### 3.2.1 Questões de pesquisa

As questões de pesquisa são norteadoras para a extração das informações do trabalho. São consideradas as seguintes perguntas:

- Quais os tipos de programas de DR aplicados a residências e quais suas características?
- Quais são as soluções de DR aplicadas e suas respectivas técnicas de otimização?
- Quantas residências participam dos programas de DR?
- Quais são as fontes de geração e tecnologias de armazenamento de energia presentes em Programas de Resposta da Demanda (PRDs)?

#### 3.2.2 Estratégias de busca

Foram selecionadas quatro plataformas de busca de artigos internacionais devido a sua facilidade em buscar artigos através de *strings* e permitir buscas avançadas com atuações nas áreas de engenharia. São elas:

- Web of Science (<https://apps.webofknowledge.com/>);
- Scopus (<https://www.scopus.com/>);
- Engineering Village (<https://www.engineeringvillage.com/>);
- IEEE Xplore (<https://ieeexplore.ieee.org/>).

#### 3.2.3 String de busca e palavras-chave

Para a formação das *strings* de busca foi utilizada a lógica indicada na Tabela 2 como referência para utilização dos operadores lógicos AND, OR e NOT. Os termos de busca e sinônimos da Tabela 2 estão presentes no campo “palavras-chave e sinônimos” da plataforma StArt. A *string* generalista prevista na Tabela 3 é formada de acordo com a Tabela 2. Cada plataforma de busca de artigo tem a sua própria interpretação da *string* de busca. Sendo assim, as *strings* finais de cada plataforma estão contidas, respectivamente, na Tabela A1 A1 para Web of Science, Tabela A2 para Scopus, Tabela A3 para Engineering

Village e Tabela A4 para IEEE Xplore; essas tabelas são apresentadas no Apêndice A. Em cada plataforma foram aplicados os filtros de tempo e artigos.

Tabela 2 – Formação dos termos para *string* de busca

Termo de busca	Sinônimos	Plural	Abreviação
<i>Demand Response</i>	-	-	DR
<i>Home</i>	<i>Residential, Domestic</i>	-	-
<i>Energy Management</i>	<i>Energy Efficiency</i>	-	-
<i>Scheduling</i>	<i>Shift*, adjustment, optimization</i>	-	-

Tabela 3 – *String* de busca genérica

String
<i>((Demand Response) OR DR) AND (home OR residential OR domestic) AND ((Energy Management) OR (Energy Efficiency)) AND (scheduling OR shift* OR adjustment OR optimization)</i>

### 3.2.4 Critérios de seleção

Os critérios de seleção visam filtrar os artigos com base em critérios de inclusão e exclusão, para encontrar os trabalhos que compõem a RS. A Figura 3 mostra as etapas adotadas para a Revisão Sistemática. Na fase 0 foram aplicadas as *strings* nas fontes de buscas, e os arquivos com extensão ris e bib gerados foram incluídos no StArt. Na plataforma foram retirados os artigos duplicados, por meio de uma ferramenta própria da plataforma, e foi aplicado um critério em que o artigo analisado deveria ter um *Score* superior ou igual a 50. O *Score* é um critério que visa ranquear os artigos que têm as palavras previstas na Tabela 2, no título, resumo e nas palavras-chave. A pontuação dada por cada aparição de palavra está indicada na Tabela 4. Um exemplo de aplicação deste critério é um artigo que possui dois termos no título, 15 no resumo e três nas palavras-chave, e terá pontuação de 64, enquanto um artigo com apenas dois termos no resumo terá seis como pontuação. A leitura do título e do resumo foi realizada na Fase 1, seguida da aplicação dos critérios de inclusão e exclusão. A leitura superficial e a aplicação dos critérios de inclusão e exclusão foram realizadas na Fase 2. Os artigos que foram aceitos em todas as etapas anteriores compõem a RS apresentada neste trabalho. A Figura 4 mostra o quantitativo de artigos que passaram de uma fase para outra. Note que a operação que retirou a maior quantidade de artigos foi a Fase 0. Em artigos duplicados foram retirados 1572, já pelo critério do *Score* igual ou superior a 50, foram retirados 3545 artigos.



Figura 3 – Fases adotadas na revisão sistemática

Tabela 4 – Pontuação para formação do score

Trecho	Pontuação por aparição
Título	5
Resumo	3
Palavras-chave	2



Figura 4 – Artigos remanescentes por fase

Para um artigo passar para a próxima fase, todos os critérios de inclusão necessitam ser atendidos. Para este trabalho, os seguintes critérios foram usados:

- (I) Estudos publicados em português, inglês e espanhol;
- (I) Estudos com implementações de Resposta a Demanda e métodos de otimização aplicados a residências;
- (I) Estudos publicados entre 2014-2024.

Para a exclusão de um artigo é necessário que apenas um critério de exclusão seja selecionado. Os seguintes critérios de exclusão foram adotados:

- (E) Estudos com implementações de resposta a demanda para indústrias;
- (E) Estudos não contemplados pelos critérios de inclusão;
- (E) Estudos com implementações de resposta a demanda para comércio;
- (E) Estudos em formato de resumo ou resumo estendido;
- (E) Estudos considerados *surveys* e *review*;
- (E) Repositório que não possui acesso pelo CAFE da Universidade Federal do Ceará, ou está hospedado em um *site* com o idioma diferente de português, inglês ou espanhol;
- (E) *Score* do artigo na plataforma StArt inferior a 50;
- (E) Estudos que não abordam qual o programa de resposta da demanda.

A etapa de planejamento foi finalizada com a definição do protocolo para a RS. A etapa de condução foi realizada na Plataforma StArt.

#### 4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

As plataformas são fundamentais para a busca de artigos em repositórios internacionais. Para facilitar a visualização em outras tabelas, a Tabela 5 é apresentada com um código de identificação para cada artigo encontrado no processo da revisão sistemática. A Tabela B1, no Apêndice B, mostra quais artigos foram retornados de cada base. Note que Scopus obteve o maior retorno, com 45 artigos, e houve empate em quantidade entre Web of Science e IEEE Xplore. Os trabalhos selecionados estão dentro de um intervalo temporal de janeiro de 2014 e abril de 2024. A Figura 5 mostra a quantidade de artigos selecionados de acordo com a data de publicação. Os anos 2018 e 2021 foram os com mais retorno de artigos, 18 e 22 artigos, respectivamente. O ano 2014 foi o com a menor quantidade de artigos selecionados e 2024 possui um número inferior devido ao ano não estar finalizado quando este artigo foi escrito.

Tabela 5 – Identificação dos autores

ID	Autores	ID	Autores	ID	Autores
1	Tostado-Veliz et al. (2023)	39	Ur Rehman et al. (2021)	77	Chen et al. (2020)
2	Elkazaz et al. (2020)	40	Hafeez et al. (2020)	78	Wassem et al. (2021)
3	Alhasnawi et al. (2020)	41	Li et al. (2017)	79	Wang et al. (2023)
4	Zhang et al. (2016)	42	Hussain et al. (2018)	80	Hussain e Qadeer-Ul-Hassan (2016)
5	Park et al. (2017)	43	Rehman et al. (2021)	81	Hussain et al. (2024)
6	Munankarmi et al. (2021)	44	Ur Rahman Habib et al. (2022)	82	Roy et al. (2017)
7	Mahmoudi et al. (2020)	45	Taik e Kiss (2021)	83	Yao et al. (2016)
8	Fan et al. (2023)	46	Rastegar et al. (2018)	84	Suleman et al. (2022)
9	Joo e Choi (2017)	47	Petrucci et al. (2023)	85	Li et al. (2020)
10	Panwar (2017)	48	Zhou et al. (2023)	86	Li et al. (2019)
11	Mahmood et al. (2023)	49	Hafeez et al. (2020)	87	Hussain et al. (2023)
12	Shewale et al. (2024)	50	Ayci et al. (2021)	88	Shafiq et al. (2018)
13	Jordehi (2020)	51	Kakran e Chanana (2019)	89	Khalid e Javaid (2018)
14	Khan et al. (2019)	52	Parvin et al. (2020)	90	Sadiq et al. (2021)
15	Alilou et al. (2020)	53	Imran et al. (2020)	91	Bukhsh et al. (2018)
16	Tostado-Veliz et al. (2022)	54	Amer et al. (2021)	92	Mateen et al. (2018)
17	Sadat-Mohammadi et al. (2020)	55	Ahmed et al. (2016)	93	Latif et al. (2018)
18	Nan et al. (2018)	56	Monyei e Adewumi (2018)	94	Reka e Ramesh (2016)
19	Zhang et al. (2020)	57	Tutkun et al. (2021)	95	Rahman et al. (2020)
20	Iqbal et al. (2020)	58	Ramalingam e Shanmugam (2022)	96	Alfaverh et al. (2019)
21	Iqbal et al. (2019)	59	Xiong et al. (2023)	97	Nawaz et al. (2020)
22	Zamanloo et al. (2021)	60	Wang e Paranjape (2017)	98	Liang et al. (2020)
23	Yao e Teo (2022)	61	Priolkar e Sreeraj (2024)	99	Nizami et al. (2018)
24	Yu et al. (2022)	62	Sangswang e Konghirun (2020)	100	Yao et al. (2017)
25	Reka et al. (2023)	63	Alfaverh et al. (2023)	101	Saboor et al. (2018)
26	Ahmed et al. (2017)	64	Ojand e Dagdougui (2022)	102	Wassem et al. (2021)
27	Youssef et al. (2023)	65	Wu et al. (2014)	103	Abdelwahed et al. (2021)
28	Shokri Gazafroudi et al. (2019)	66	Kong et al. (2020)	104	Reghukumar et al. (2018)
29	Singh (2024)	67	Lin e Hu (2018)	105	Rajasekhar e Pindoriya (2015)
30	Ben Slama e Mahmoud (2023)	68	Herath e Venayagamoorthy (2021)	106	Ramalingam e Shanmugam (2022)

Tabela 5 – Identificação dos autores (cont.)

ID	Autores	ID	Autores	ID	Autores
31	Li e Xu (2024)	69	Nadeem et al. (2018)	107	Bhamidi e Sivasubramani (2020)
32	Huang et al. (2020)	70	Tantawy et al. (2022)	108	Jordehi (2019)
33	Veras et al. (2018)	71	Wang et al. (2021)	109	Bhamidi e Sivasubramani (2021)
34	Luo et al. (2019)	72	Dinh et al. (2022)	110	Ramalingam e Shanmugam (2021)
35	Zhang et al. (2015)	73	Javaid et al. (2017)	111	Fan et al. (2019)
36	Nie et al. (2023)	74	Besheer et al. (2018)	112	Khalid et al. (2018)
37	Esmaeel Nezhad (2022)	75	Rathor et al. (2020)	113	Alfaverh et al. (2023)
38	Lin e Tsai (2015)	76	Zhang et al. (2015)		

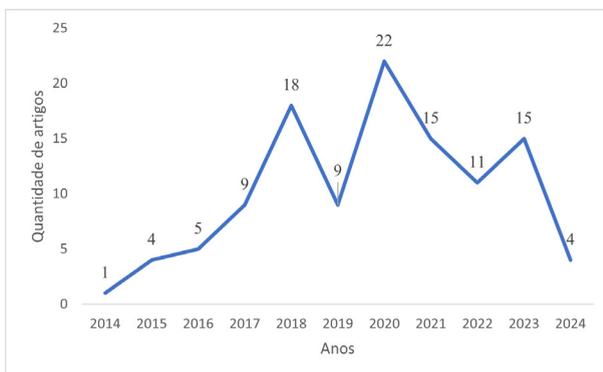


Figura 5 – Número de trabalhos selecionados por ano de publicação

### 4.1 Programas de Resposta da Demanda

Os Programas de Resposta da Demanda (PRD) são diversos devido à nomenclatura própria em cada país (por exemplo: Tarifa Branca no Brasil - *Time of Use*), e alguns artigos não seguem a nomenclatura prevista na Tabela 1. A maioria dos trabalhos analisados possui uma das seguintes características: (I) Comparam cenários em um único PRD, (II) Comparam o mesmo cenário para diversos PRDs, (III) Comparam cenários diversos para diversos PRDs. No Apêndice B, a Tabela B2 mostra os trabalhos que consideram cenários de preço, incentivos e a comparação ou hibridização de ambos os PRDs. Os PRDs baseados em preços são maioria devido aos mercados de eletricidade possuírem tarifas que permitem a sua utilização, a disponibilização das informações desses mecanismos em base de dados, *sites* governa-

mentais, de distribuidoras de energia, operadoras do sistema e mercado de comercialização de energia. A Tabela B3 mostra quantos e quais trabalhos mencionam cada tipo de programa. O símbolo “+” significa uma junção dos dois programas, enquanto a “,” mostra que houve uma comparação entre eles. Não foi possível definir o PRD utilizado por Reka et al. (2023), logo este recebeu uma classificação de “Outros”.

#### 4.2 Otimização dos PRDs

A otimização dos PRDs é crucial para obter a maior eficiência e essa eficiência está entrelaçada com o que se deseja maximizar ou minimizar na função objetivo. A Tabela B4 mostra quais e quantos trabalhos seguiram o caminho das funções mono-objetivo e multiobjetivo. Note que 63% dos artigos são multiobjetivos e isso mostra que para os consumidores há vários alvos na função objetivo, como redução de conta de eletricidade, do consumo de eletricidade, da tarifa de eletricidade, do desconforto, das emissões de carbono, PAR e outros. Porém, existem objetivos diferentes por parte dos outros participantes dos PRDs, como agregadores, operadores e distribuidoras de energia, que diferem dos consumidores. Alvos como a maximização dos lucros, minimização dos custos operacionais, minimização do uso de fontes poluentes e outros.

Além disso, existem trabalhos que realizaram apenas simulações e os que fizeram experimentação prática com aplicação em sistemas embarcados, como mostra a Tabela B5. Para as implementações embarcadas foram utilizados Raspberry (ELKAZAZ et al., 2020) (ALHASNAWI et al., 2020), ARM Cortex-A90 (LIN e TSAI, 2015), Arduino (RAHMAN et al., 2020), (PRIOLKAR E SREEJAJ, 2024), PIC18F4550 (ABDELWAHED et al., 2021), Sistema embarcado (SANGSWANG e KONGHIRUN, 2020), Transmissão de dados por Xbee (AHMED et al., 2017) e BeagleBoard (LIN e HU, 2018). Quanto aos métodos de otimização, diversos foram utilizados, comparados, melhorados e unificados em uma única ou múltiplas camadas. A Tabela B6 mostra em quais trabalhos cada método foi utilizado.

#### 4.3 Participantes dos PRDs

Os algoritmos de otimização podem levar em consideração uma única ou várias residências. Essa análise é importante para verificar os impactos da resposta da demanda não somente para benefício exclusivo de um único participante, como também analisar o comportamento, resultado e a robustez da solução para diversos participantes do SEP. Os artigos desta RS foram categorizados em aplicações singulares e múltiplas, conforme mostra a Tabela B7. Note que apenas 25% dos estudos alvos da RS consideraram várias residências. Uma

análise mais abrangente tende a compreender mais os efeitos da RD na rede e seus efeitos para a sociedade. Resultados mostram que a participação de mais residências na microrrede resulta em uma redução dos custos e nas emissões totais (BHAMIDI e SIVASUBRAMANI, 2020).

A Tabela B8 mostra a participação de agregadores de energia no processo RD. Os agregadores atuam como um intermediário entre Mercado/Distribuidoras de Energia e o cliente. Sua utilidade também é associada a gerenciar a RD de uma comunidade de energia, em que se busca maximizar os benefícios dos clientes de forma generalizada e, conseqüentemente, os aspectos das linhas de distribuição e comercialização de energia elétrica. Note que cerca de 17% dos trabalhos mencionam a participação do agregador de energia, e geralmente associados com múltiplas residências.

#### **4.4 Fontes de geração e armazenamento de energia em PRDs**

As fontes de geração e armazenamento possuem uma grande expressividade no sucesso dos PRDs, pois a presença dos Recursos Energéticos Distribuídos (RED) permite uma maior flexibilização do uso da rede. Os REDs em residências permitem uma menor aquisição de energia elétrica da rede, resultando em uma economia na fatura. A presença de armazenadores faz com que a eletricidade comprada e armazenada em momentos de baixo valor pode ser utilizada em momentos de pico, como também evitar recorrer ao mercado de tempo real. O deslocamento de cargas não fica somente suscetível ao preço e incentivo do mercado, mas também com a disponibilidade dos REDs na residência. A Tabela B9 informa quantos e quais trabalhos utilizaram os Veículos Elétricos (VE), Baterias, Fotovoltaicas (FV), geração Eólica, com Biomassa, Célula a Combustível e Gerador a diesel na geração e armazenamento de energia. Note que para o ambiente residencial, a maioria dos trabalhos estão na categoria sem DERs (46) e com FV + Baterias (31), ou seja, são esses os elementos mais presentes em aplicações de resposta da demanda em residências.

### **5. CONCLUSÕES**

A RS visa a obtenção e sintetização de dados que respondem às questões de pesquisa, e neste trabalho foram feitas quatro perguntas. A primeira aborda os PRDs e notou-se uma expressividade em programas baseados em preço, com quase 90% de participação. A junção ou comparação dos PRDs baseados em preço e incentivo traz uma dinâmica maior na relação cliente/fornecedor de energia elétrica. A segunda pergunta trata da otimização dos PRDs e suas caracterís-

ticas. Funções multiobjetivo possuem uma maior participação na amostra analisada e, conseqüentemente, mais fatores estão envolvidos na minimização ou maximização, tornando o sistema mais robusto. A robustez não fica associada somente à redução da fatura de eletricidade, mas também redução em aspectos fundamentais, como PAR, desconforto e emissões de gases de efeito estufa. Dentre os trabalhos selecionados, 90% ficaram somente no campo da simulação, e isso indica a maior necessidade de trabalhos com implementação real, porém a utilização do Score superior ou igual a 50 e a falta de termos como “implementação” penalizou a identificação desses trabalhos, já que 3545 artigos foram desclassificados pela métrica implementada. A terceira pergunta está no campo da quantidade de participantes nos PRDs. Cerca de 75% dos trabalhos selecionados não consideram os impactos em mais de uma residência, e apenas 17% consideraram a participação de agregadores de energia elétrica. A última pergunta trata sobre os REDs e seu envolvimento com os PRDs. Dentro dos cenários analisados, a maior parte se concentra na não existência de REDs, mas em um número expressivo dos artigos consideram FV+Baterias. Naturalmente, são os cenários mais prováveis de se encontrar em uma residência, contudo analisando uma comunidade de energia, ou seja, um agrupamento de residências gerido por um agregador, ou uma microrrede, as outras fontes podem ser incluídas. Muitos trabalhos consideraram a existência de Veículos Elétricos, porém somente no âmbito de cargas e não mostraram interações com transações de fornecimento de energia para a casa ou para a rede.

## 6. AGRADECIMENTOS

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABDELWAHED, A. S. et al. Implementation of a priority-based home energy management system. In: 2021 International Mobile, Intelligent, and Ubiquitous Computing Conference (MIUCC). [S. l.: s. n.], 2021. p. 84–89.

AHMED, M. et al. Hybrid Isa-ann based home energy management scheduling controller for residential demand response strategy. *Energies*, v. 9, n. 9, 2016

AHMED, M. S. et al. Real time optimal schedule controller for home energy management system using new binary backtracking search algorithm. *ENERGY AND BUILDINGS*, v. 138, p. 215–227, MAR 1 2017

ALFAVERH, F. et al. Demand-response based energy advisor for household energy management. In: 2019 Third World Conference on Smart Trends in Systems Security and Sustainability (WorldS4). [S. l.: s. n.], 2019. p. 153–157.

ALFAVERH, F. et al. User comfort-oriented home energy management system under demand response. In: 2023 IEEE IAS Global Conference on Emerging Technologies (GlobConET). [S. l.: s. n.], 2023. p. 1–7.

ALFAVERH, K. et al. Plugged-in electric vehicle-assisted demand response strategy for residential energy management. *Energy Informatics*, v. 6, n. 1, 2023.

ALHASNAWI, B. N. et al. A novel smart energy management as a service over a cloud computing platform for nanogrid appliances. *SUSTAINABILITY*, v. 12, n. 22, NOV 2020.

ALILOU, M. et al. Home energy management in a residential smart micro grid under stochastic penetration of solar panels and electric vehicles. *SOLAR ENERGY*, v. 212, p. 6–18, DEC 2020.

AMER, A. et al. Home energy management system embedded with a multi-objective demand response optimization model to benefit customers and operators. *Energies*, v. 14, n. 2, 2021

AYCI, D. et al. S. Energy optimisation models for self-sufficiency of a typical turkish residential electricity customer of the future. *Energies*, v. 14, n. 19, 2021.

BESHEER, A. et al. Unified algorithm for demand-side appliance commitment. *Energies*, v. 11, n. 12, 2018.

BHAMIDI, L.; SIVASUBRAMANI, S. Optimal planning and operational strategy of a residential microgrid with demand side management. *IEEE Systems Journal*, v. 14, n. 2, p. 2624–2632, 2020.

BHAMIDI, L.; SIVASUBRAMANI, S. Optimal sizing of smart home renewable energy resources and battery under prosumer-based energy management. *IEEE Systems Journal*, v. 15, n. 1, p. 105–113, 2021.

BUKSH, R. et al. Appliances scheduling using hybrid scheme of genetic algorithm and elephant herd optimization for residential demand response. In: 2018 32nd International Conference on Advanced Information Networking and Applications Workshops (WAINA). [S. l.: s. n.], 2018. p. 210–217.

CHEN, X. et al. Artificial neural network-aided energy management scheme for unlocking demand response. In: 2020 Chinese Control And Decision Conference (CCDC). Hefei, China: [S. n.], 2020. p. 1901 – 1905.

DINH, H. et al. Supervised-learning-based hour-ahead demand response for a behavior-based home energy management system approximating milp optimization. *Applied Energy*, v. 321, 2022

ELKAZAZ, M. et al. A hierarchical two-stage energy management for a home microgrid using model predictive and real-time controllers. *APPLIED ENERGY*, v. 269, JUL 1 2020.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Resposta da Demanda: Conceitos, Aspectos Regulatórios e Planejamento Energético. 2019. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-389/NT\\_EPE\\_DEE-NT-022\\_2019-r0.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-389/NT_EPE_DEE-NT-022_2019-r0.pdf). Acesso em: 09 abr. 2024.

FAN, C.-H. et al. Sehas: A novel metaheuristic algorithm for home appliances scheduling in smart grid. In: 2019 IEEE International Conference on Systems, Man and Cybernetics (SMC). [S. l.: s. n.], 2019. p. 786–791.

FAN, X. M. et al. Demand response scheduling algorithm for smart residential communities considering heterogeneous energy consumption. *ENERGY AND BUILDINGS*, v. 279, JAN 15 2023.

GAZAFROUDI, A. S. et al. Stochastic interval-based optimal offering model for residential energy management systems by household owners. *INTERNATIONAL JOURNAL OF ELECTRICAL POWER & ENERGY SYSTEMS*, v. 105, p. 201–219, FEB 2019.

GELLINGS, C. The concept of demand-side management for electric utilities. *Proceedings of the IEEE*, v. 73, n. 10, p. 1468–1470, 1985.

HABIB, H. U. R. et al. Analysis of microgrid's operation integrated to renewable energy and electric vehicles in view of multiple demand response programs. *IEEE Access*, v. 10, p. 7598–7638, 2022.

HAFEEZ, G. et al. An innovative optimization strategy for efficient energy management with day-ahead demand response signal and energy consumption forecasting in smart grid using artificial neural network. *IEEE Access*, v. 8, p. 84415–84433, 2020.

HAFEEZ, G. et al. Efficient energy management of iot-enabled smart homes under price-based demand response program in smart grid. *Sensors (Switzerland)*, v. 20, n. 11, 2020.

HERATH, P.; VENAYAGAMOORTHY, G. Scalable residential demand response management. *IEEE Access*, v. 9, p. 159133–159145, 2021.

HUANG, Y. et al. A hybrid optimization approach for residential energy management. *IEEE Access*, v. 8, p. 225201–225209, 2020.

HUSSAIN, B. et al. An inventive method for eco-efficient operation of home energy management systems. *Energies*, v. 11, n. 11, 2018.

HUSSAIN, B.; QADEER-UL-HASSAN. Demand side management for smart homes in pakistan. In: 2016 International Conference on Emerging Technologies (ICET). Islamabad, Pakistan: 2016, pp. 1-6.

HUSSAIN, F. et al. A smart home based on renewable energy with net-metering and energy storage technology. In: 2023 13th International Conference on Power and Energy Systems (ICPES). [S. l.: s. n.], 2023. p. 471–476.

HUSSAIN, J. et al. Microgrid and participant-centric residential demand response program and photovoltaic with battery-storage p2p energy trading for optimum energy management using mdulps and ppbsd-admm. *Journal of Energy Storage*, v. 84, 2024.

IEA. Energy Statistics Data Browser. Disponível em: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/energy-statistics-data-browser>. Acesso em: 10 jul. 2024

IMRAN, A. et al. Heuristic-based programable controller for efficient energy management under renewable energy sources and energy storage system in smart grid. *IEEE Access*, v. 8, p. 139587–139608, 2020.

IQBAL, M. M. et al. Optimal scheduling of residential home appliances by considering energy storage and stochastically modelled photovoltaics in a grid exchange environment using hybrid grey wolf genetic algorithm optimizer. *APPLIED SCIENCES-BASEL*, v. 9, n. 23, DEC 2019.

IQBAL, M. M. et al. Optimal scheduling of grid transactive home demand responsive appliances using polar bear optimization algorithm. *IEEE ACCESS*, v. 8, p. 222285–222296, 2020.

JAVAID, N. et al. Towards cost and comfort based hybrid optimization for residential load scheduling in a smart grid. *Energies*, v. 10, n. 10, 2017.

JOO, I.-Y.; CHOI, D.-H. Distributed optimization framework for energy management of multiple smart homes with distributed energy resources. *IEEE ACCESS*, v. 5, p. 15551–15560, 2017.

JORDEHI, A. R. Optimal scheduling of home appliances in home energy management systems using grey wolf optimisation (gwo) algorithm. In: 2019 IEEE Milan PowerTech. [S. l.: s. n.], 2019. p. 1–6.

JORDEHI, A. R. Enhanced leader particle swarm optimisation (elpso): a new algorithm for optimal scheduling of home appliances in demand response programs. *ARTIFICIAL INTELLIGENCE REVIEW*, v. 53, n. 3, p. 2043–2073, MAR 2020.

KAKRAN, S.; CHANANA, S. Energy scheduling of residential appliances by a pigeon-inspired algorithm under a load shaping demand response program. *International Journal on Electrical Engineering and Informatics*, v. 11, n. 1, p. 18–34, 2019.

KHALID, A. et al. Towards dynamic coordination among home appliances using multi-objective energy optimization for demand side management in smart buildings. *IEEE Access*, v. 6, p. 19509–19529, 2018.

KHALID, M. U.; JAVAID, N. An optimal scheduling of smart home appliances using heuristic techniques with real-time coordination. In: *2018 1st International Conference on Power, Energy and Smart Grid (ICPESG)*. [S. l.: s. n.], 2018. p. 1–6.

KHAN, Z. A. et al. Exploiting nature-inspired-based artificial intelligence techniques for coordinated day-ahead scheduling to efficiently manage energy in smart grid. *IEEE ACCESS*, v. 7, p. 140102–140125, 2019.

KONG, X. et al. Research on home energy management method for demand response based on chance-constrained programming. *Energies*, v. 13, n. 11, 2020.

LATIF, U. et al. Cost optimization in home energy management system using genetic algorithm, bat algorithm and hybrid bat genetic algorithm. In: *2018 IEEE 32nd International Conference on Advanced Information Networking and Applications (AINA)*. [S. l.: s. n.], 2018. p. 667–677.

LI, H. et al. A deep reinforcement learning based approach for home energy management system. In: *2020 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*. [S. l.: s. n.], 2020. p. 1–5.

LI, H. et al. An integrative dr study for optimal home energy management based on approximate dynamic programming. *Sustainability (Switzerland)*, v. 9, n. 7, 2017.

LI, S. et al. A real-time electricity scheduling for residential home energy management. *IEEE Internet of Things Journal*, v. 6, n. 2, p. 2602–2611, 2019.

LI, W.; XU, X. A hybrid evolutionary and machine learning approach for smart building: Sustainable building energy management design. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, v. 65, 2024.

LIANG, B. et al. Economic mpc-based smart home scheduling with comprehensive load types, real-time tariffs, and intermittent ders. *IEEE Access*, v. 8, p. 194373–194383, 2020.

LIN, Y.-H.; HU, Y.-C. Residential consumer-centric demand-side management based on energy disaggregation-piloting constrained swarm intelligence: Towards edge computing. *Sensors (Switzerland)*, v. 18, n. 5, 2018.

LIN, Y.-H.; TSAI, M.-S. An advanced home energy management system facilitated by nonintrusive load monitoring with automated multiobjective power scheduling. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 6, n. 4, p. 1839–1851, 2015

LUO, F. et al. A multistage home energy management system with residential photovoltaic penetration. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, v. 15, n. 1, p. 116–126, 2019

MAHMOOD, Z. et al. Efficient scheduling of home energy management controller (hemc) using heuristic optimization techniques. *SUSTAINABILITY*, v. 15, n. 2, JAN 2023.

MAHMOUDI, M.; AFSHARCHI, M.; KHODAYIFAR, S. Demand response management in smart homes using robust optimization. *ELECTRIC POWER COMPONENTS AND SYSTEMS*, v. 48, n. 8, p. 817–832, MAY 8 2020.

MATEEN, A. et al. Bio-inspired optimization techniques for home energy management in smart grid. In: 2018 32nd International Conference on Advanced Information Networking and Applications Workshops (WAINA). [S. l.: s. n.], 2018. p. 250–257.

MONYEI, C.; ADEWUMI, A. Integration of demand side and supply side energy management resources for optimal scheduling of demand response loads – south africa in focus. *Electric Power Systems Research*, v. 158, p. 92–104, 2018.

MUNANKARMI, P. et al. Community-scale interaction of energy efficiency and demand flexibility in residential buildings. *APPLIED ENERGY*, v. 298, SEP 15 2021.

NADEEM, Z. et al. Scheduling appliances with ga, tlbo, fa, osr and their hybrids using chance constrained optimization for smart homes. *Energies*, v. 11, n. 4, 2018.

NAKAGAWA, E.; SCANNAVINO, K.; FABBRI, S.; FERRARI, F. *Revisão Sistemática da Literatura em Engenharia de Software: Teoria e Prática*. Elsevier Brasil, 2017. ISBN 9788535285970. Disponível em: <https://books.google.com.br/books?id=kCspDwAAQBAJ>.

NAN, S. et al. Optimal residential community demand response scheduling in smart grid. *APPLIED ENERGY*, v. 210, p. 1280–1289, JAN 15 2018.

NAWAZ, A. et al. Demand-side management of residential service area under price-based demand response program in smart grid. In: 2020 International Conference on Electrical, Communication, and Computer Engineering (ICECCE). [S. l.: s. n.], 2020. p. 1–6.

NEZHAD, A. E. et al. A shrinking horizon model predictive controller for daily scheduling of home energy management systems. *IEEE Access*, v. 10, p. 29716–29730, 2022.

NIE, X. et al. A novel transactive integration system for solar renewable energy into smart homes and landscape design: A digital twin simulation case study. *Solar Energy*, v. 262, 2023.

NIZAMI, M. et al. Energy cost optimization and der scheduling for unified energy management system of residential neighborhood. In: 2018 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2018 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe). [S. l.: s. n.], 2018. p. 1–6.

OJAND, K.; DAGDOUGUI, H. Q-learning-based model predictive control for energy management in residential aggregator. *IEEE Transactions on Automation Science and Engineering*, v. 19, n. 1, p. 70–81, 2022.

PANWAR, L. K. et al. Dynamic incentive framework for demand response in distribution system using moving time horizon control. *IET GENERATION TRANSMISSION & DISTRIBUTION*, v. 11, n. 17, p. 4338–4347, NOV 30 2017. ISSN 1751-8687.

PARK, L. et al. Automated energy scheduling algorithms for residential demand response systems. *ENERGIES*, v. 10, n. 9, SEP 2017.

PARVIN, K. et al. Fuzzy based particle swarm optimization for modeling home appliances towards energy saving and cost reduction under demand response consideration. *IEEE Access*, v. 8, p. 210784–210799, 2020.

PETRUCCI, A. et al. Development of energy aggregators for virtual communities: The energy efficiency-flexibility nexus for demand response. *Renewable Energy*, v. 215, 2023.

PRIOLKAR, J.; SREERAJ, E. Optimal scheduling and demand response implementation for home energy management. *International Journal of Electrical and Computer Engineering*, v. 14, n. 2, p. 1352–1368, 2024.

RAHMAN, M. A. et al. Demand side residential load management system for minimizing energy consumption cost and reducing peak demand in smart grid. In: 2020 2nd International Conference on Advanced Information and Communication Technology (ICAICT). [S. l.: s. n.], 2020. p. 376–381.

RAJASEKHAR, B.; PINDORIYA, N. M. Multi-stage scheduling for a smart home with solar pv and battery energy storage — a case study. In: 2015 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT ASIA). [S. l.: s. n.], 2015. p. 1–6.

RAMALINGAM, S.; SHANMUGAM, P. Investigation on optimization algorithms for smart home energy management with different electricity pricing. *International Journal of Electrical and Electronic Engineering and Telecommunications*, v. 11, n. 6, p. 435–449, 2022.

RAMALINGAM, S. P.; SHANMUGAM, P. K. Scheduling smart home appliances using aco algorithm with different electricity tariff schemes. In: 2021 Innovations in Power and Advanced Computing Technologies (i-PACT). [S. l.: s. n.], 2021. p. 1–7.

RAMALINGAM, S. P.; SHANMUGAM, P. K. Optimal battery scheduling with and without renewable energy sources for efficient home energy management. In: 2022 IEEE 19th India Council International Conference (INDICON). [S. l.: s. n.], 2022. p. 1–8.

RASTEGAR, M. et al. Developing a two-level framework for residential energy management. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 9, n. 3, p. 1707–1717, 2018.

RATHOR, S. K. et al. An effective energy management system for smart residential buildings using binary particle swarm optimization. In: 2020 3rd International Conference on Emerging Technologies in Computer Engineering: Machine Learning and Internet of Things (ICETCE). Jaipur, India: [S. n.], 2020. p. 63 – 68.

REGHUKUMAR, R. et al. Multi-objective optimization for eficiente home energy management system using differential evolution algorithm. In: 2018 3rd IEEE International Conference on Recent Trends in Electronics, Information & Communication Technology (RTEICT). [S. l.: s. n.], 2018. p. 1157–1162.

REHMAN, A. et al. An optimal power usage scheduling in smart grid integrated with renewable energy sources for energy management. *IEEE Access*, v. 9, p. 84619–84638, 2021.

REHMAN, A. U. et al. An efficient energy management in smart grid considering demand response program and renewable energy sources. *IEEE Access*, v. 9, p. 148821–148844, 2021.

REKA, S. S.; RAMESH, V. Demand response scheme with electricity market prices for residential sector using stochastic dynamic optimization. In: 2016 Biennial International Conference on Power and Energy Systems: Towards Sustainable Energy (PESTSE). [S. l.: s. n.], 2016. p. 1–6.

REKA, S. S. et al. Privacy-based demand response modeling for residential consumers using machine learning with a cloud-fog-based smart grid environment. *ENERGIES*, v. 16, n. 4, FEB 2023.

ROY, T. et al. Optimization in load scheduling of a residential community using dynamic pricing. In: 2017 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT). Washington, DC, United states: [S. n.], 2017.

SABOOR, A. et al. Home energy management in smart grid using evolutionary algorithms. In: 2018 IEEE 32nd International Conference on Advanced Information Networking and Applications (AINA). [S. l.: s. n.], 2018. p. 1070–1080.

SADAT-MOHAMMADI, M. et al. Intelligent approach for residential load scheduling. *IET GENERATION TRANSMISSION & DISTRIBUTION*, v. 14, n. 21, p. 4738–4745, NOV 2 2020.

SADIQ, F. et al. Appliance scheduling in smart homes using jaya based optimization algorithm. In: 2021 16th International Conference on Emerging Technologies (ICET). [S. l.: s. n.], 2021. p. 1–6.

SANGSWANG, A.; KONGHIRUN, M. Optimal strategies in home energy management system integrating solar power, energy storage, and vehicle-to-grid for grid support and energy efficiency. *IEEE Transactions on Industry Applications*, v. 56, n. 5, p. 5716–5728, 2020.

SHAFIQ, S. et al. An approach towards efficient scheduling of home energy management system using backtracking Search optimization and tabu search. In: 2018 32nd International Conference on Advanced Information Networking and Applications Workshops (WAINA). [S. l.: s. n.], 2018. p. 226–231.

SHEWALE, A. et al. Efficient techniques for residential appliances scheduling in smart homes for energy management using multiple knapsack problem. *ARABIAN JOURNAL FOR SCIENCE AND ENGINEERING*, v. 49, n. 3, p. 3793–3813, MAR 2024.

SINGH, B. et al. Techno-economic feasibility analysis with energy storage and demand response program for the smart home energy management. *ELECTRICAL ENGINEERING*, 2024 FEB 24 2024.

SLAMA, S. B.; MAHMOUD, M. A deep learning model for intelligent home energy management system using renewable energy. *Engineering Applications of Artificial Intelligence*, v. 123, 2023.

SULEMAN, A. et al. Smart scheduling of evs through intelligent home energy management using deep reinforcement learning. In: 2022 17th International Conference on Emerging Technologies (ICET). Swabi, Pakistan: [S. n.], 2022. p. 18 – 24.

TAIK, S.; KISS, B. Demand side electric energy consumption optimization in a smart household using scheduling and model predictive temperature control. *Journal of Dynamic Systems, Measurement and Control, Transactions of the ASME*, v. 143, n. 6, 2021.

TANTAWY, E. et al. Scheduling home appliances with integration of hybrid energy sources using intelligent algorithms. *Ain Shams Engineering Journal*, v. 13, n. 4, 2022.

TOSTADO-VELIZ, M. et al. F. Home energy management system considering effective demand response strategies and uncertainties. *ENERGY REPORTS*, v. 8, p. 5256–5271, NOV 2022.

TOSTADO-VELIZ, M. et al. four-stage framework for optimal scheduling strategy of smart prosumers with vehicle-to-home capability under real time pricing based on interval optimization. *IET GENERATION TRANSMISSION & DISTRIBUTION*, v. 17, n. 17, p. 3936–3950, SEP 2023.

TUTKUN, N. et al. Intelligent scheduling of smart home appliances based on demand response considering the cost and peak-to-average ratio in residential homes. *Energies*, v. 14, n. 24, 2021.

VERAS, J. et al. A multi-objective demand response optimization model for scheduling loads in a home energy management system. *Sensors (Switzerland)*, v. 18, n. 10, 2018.

WANG, X. et al. Demand response planning via home energy management system for residential aggregators in a virtual power plant. In: *2023 8th Asia Conference on Power and Electrical Engineering (ACPEE)*. Tianjin, China: [S. n.], 2023. p. 1081 – 1085.

WANG, Z. et al. Stochastic optimization for residential demand response with unit commitment and time of use. *IEEE Transactions on Industry Applications*, v. 57, n. 2, p. 1767–1778, 2021.

WANG, Z.; PARANJAPE, R. Optimal residential demand response for multiple heterogeneous homes with real-time price prediction in a multiagent framework. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 8, n. 3, p. 1173–1184, 2017.

WASEEM, M. et al. Csoa-based residential energy management system in smart grid considering dgs for demand response. In: *2021 International Conference on Digital Futures and Transformative Technologies (ICoDT2)*, Islamabad, Pakistan, 2021, pp. 1-6 2021.

WASEEM, M. et al. Home energy management strategy for dr accomplishment considering pv uncertainties and battery energy storage system. In: *2021 International Conference on Emerging Power Technologies (ICEPT)*. [S. l.: s. n.], 2021. p. 1–5.

WU, Z. et al. Real-time scheduling of residential appliances via conditional risk-at-value. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 5, n. 3, p. 1282–1291, 2014.

XIONG, L. et al. Meta-reinforcement learning-based transferable scheduling strategy for energy management. *IEEE Transactions on Circuits and Systems I: Regular Papers*, v. 70, n. 4, p. 1685–1695, 2023.

YAO, L. et al. Energy management optimization scheme for smart home considering different types of appliances. In: 2017 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2017 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (IEEEIC / I&CPS Europe). [S. l.: s. n.], 2017. p. 1–6.

YAO, L. et al. Real-time energy management optimization for smart household. In: 2016 IEEE International Conference on Internet of Things (iThings) and IEEE Green Computing and Communications (GreenCom) and IEEE Cyber, Physical and Social Computing (CPSCom) and IEEE Smart Data (SmartData). Chengdu, China: [S. n.], 2016. p. 20 – 26.

YAO, L.; TEO, J. C. Optimization of power dispatch with load scheduling for domestic fuel cell-based combined heat and power system. *IEEE ACCESS*, v. 10, p. 5968–5979, 2022.

YOUSSEF, H. et al. Smart home energy management and power trading optimization using an enhanced manta ray foraging optimization. *SCIENTIFIC REPORTS*, v. 13, n. 1, DEC 13 2023.

YU, B. et al. Power demand response in the context of smart home application. *ENERGY*, v. 240, FEB 1 2022.

ZAMANLOO, S. et al. Optimal two-level active and reactive energy management of residential appliances in smart homes. *SUSTAINABLE CITIES AND SOCIETY*, v. 71, AUG 2021.

ZHANG, D. et al. An optimal and learning-based demand response and home energy management system. *IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID*, v. 7, n. 4, p. 1790–1801, JUL 2016.

ZHANG, D. et al. An integrative study of home energy management for residential energy consumers. In: 2015 IEEE International Conference on Cyber Technology in Automation, Control, and Intelligent Systems (CYBER). 390, Qingnian Street, Heping District, Shenyang, China: [S. n.], 2015. p. 223 – 228.

ZHANG, Y. et al. A novel multiobjective optimization algorithm for home energy management system in smart grid. *Mathematical Problems in Engineering*, v. 2015, 2015.

ZHANG, Z. et al. Optimal scheduling model for smart home energy management system based on the fusion algorithm of harmony search algorithm and particle swarm optimization algorithm. *SCIENCE AND TECHNOLOGY FOR THE BUILT ENVIRONMENT*, v. 26, n. 1, SI, p. 42–51, JAN 2 2020.

ZHOU, J. et al. Digital twin application for reinforcement learning based optimal scheduling and reliability management enhancement of systems. *Solar Energy*, v. 252, p. 29–38, 2023.

## APÊNDICE A – STRINGS DAS BASES DE BUSCA

Tabela A1 – *String* de busca *Web of Science*

<b>String</b>
TS = (((Demand Response) OR DR) AND (home OR residential OR domestic) AND ((Energy Management) OR (Energy Efficiency)) AND (scheduling OR shift* OR adjustment OR optimization) NOT (Industrial OR Industrials OR Industry OR Industries OR factory OR manufacturing)) Timespan: 2014–2024. Indexes: SCI-EXPANDED, CPCI-S, ESCI

Tabela A2 – *String* de busca *Scopus*

<b>String</b>
TITLE-ABS-KEY (((demand AND response) OR dr) AND (home OR residential OR domestic) AND ((energy AND management) OR (energy AND efficiency)) AND (scheduling OR shift* OR adjustment OR optimization) AND NOT (industrial OR industrials OR industry OR industries OR factory OR manufacturing)) AND ( LIMIT-TO ( PUBYEAR,2014) OR LIMIT-TO ( PUBYEAR,2015) OR LIMIT-TO ( PUBYEAR,2016) OR LIMIT-TO ( PUBYEAR,2017) OR LIMIT-TO ( PUBYEAR,2018) OR LIMIT-TO ( PUBYEAR,2019) OR LIMIT-TO ( PUBYEAR,2020) OR LIMIT-TO ( PUBYEAR,2021) OR LIMIT-TO ( PUBYEAR,2022) OR LIMIT-TO ( PUBYEAR,2023) OR LIMIT-TO ( PUBYEAR,2024) ) AND ( LIMIT-TO ( DOCTYPE,"ar" )

Tabela A3 – *String* de busca *Engineering Village*

<b>String</b>
2014–2024: (((Demand Response) OR DR) AND (home OR residential OR domestic) AND ((Energy Management) OR (Energy Efficiency)) AND (Scheduling OR shift* OR adjustment OR optimization) NOT (Industrial OR Industrials OR Industry OR Industries OR factory OR manufacturing)) WN KY)

Tabela A4 – *String* de busca *IEEE Xplore*

<b>String</b>
((Demand Response) OR DR) AND (home OR residential OR domestic) AND ((Energy Management) OR (Energy Efficiency)) AND (scheduling OR shift* OR adjustment OR optimization) Applied Filters:Conferences Journals & Magazines 2014–2024

## APÊNDICE B – TABELAS DE RESULTADOS

Tabela B1 – Artigos selecionados por plataforma de busca

Motor de busca	ID	Quantidade
Web of Science	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29.	29
Scopus	30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 74.	45
Engineering Village	75, 76, 77, 78, 79, 80, 81, 82, 83, 84.	10
IEEE Xplore	85, 86, 87, 88, 89, 90, 91, 92, 93, 94, 95, 96, 97, 98, 99, 100, 101, 102, 103, 104, 105, 106, 107, 108, 109, 110, 111, 112, 113.	29

Tabela B2 – Artigos selecionados por classificação de PRDs

Programas	ID	Quantidade
Preço	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 14, 15, 16, 17, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 56, 57, 58, 59, 60, 63, 64, 65, 67, 69, 70, 71, 72, 73, 74, 75, 76, 77, 78, 79, 80, 82, 83, 84, 85, 86, 87, 88, 89, 90, 91, 92, 93, 94, 95, 96, 97, 98, 99, 100, 101, 102, 104, 105, 106, 107, 109, 110, 111, 112, 113	101
Incentivo	25, 26, 55, 68, 103	5
Preço e Incentivo	13, 18, 61, 62, 66, 81, 108	7

Tabela B3 – Artigos selecionados por tipo de PRDs

Programas	ID	Quantidade
DAP	4, 5, 23, 40, 41, 57, 76, 83, 87, 91, 97, 100, 105, 106, 111	15
DAP + IBR	38, 67	7
DAP, CPP	32, 35, 73	3
DAP, DLC	61	1
DAP, Preço fixo	39	1
Demand Limit (DL)	26, 55, 103	3
DLC	68	1
Outros	25	1
RTP	1, 7, 8, 15, 20, 27, 33, 36, 43, 47, 53, 54, 60, 63, 64, 65, 69, 72, 75, 77, 78, 85, 86, 88, 95, 96, 98, 102, 113	29
RTP + IBR	27, 51	2
RTP, CPP	21	1
RTP, DAP	28	1
RTP, Emergency Load Curtailment	62	1

Tabela B3 – Artigos selecionados por tipo de PRDs (cont.)

Programas	ID	Quantidade
TOU	2, 6, 9, 10, 11, 16, 19, 24, 29, 30, 34, 45, 46, 50, 52, 59, 71, 74, 79, 82, 84, 89, 92, 93, 99, 101, 104, 107, 109	29
TOU + IBR	42, 47, 70	3
TOU, CPP	12, 90	2
TOU, DAP	80	1
TOU, DLC	81	1
TOU, Emergency Demand Response	66	1
TOU, Preços Dinâmicos	56	1
TOU, RTP	3, 22, 31, 37	4
TOU, RTP + Incentivos	108	1
TOU, RTP, Load Curtailment	13	1
TOU, RTP, CPP	14, 44, 112	3
TOU, RTP, DAP	49	1
TOU, RTP, Preço fixo	94	1
TOU, RTP, CPP, Interruptible Loads	18	1
TOU, RTP, DAP, CPP	58, 110	2

Tabela B4 – Artigos selecionados por tipo de função objetivo

Função Objetivo	ID	Quantidade
Mono-objetivo	1, 3, 4, 7, 8, 16, 17, 18, 19, 25, 26, 32, 34, 37, 41, 48, 52, 59, 62, 63, 65, 71, 72, 76, 78, 81, 82, 83, 84, 85, 86, 91, 94, 96, 98, 102, 103, 106, 108, 111, 113	41
Multiobjetivo	2, 5, 6, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 20, 21, 22, 23, 24, 27, 28, 29, 30, 31, 33, 35, 36, 38, 39, 40, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 49, 50, 51, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 60, 61, 64, 66, 67, 68, 69, 70, 73, 74, 75, 77, 79, 80, 87, 88, 89, 90, 92, 93, 95, 97, 99, 100, 101, 104, 105, 107, 109, 110, 112	72

Tabela B5 – Artigos selecionados por tipo de experimentação

Experimentação	ID	Quantidade
Simulada	1, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 60, 63, 64, 65, 66, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 74, 75, 76, 77, 78, 79, 80, 81, 82, 83, 84, 85, 86, 87, 88, 89, 90, 91, 92, 93, 94, 96, 97, 98, 99, 100, 101, 102, 104, 105, 106, 107, 108, 109, 110, 111, 112, 113	104
Embarcada	2, 3, 26, 38, 61, 62, 67, 95, 103	9

Tabela B6 – Artigos selecionados por tipo de PRDs

ID	Algoritmo	ID	Algoritmo
110	Ant Colony Optimization (ACO) e Wind Driven Optimization (WDO)	35	Improved Hybrid Discrete PSO
5, 95, 96, 99, 50, 54, 103, 62, 68	Algoritmo proposto	31	Improved WOA
26	Binary Backtracking Search Algorithm (BBSA)	90	JAYA
88	Backtracking Search Optimization Algorithm (BSOA), Tabu BSO (TBSO) e Tabu Search (TS)	27	Manta Ray Foraging Optimization (MRFO), Long Term Memory MRFO, Hunter Prey Optimization (HPO), Gorilla Troops Optimizer (GTO) e Beluga Whale Optimization (BWO)
60	CP Problem (CPP)	71	Linear Programming (LP)
67	Constrained Particle Swarm Optimization (CPSO)	74	Load Power Control Algorithm (LPcon-a), LP Curtailment Algorithm (LP-cur-a) e LP Shifting Algorithm (LPshi-a)
102	Cuckoo Search (CS)	30	RL- Artificial Neural Network (RL-ANN)
40	Day-Ahead Grey Wolf modified Enhanced Differential Evolution (DA-GmEDE)	55	Lightning Search Algorithm-based Artificial Neural Network (LSA-ANN)
61	Discrete Elephant Herd Optimization (DEHO)	14	Multi-objective Binary Bird Swarm Optimization (MBBSO), MB Cuckoo Search Optimization, MB Binary Hybrid BSO and CSO (MBHBCO) e MBPSO.
15	Dragonfly algorithm	1, 2, 7, 9, 100, 107, 18, 22, 83, 28, 16, 37	Mixed Integer Linear Programming (MILP)
84	Deep Q-Network (DQN), Double DQN e Dueling DQN	76	MILP + Mixed Integer Non-Linear Programming (MINLP) + Binary Integer Programming Problem (BIPP)
13	Enhanced Leader Particle Swarm Optimization (ELPSO)	46, 10	MILP + Mixed Integer Quadratic Programming (MIQP)
8	Fuzzy C-Means (FCM)	45	MILP + Model Predictive Control (MPC)
63, 65	Fuzzy	64	MILP + MPC + Q-L RL
52	Fuzzy + PSO	72	MILP- based Supervised Learning, Multi-Agent Deep Deterministic Policy Gradient, Forecast-based MILP

Tabela B6 – Artigos selecionados por tipo de PRDs (cont.)

ID	Algoritmo	ID	Algoritmo
113	Fuzzy + Reinforcement Learning (RL)	105	MILP-Nondominated Sorting Genetic Algorithm-II (NSGA II)
29	Genetic Algorithm (GA) + Particle Swarm Optimization (PSO)	17	MINL + ANN + PSO
41	GA, Approximate Dynamic Programming (ADP) e Standard Integer Branch and Bound Algorithm (SIBBA)	23	MINLP Nonlinear Branch and Bound Algorithm (MIN-LPNBBA)
93	GA, Bat Algorithm (BA) e Bat Genetic Algorithm (BGA)	12	Multiple Knapsack Problem Parallel (MKPP) e MKP Serial (MKPS)
101	GA, Biogeography-based optimization (BBO) e Genetic BBO (GBBO)	104	Multi-Objective Differential Evolution
75	GA, Binary PSO (BPSO)	42	Multi Objective Genetic Algorithm or Pareto optimization + Regression Based Constraint Filtration
73	GA, BPSO, Genetic Algorithm PSO (GAPSO), Dynamic Programming (DP)	77, 6, 47, 98	MPC
97	GA, BPSO, Genetic Binary PSO (GBPSO)	59	MetaRL, Actor-Critic, Trust Region Policy Optimization, Proximal Policy Optimization (PPO), Deep Deterministic Policy Gradient
53	GA, BPSO, Hybrid Genetic PSO (HGPO), WDO, ACO, Bacterial Foraging Algorithm (BFA)	34	Natural Aggregation Algorithm (NAA)
49	GA, BPSO, Wind Driven BFA (WBFA), Genetic WDO (GWDO) e GBPSO	33, 38, 24	NSGA-II
11	GA, BPSO, WDO	69	Optimal Stopping Rule + Teaching Learning-Based Optimization + GA + Firefly Algorithm
39, 43	GA, BPSO, WDO, BFA, Hybrid Genetic Particle WDO (HGPDO)	81	Prosumer Preference Based Segmented Distributed Alternating Direction Method of Multipliers (PPBSD-ADMM)
57	GA, BPSO, WDO, BFA, Hybrid PSO(HPSO)	85	Deep RL-PPO
87	GA, BPSO, WDO, BFA, PSO + BPSO	80	PSO
82	GA, DP	32	PSO + Gradient-Based Deterministic Algorithm (GBDA)

Tabela B6 – Artigos selecionados por tipo de PRDs (cont.)

ID	Algoritmo	ID	Algoritmo
92	GA, Flower Pollination Algorithm (FPA) e Genetic FPA (GFPA)	109	PSO + MILP
91	GA, Elephant Herd Optimization (EHO) e Genetic EHO (GEHO)	44	PSO, Artificial Bee Colony
20	GA, Grey Wolf Optimization (GWO) e Polar Bear Optimization (PBO)	106	PSO, Antlion Optimization, GWO, SSA
112	GA, Hybrid Bacterial Foraging Genetic Algorithm (HBG) e BFA	79	PSO, Bi-Level PSO (BLPSO)
66	GA, Improved PSO (IPSO), Simulated Annealing (SA)	108	PSO, GWO
86	GA, Multiconstrained Mixed Integer Problem	36	PSO, Improved Leader PSO, BA
78	GA, PSO, Crow Search Optimization Algorithm (CSOA), GWO, Earthworm Optimization (EWO)	51	PSO, Pigeon-Inspired Optimization
70	GA, PSO, Whale Optimization Algorithm (WOA) e Sine Cosine Algorithm (SCA)	48	Q-RL
111	GA, Search Economics for Home Appliances Scheduling (SEHAS) e ACO	4	Regression-Based Learning, Equivalent Thermal Parameters e Heuristic
58	GA, WDO, GWO, Salp Swarm Optimization (SSA)	56	Standard Deviation Biased Genetic Algorithm (SDBGGA)
25	Generative Adversarial Networks Q-Learning (GAN Q-L)	94	Stochastic Dynamic Optimization
21	Hybrid Grey Wolf Genetic Algorithm (HGWGA)	3	TLBO
19	Harmony Search Algorithm (HSA) + PSO	89	TS, BFA, BA, Hybrid Bacterial Foraging Tabu Search Algorithm.e Hybrid Bat Tabu Search Algorithm

Tabela B7 – Artigos selecionados por quantidade de residências

Residências	ID	Quantidade
Única	1, 2, 3, 4, 5, 7, 10, 11, 12, 13, 14, 16, 17, 19, 20, 22, 23, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 45, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 55, 57, 58, 59, 61, 62, 63, 65, 66, 67, 72, 74, 75, 76, 77, 78, 80, 83, 84, 85, 86, 87, 88, 89, 90, 91, 92, 94, 95, 96, 97, 98, 100, 102, 103, 104, 105, 106, 109, 110, 111, 112, 113	84
Múltiplas	6, 8, 9, 15, 18, 21, 24, 25, 33, 44, 46, 47, 54, 56, 60, 64, 68, 69, 70, 71, 73, 79, 81, 82, 93, 99, 101, 107, 108,	29

Tabela B8 – Artigos selecionados por conter agregador de energia

Residências	ID	Quantidade
Não	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 9, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 19, 20, 22, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 40, 41, 42, 43, 45, 46, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 62, 63, 66, 69, 70, 72, 73, 74, 75, 76, 77, 78, 80, 82, 84, 85, 86, 87, 88, 89, 90, 91, 92, 93, 94, 95, 96, 97, 98, 100, 101, 102, 103, 104, 106, 107, 108, 109, 110, 111, 112	94
Sim	8, 10, 18, 21, 23, 39, 44, 47, 64, 65, 67, 68, 71, 79, 81, 83, 99, 105, 113	19

Tabela B9 – Artigos selecionados por fontes de geração e armazenamento de energia

ID	VE	Baterias	FV	Eólica	Biomassa	CC	Gerador	Quantidade
3, 4, 5, 10, 12, 13, 14, 19, 24, 25, 26, 33, 38, 40, 45, 46, 49, 52, 55, 56, 60, 67, 68, 69, 71, 73, 74, 76, 79, 80, 82, 85, 89, 90, 91, 92, 93, 94, 95, 97, 101, 103, 108, 110, 111, 112, 113	-	-	-	-	-	-	-	47
8, 17, 31	✓	-	-	-	-	-	-	3
47, 51, 61, 100, 104	-	-	✓	-	-	-	-	5
1, 15, 63, 66	✓	-	✓	-	-	-	-	4
2, 6, 7, 9, 18, 20, 21, 28, 30, 34, 35, 36, 37, 48, 50, 53, 57, 59, 65, 72, 77, 78, 81, 83, 84, 87, 96, 98, 99, 102, 105	-	✓	✓	-	-	-	-	31

Tabela B9 – Artigos seleccionados por fontes de geração e armazenamento de energia (cont.)

ID	VE	Baterias	FV	Eólica	Biomassa	CC	Gerador	Quantidade
32	-	✓	-	-	-	✓	-	1
16, 41, 54, 62, 64, 70	✓	✓	✓	-	-	-	-	6
11, 27, 58, 75, 86, 88, 106, 109	-	✓	✓	✓	-	-	-	8
23	-	✓	✓	-	-	✓	-	1
42	-	✓	✓	-	-	-	✓	1
22	✓	✓	✓	✓	-	-	-	1
29	✓	✓	✓	-	-	-	✓	1
43	-	✓	✓	✓	✓	-	-	1
107	-	✓	✓	✓	-	-	✓	1
39	✓	✓	✓	✓	✓	-	-	1
44	✓	-	✓	✓	-	✓	✓	1

## GERAÇÃO COMPARTILHADA DE ENERGIA: ANÁLISE REGULATÓRIA E PERSPECTIVA A PARTIR DO MODELO DE COOPERATIVAS DE ENERGIA

Diego da Silva Mendonça<sup>1</sup>  
Diogo Pignataro de Oliveira<sup>2</sup>  
Yanko Marcius de Alencar Xavier<sup>2</sup>

*<sup>1</sup>Universidade Federal da Paraíba*

*<sup>2</sup>Universidade Federal do Rio Grande do Norte*

DOI: 10.47168/rbe.v30i4.912

### RESUMO

O presente trabalho tem por objetivo analisar a geração distribuída através da modalidade geração compartilhada a partir das cooperativas de energia por fontes renováveis, para conceber uma reunião de geradores e consumidores de modo sustentável. O artigo busca responder quais são os parâmetros legais aplicados e se há mecanismos regulatórios ou legais específicos para esse tipo de cooperativa no Brasil. Conclui-se que a geração distribuída na modalidade compartilhada por meio do cooperativismo se utiliza de ferramental jurídico já existente, sendo observado na regulamentação apenas a indicação dessa figura jurídica como hábil para tal fim, demandando assim de aprimoramentos legais e regulatórios específicos. A pesquisa usou o método de abordagem histórico-evolutivo, de tipo teórica, por meio da abordagem qualitativa, cujo objetivo da pesquisa é exploratório, com o propósito de ser uma pesquisa aplicada, fazendo uso da pesquisa e revisão bibliográfica e documental.

Palavras-chave: Direito da energia; Geração distribuída; Geração compartilhada; Cooperativa de energia solar.

### ABSTRACT

The aim of this paper is to analyze distributed generation through shared generation from renewable energy cooperatives, in order to conceive of a meeting of generators and consumers in a sustainable way. The article seeks to answer what legal parameters are applied and whether there are specific regulatory or legal mechanisms for this type of cooperative in Brazil. It concludes that distributed generation in the shared modality through cooperativism makes use of existing legal tools, and that the regulations only indicate that this legal figure is suitable for this purpose, thus requiring specific legal and regulatory

improvements. The research used the historical-evolutionary approach method, of a theoretical type, through a qualitative approach, whose research objective is exploratory, with the purpose of being an applied research, making use of bibliographical and documentary research and review.

Keywords: Energy law; Distributed generation; Shared generation; Solar energy cooperative.

## **1. INTRODUÇÃO**

A crescente demanda de fontes renováveis de energia tem sido a base do que ficou conhecido por transição energética. Trata-se de um paradigma, a busca de tornar real um novo modelo de suprimento de energia por meio de recursos renováveis em detrimento do consumo ainda expressivo de fontes poluentes, encabeçada por fontes não renováveis e finitas, em especial o petróleo.

O debate é amplo e exige soluções rápidas e próprias, em virtude das questões climáticas que têm se tornado cada vez mais o centro de inflexão de muitas decisões políticas globais, de natureza econômica principalmente, mas também de existência mesmo da sociedade, no que se nomeia de antropoceno.

São vários os desafios a serem enfrentados no desenvolvimento da transição energética como a principal resposta às questões climáticas, contudo, algumas soluções têm sido apontadas como promissoras para uma real mudança no horizonte, dentre elas a geração de energia elétrica por fontes renováveis e próximas ao consumidor, minorando as perdas e os custos ao longo da cadeia.

Os recursos energéticos distribuídos, portanto, são apontados como um amplo conjunto de tecnologias capazes de desenvolver meios alternativos para um maior investimento em fontes limpas, como também um incentivo ao consumo de energia elétrica por tais fontes. Decorre que essas tecnologias, encabeçadas pela intitulada “geração distribuída”, têm se mostrado bastante atraentes devido a capacidade de ganhos de escala, pulverização de investimentos em diversos setores estratégicos, como veículos elétricos e baterias na tecnologia de armazenamento. Nesse sentido, a busca por formas que sejam amplas e acessíveis, com interesse para o investimento, consegue reunir elementos que antes eram comuns às fontes não-renováveis.

Esses fatores e tecnologias na promoção das fontes renováveis encontram-se insertos na questão da democratização do acesso a fontes renováveis, o que impulsiona o desenvolvimento de formas e alternativas que agreguem um maior número de consumidores, a custos financeiros e ambientais mais adequados.

É com isso em vista que os modelos de negócios em geração

distribuída têm sido diversificados e ampliados, com a necessidade de se ter mecanismos próprios e previsão legal que venha ao encontro desses modelos coletivos de consumo, assim surgindo os modelos compartilhados de tecnologia de geração por meio de um conjunto de consumidores reunidos especificamente para tal fim.

Nesse contexto é que se observa a inserção das cooperativas de energia solar, modelo de geração distribuída compartilhada encartado dentro de um instituto jurídico pré-existente no ordenamento jurídico brasileiro, no qual se utiliza de uma ou algumas usinas solares para o uso compartilhado da energia elétrica gerada por todos os seus integrantes.

Diante dessa democratização é que surgem os desafios da regulação a ser encetada, desde o melhor enquadramento a formas de incentivos do modelo, para que possam ser amplamente utilizados por um conjunto amplo de consumidores, acarretando benefícios em cadeia.

O presente artigo está estruturado em quatro seções, com o desenvolvimento do tema a partir da colocação do debate acerca da geração compartilhada num conjunto mais amplo de tecnologias que têm por base fontes renováveis de energia e mecanismos jurídico-econômicos para a sua promoção, abordando a definição da Geração Distribuída, do Sistema de Compensação de Energia Elétrica, além de como tudo isso se interrelaciona com o objeto central do presente trabalho.

Logo em seguida parte-se para a discussão do surgimento e desenvolvimento de mecanismos regulatórios, bem como o conceito atualmente definido pela legislação do que é Geração Compartilhada, analisando suas especificidades e o que levou a sua criação como uma modalidade própria.

Adiante, trata-se das Cooperativas como instrumento jurídico de reunião de consumidores de energia elétrica gerada por fontes renováveis, traçando o panorama legal da estruturação desse tipo de instrumento jurídico e propondo o debate da adequação dessa figura quanto às suas limitações e potencialidades.

O encerramento se dá com a discussão da questão da aplicação do modelo de Geração Compartilhada e o papel fiscalizador da ANEEL, em que será abordada a questão do papel da agência reguladora na fiscalização e o que prevê a legislação aplicável quanto a possíveis desvios de finalidade desse modelo, trazendo a discussão sobre a necessidade ou não de revisão da regulamentação em face da aplicação concreta no mercado.

A disseminação da Geração Distribuída com emprego da energia solar, principalmente, demandou um amplo debate quanto à necessidade de revisão do modelo adotado inicialmente, exsurgindo posteriormente o crescimento de uma nova modalidade, a Geração

Compartilhada, que carrega outros e potencializa antigos benefícios, razão da atenção deste artigo.

## **2. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E O SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – SCEE NO BRASIL**

O Setor Elétrico Brasileiro (SEB), devido ao avanço tecnológico de novas formas de geração de eletricidade por fontes renováveis, tem passado por uma profunda transformação na última década (FALCÃO, 2016). Dentre essas tecnologias, as que mais têm impactado o setor, certamente, são aquelas concentradas no âmbito da rede de distribuição das concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica (FGV ENERGIA, 2016), notadamente as que passaram a permitir a geração de eletricidade por fontes renováveis, próxima ou conectada ao local de consumo, acessíveis a todos indistintamente.

Os Recursos Energéticos Distribuídos (RED) são definidos como um conjunto de tecnologias de geração e/ou armazenamento de energia elétrica, localizados nos limites comerciais de atuação das concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica, cujo *locus* operativo é junto ao consumidor final (*behind the meter*), com suprimento parcial ou total da carga e, a depender da operação e em determinadas condições, injetando energia elétrica na rede de distribuição (TOLMASQUIN; MOROZOWSKI FILHO, 2016).

São considerados como parte desses recursos distribuídos, conforme o Documento de Apoio ao Plano Nacional de Energia 2050 da Empresa de Pesquisa Energética – EPE, as tecnologias: 1. Geração Distribuída (GD); 2. Armazenamento Distribuído de Energia (*Distributed Energy Storage* – DES); 3. Veículos Elétricos (*Electric Vehicle* – EV) e estrutura de recarga; 4. Resposta da Demanda (RD); e, 5. Eficiência Energética (EPE, 2019). Outros estudos seguem essa orientação ampla (FGV ENERGIA, 2016) de tecnologias integrantes dos REDs, enquanto uns se limitam a apenas aos quatro primeiros, entendendo a eficiência energética como fator sistêmico e diverso aplicável ao conceito de energia, e não apenas aos recursos distribuídos (TOLMASQUIN; MOROZOWSKI FILHO, 2016).

Seja qual for a abrangência do estudo acerca dos recursos distribuídos, em todos eles a GD estará sempre presente, por ser o meio de acesso às demais tecnologias. Assim, a discussão sobre a introdução da GD no SEB torna-se fundamental, por proporcionar avanços significativos na transição energética para fontes limpas.

A definição de GD ainda não possui uma delimitação específica, embora se trate de discussão técnica por parte de engenheiros e tecnólogos, e muitas vezes os órgãos internacionais de regulação do setor energético têm apresentado algumas respostas gerais a respeito (TOLMASQUIN; MOROZOWSKI FILHO, 2016). Dentre elas, a

*International Energy Agency* (IEA) apresenta a definição de Geração Distribuída como sendo unidades de geração elétrica cuja instalação esteja nas dependências do consumidor ou em áreas de distribuição da própria concessionária, aproximando-se do próprio conceito de RED (IEA, 2022).

No Brasil podemos apontar a definição trazida pelo Instituto Nacional de Eficiência Energética – INEE, no qual se aproxima da definição apresentada pelo IEA, em que caracteriza como sendo uma geração elétrica realizada junto ou próxima dos consumidores, independentemente da potência, tecnologia e fonte de energia (INEE, 2024).

A nota característica da tecnologia GD é, portanto, gerar energia elétrica próximo ou junto ao consumo, nos limites da rede elétrica de distribuição de energia, possuindo dessa forma uma configuração pulverizada de diversas unidades de geração e consumo ao mesmo tempo, espalhadas na rede elétrica de uma concessionária de eletricidade. Integram, ainda, como tipos de tecnologias incluídas na GD: 1. Cogeneradores; 2. Geradores que usam como fonte de energia resíduos combustíveis de processo; 3. Geradores de emergência; 4. Geradores para operação no horário de ponta; 5. Painéis fotovoltaicos ou pequenas turbinas eólicas; 6. Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCH's (INEE, 2024).

A legislação brasileira trouxe inicialmente a definição de GD no art. 14 do Decreto nº 5.163/2004 (BRASIL, 2004), *in verbis*:

Art. 14. Para os fins deste Decreto, considera-se geração distribuída a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, incluindo aqueles tratados pelo art. 8º da Lei nº 9.074, de 1995, conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aquela proveniente de empreendimento:

I - hidrelétrico com capacidade instalada superior a 30 MW; e

II - termelétrico, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a setenta e cinco por cento, conforme regulação da ANEEL, a ser estabelecida até dezembro de 2004.

Parágrafo único. Os empreendimentos termelétricos que utilizem biomassa ou resíduos de processo como combustível não estarão limitados ao percentual de eficiência energética prevista no inciso II do caput.

Essa redação, embora não traga o elemento do consumo final, mas apenas de empreendimentos de geração promovidos pelos próprios agentes concessionários, permissionários ou autorizados, consigna a nota caracterizadora de que a geração de energia elétrica é coligada à rede elétrica de distribuição, tal qual nos exemplos de defini-

ções apresentados. Na verdade, trata-se de uma definição que abarca de maneira mais abrangente o tema, além de espelhar a própria tecnologia alcançada à época em que o decreto foi publicado, numa realidade brasileira em que tais empreendimentos, tais quais hoje vistos, não eram amplamente conhecidos ou disseminados.

O ponto mais interessante trazido por essa redação é a menção ao art. 8º da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995<sup>1</sup>, pois o texto desse artigo apresenta os contornos do que viriam a ser definidos como Mini e Microgeração Distribuída, para efeitos legais de dispensa de concessão, permissão ou autorização, diante das dimensões desse modelo específico de geração. Inclusive, o parágrafo quarto do art. 176<sup>2</sup> da Constituição Federal é disciplinada por essa norma, o que evidencia a importância do modelo de GD no âmbito da Micro e Mini GD.

Neste primeiro momento importa saber que a GD é a base para inúmeras outras tecnologias a serem inseridas no contexto das redes de distribuição de energia elétrica, e que o avanço das formas de geração através de fontes limpas e o barateamento dos insumos e dos equipamentos têm tornado cada vez mais acessível a sua difusão em todo o país.

Esse avanço é sensivelmente percebido através do modelo de Micro e Minigeração Distribuída a partir do uso de placas fotovoltaicas, que tornou essa tecnologia conhecida por inúmeros consumidores residenciais e comerciais.

De capacidades limitadas a 75 kW e 5 MW, Micro e Mini respectivamente, a GD disponível para essa faixa de consumo somente se tornou possível no Brasil devido à política de incentivo econômico desenvolvida pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). A política de compensação de consumo de energia pelo montante de energia injetada na rede da distribuidora, resultante da produção de energia elétrica das usinas fotovoltaicas residenciais ou comerciais, é nomeada de Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), modelo identificado em outros países pela nomenclatura *net metering*.

Foi a partir da Resolução Normativa da ANEEL nº 482, de 17 de abril de 2012 (ANEEL, 2012), que essa política foi implementada no Brasil, trazendo diversos conceitos, inclusive o do SCEE<sup>3</sup>.

1 BRASIL. Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. Publicada no Diário Oficial da União em 8 de julho de 1995. Art. 8º. Art. 8º. *O aproveitamento de potenciais hidráulicos e a implantação de usinas termoeletricas de potência igual ou inferior a 5.000 kW (cinco mil quilowatts) estão dispensados de concessão, permissão ou autorização, devendo apenas ser comunicados ao poder concedente.*

2 BRASIL. Constituição da República Federativa do Brasil de 1988, promulgada em 05 de outubro de 1988. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03-constituicao/constituicao.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03-constituicao/constituicao.htm). Acesso em: 5 dez. 2023. Art. 176. [...] §4º. *Não dependerá de autorização ou concessão o aproveitamento do potencial de energia renovável de capacidade reduzida.*

3 ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa da ANEEL nº 482, de 17 de abril de 2012. Art. 1... [...] III - *sistema de compensação de energia elétrica: sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa; (Redação dada pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.)*

Com a sua regulamentação surgiu no Brasil o parâmetro de implementação de políticas públicas voltadas para a geração própria por meio de fontes renováveis.

A ideia por trás desse modelo é tornar o consumidor final de energia elétrica capaz de produzir para consumo próprio, através da tecnologia GD, que se baseia quase que na totalidade de fonte solar (seja pela sua maior facilidade de implantação, de manuseio, de geração em si, de manutenção, seja pelo menor custeio financeiro envolvido), por meio de placas fotovoltaicas.

A compensação ocorre na relação consumo vs. produção, em que a energia gerada é revertida para a própria unidade consumidora, de modo que o excedente gerado é lançado na rede básica de distribuição, a qual o consumidor já estava – e continua – conectado, retornando em créditos para o ente consumidor; havendo produção que exceda o consumo, o excedente ou crédito disponível ficarão disponíveis para consumo por um certo período, algo relevante para quando a usina, em períodos de pouca produção ou de elevado consumo.

Outra questão aqui interligada, mas não abordada neste estudo por não se caracterizar mais como GD, mas sim autoprodução concebida em sistema isolado, reside nas formas alternativas de armazenamento da energia gerada por fontes renováveis em baterias, o qual permite o total desligamento da unidade consumidora da rede de distribuição, modalidade conhecida como *off grid* (NEVES, 2021).

Atualmente a política de compensação é tratada pela Lei nº 14.300, de 06 de janeiro de 2022 (BRASIL, 2022), aplicável no Brasil somente nas modalidades de Micro e Mini GD. Isso decorre da limitação do próprio modelo de estruturação do setor elétrico adotado pelo país, que possui dois ambientes de contratação, o Ambiente de Contratação Regulado (ACR), dimensão que compreende todas as unidades consumidoras obrigadas a comprar energia elétrica da distribuidora e a preço fixado, exemplificadas pelos consumidores do Grupo B, residencial ou comercial, enquanto no Ambiente de Contratação Livre (ACL) os consumidores que têm carga no mínimo de 500 kW (MME, 2022) é que podem adquirir energia elétrica diretamente de geradoras de energia espalhadas pelo país. Esse assunto será melhor tratado mais a frente, quando da discussão a respeito dos critérios de avaliação da aplicação da geração compartilhada.

O marco legal da GD, como ficou conhecida a Lei nº 14.300/2022, mesmo que trate apenas de Micro e Mini GD, estabelece as regras principais de acesso da usina de geração distribuída à rede elétrica, como também aborda os diversos modelos jurídicos que são permitidos aderirem ao SCEE. O art. 1º da lei apresenta a definição de Micro e Minigeração, contudo, a dimensão da Mini GD possui dois limites máximos de potência instalada, que estão ligados com a fonte de energia, sendo 3 MW para fontes não despacháveis e 5 MW para

fontes despacháveis.

O modelo de GD foi impactado pela adoção da política de incentivo econômico desenvolvida pela ANEEL. Devido ao barateamento dos custos da tecnologia e versatilidade das usinas fotovoltaicas, associada à política, a GD tem apresentado números expressivos desde a sua implementação com a REN ANEEL nº 482/2012. Apesar da amplitude que esse mercado conquistou, muitos consumidores ainda se encontram impedidos de aderirem ao SCEE, ou poder instalar uma usina fotovoltaica, devido a limites físicos, ausência de telhados ou espaço para instalação, ou jurídicos, por exemplo, imóvel alugado ou com limitação de uso de espaço, além daqueles que se encontram em unidades verticais ou com sombreamento constante.

Diante desse quadro de situações a regulamentação avançou no sentido de cada vez mais agregar modelos que permitissem o acesso de consumidores a GD, e propriamente ao SCEE. Essas situações estão previstas no Marco Legal da GD, art. 9º, que estabelece quatro arranjos jurídicos de adesão ao SCEE. São eles: I. Microgeração ou minigeração distribuída com geração local ou remota; II. Integrantes de empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras (EMUC); III. Geração compartilhada ou integrantes de geração compartilhada; IV. Autoconsumo remoto.

Dentre esses arranjos jurídicos na GD, a Geração Compartilhada foi a que mais apresentou investimentos pós publicação do Marco Legal (HEIN, 2024), modelo que se passará a discutir a seguir.

### **3. REGULAÇÃO, CONCEITO E INSTRUMENTOS JURÍDICOS PARA GERAÇÃO COMPARTILHADA**

A Geração Compartilhada foi introduzida no sistema elétrico nacional ainda na vigência da REN ANEEL nº 482/2012, a partir da redação dada pela REN ANEEL nº 687, de 24 de novembro de 2015 (ANEEL, 2015), mas não apenas isso, trazendo também os modelos EMUC e o Autoconsumo Remoto.

A resolução conceituava o modelo de geração compartilhada do seguinte modo:

Art. 2º [...]

VII - geração compartilhada: caracterizada 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;

Muitos desses elementos caracterizadores do conceito de Geração Compartilhada se manterão em revisão posterior dessa defini-

ção, como se verá a seguir. Importa nesse momento levantar a questão de que esse modelo de GD trazia apenas Consórcio e Cooperativa como instrumentos jurídicos permitidos para aderir ao SCEE, o que foi bastante ampliado na redação atual da normativa vigente.

A versão atualmente em vigor da definição de geração compartilhada encontra-se no Marco Legal da Lei nº 14.300/2022, como dito anteriormente, ampliando os instrumentos jurídicos de reunião de consumidores para incluir a associação e o condomínio civil voluntário, ou edifício, ou qualquer outra forma de associação civil<sup>1</sup>.

Como se nota, a redação do marco legal apenas incrementou mais três formas de reunião de consumidores, além da melhoria da redação ao colocar o texto de modo direto, mas manteve na essência os elementos característicos e as balizas necessárias limitadas pela própria noção de GD e o ACR. A legislação a respeito do tema consta, além da Lei nº 14.300/2022, com a Resolução Normativa ANEEL nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021 (ANEEL, 2021), com redação atualizada pela Resolução Normativa ANEEL nº 1.059, de 7 de fevereiro de 2023 e Resolução Normativa ANEEL nº 1.098, de 23 de julho de 2024 (ANEEL, 2024), estabelecendo com esses dispositivos a atual base legal da GD no Brasil, com as delimitações legais e normativas da Geração Compartilhada.

O alcance da definição abarcado por essa base legal expõe três elementos fundamentais; são eles: I. por se tratar de uma modalidade de geração ambientada no ACR, isso significa que toda eletricidade gerada por esse modelo GD tem a finalidade única e exclusiva para consumo próprio, sendo proibida a comercialização de excedentes ou créditos<sup>2</sup>; II. como resultado direto da proibição anterior, os instrumentos jurídicos de reunião de consumidores na Geração Compartilhada que permitem o acesso ao SCEE são aqueles que têm por essência fins não-econômicos ou sem lucro; III. a área de abrangência da geração deve ser limitada a concessionária, permissionária ou autorizada de distribuição de energia elétrica para efeitos de distribuição dos ex-

---

1 BRASIL. Lei nº 14.300, de 06 de janeiro de 2022. Art. 1º [...] X - geração compartilhada: modalidade caracterizada pela reunião de consumidores, por meio de consórcio, cooperativa, condomínio civil voluntário ou edifício ou qualquer outra forma de associação civil, instituída para esse fim, composta por pessoas físicas ou jurídicas que possuam unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída, com atendimento de todas as unidades consumidoras pela mesma distribuidora;

2 BRASIL. Lei nº 14.300, de 06 de janeiro de 2022. Art. 28 A microgeração e a minigeração distribuídas caracterizam-se como produção de energia elétrica para consumo próprio.

cedentes para as unidades consumidoras ligadas a usina de geração<sup>1</sup>.

A percepção prática do modelo compartilhado se desenvolve na relação física de uma usina de geração por fonte renovável, geralmente a solar fotovoltaica, instalada em área própria ou a si relacionada (terreno ou telhado de dimensões amplas que possa comportar uma instalação para gerar eletricidade), dentro do limite de atuação comercial de uma concessionária de distribuição de energia elétrica. A energia gerada será constantemente injetada na rede elétrica básica, formalizando-se a relação entre a concessionária e uma figura jurídica dentre as previstas legalmente, unidade consumidora que reunirá as outras unidades, seja cooperativa, consórcio ou associação, por exemplo, as quais irão compartilhar a eletricidade produzida por aquela usina.

As vantagens operativas geradas por esse modelo são várias, pois além de promover o consumo de energia por fontes renováveis, sua primordial aplicação, busca atender todos aqueles consumidores que não possuem condições físicas ou jurídicas para instalar uma usina em seu local de consumo, promovendo de fato uma democratização da GD com amplificação de sua utilização.

Alguns estudos apontam também como incentivo para o uso compartilhado da usina fotovoltaica o baixo ou inexistente investimento prévio, no qual o consumidor interessado apenas se integra a figura jurídica existente de compartilhamento de excedentes de energia, o que não ocorre nas modalidades convencionais em que se investe um elevado montante na aquisição de placas e inversores para poder estruturar uma usina solar (VILELA; SILVA, 2017), criando-se aqui uma forte ferramenta de combate à pobreza energética.

A Geração Compartilhada pode ser realizada por usinas desde

---

1 ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa ANEEL nº 1.000, de 07 de dezembro de 2021. Art. 655-G. No faturamento da unidade consumidora integrante do SCEE, a distribuidora deve observar os procedimentos descritos nesta Seção e na Seção IV, sem prejuízo do previsto nos Capítulos VII a X do Título I. (Incluído pela REN ANEEL 1.059, de 07.02.2023)

§ 1º O faturamento no SCEE da unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída, considerando a energia elétrica ativa compensada, deve ocorrer a partir do ciclo subsequente à realização da vistoria e instalação ou adequação do sistema de medição. (Incluído pela REN ANEEL 1.059, de 07.02.2023)

§ 2º A distribuidora deve apurar o montante de energia ativa consumido da rede, o montante de energia ativa injetado na rede pela unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída, bem como o excedente de energia a cada ciclo de faturamento e para cada posto tarifário. (Incluído pela REN ANEEL 1.059, de 07.02.2023)

§ 3º O excedente de energia de um posto tarifário deve ser primeiramente alocado em outros postos tarifários da mesma unidade consumidora que injetou a energia, e, posteriormente, ele somente pode ser alocado: (Incluído pela REN ANEEL 1.059, de 07.02.2023)

[...]

IV - em outras unidades consumidoras integrantes da geração compartilhada que injetou a energia; ou (Incluído pela REN ANEEL 1.059, de 07.02.2023)

[...]

§ 4º Para as unidades participantes do SCEE citadas nos incisos II a V do § 3º, os excedentes de energia não utilizados no ciclo de faturamento em que foram alocados transformam-se em créditos de energia e devem permanecer na mesma unidade consumidora. (Incluído pela REN ANEEL 1.059, de 07.02.2023)

as micro, limitadas até 75 kW, até as de minigeração, chegando ao volume máximo de 5 MW. Todos esses parâmetros seguem o volume de unidades consumidoras da usina, portanto, não existe a possibilidade indefinida de geração elétrica de uma usina, quando ela está legalmente limitada a até 5 MW.

Contudo, a ANEEL já discutiu a possibilidade de uma unidade consumidora, na figura de reunião de consumidores, por exemplo uma cooperativa ou consórcio, estar vinculada a uma usina de geração que ultrapasse os limites de uma minigeração distribuída, por exemplo um conjunto de usinas que represente 15 MW, não configurando assim um ilícito, visto que a norma não proíbe, desde que todas essas usinas se encontrem na área de atuação comercial da distribuidora de energia elétrica. Essa possibilidade amplia os horizontes de acesso para inúmeros consumidores às fontes renováveis de energia.

#### 4. AS COOPERATIVAS COMO INSTRUMENTO JURÍDICO DE REUNIÃO DE CONSUMIDORES DE ENERGIA RENOVÁVEL

A temática cooperativa tem no ordenamento jurídico nacional um tratamento diferenciado, no qual tem por objetivo o desenvolvimento da autonomia de entidades associativas civis, principalmente quando essas entidades civis extrapolam os interesses internos de seus membros ao gerar benefícios sociais e assistenciais de interesse coletivo, neste caso, sendo incluídas no terceiro setor. A Constituição Federal de 1988 possui inúmeras previsões quanto ao tratamento<sup>1</sup>, benefícios fiscais<sup>2</sup> e especificidades de certas cooperativas<sup>3</sup> em seu

1 BRASIL. Constituição da República Federativa do Brasil de 1988, promulgada em 05 de outubro de 1988. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/-constituicao/constituicao.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/-constituicao/constituicao.htm). Acesso em: 5 dez. 2023. Art. 5º. Inciso XVIII - a criação de associações e, na forma da lei, a de cooperativas independem de autorização, sendo vedada a interferência estatal em seu funcionamento; Art. 174. Como agente normativo e regulador da atividade econômica, o Estado exercerá, na forma da lei, as funções de fiscalização, incentivo e planejamento, sendo este determinante para o setor público e indicativo para o setor privado. (Vide Lei nº 13.874, de 2019) § 1º [...]; § 2º A lei apoiará e estimulará o cooperativismo e outras formas de associativismo.

2 BRASIL. Constituição da República Federativa do Brasil de 1988. Art. 146. Inciso III, alínea c - adequado tratamento tributário ao ato cooperativo praticado pelas sociedades cooperativas, inclusive em relação aos tributos previstos nos arts. 156-A e 195, V; (Redação dada pela Emenda Constitucional nº 132, de 2023); Art. 156-A. §6º III - sociedades cooperativas, que será optativo, com vistas a assegurar sua competitividade, observados os princípios da livre concorrência e da isonomia tributária, definindo, inclusive: (Incluído pela Emenda Constitucional nº 132, de 2023) a) as hipóteses em que o imposto não incidirá sobre as operações realizadas entre a sociedade cooperativa e seus associados, entre estes e aquela e pelas sociedades cooperativas entre si quando associadas para a consecução dos objetivos sociais; (Incluído pela Emenda Constitucional nº 132, de 2023)

3 BRASIL. Constituição da República Federativa do Brasil de 1988. Art. 174. [...] § 3º O Estado favorecerá a organização da atividade garimpeira em cooperativas, levando em conta a proteção do meio ambiente e a promoção econômico-social dos garimpeiros. § 4º As cooperativas a que se refere o parágrafo anterior terão prioridade na autorização ou concessão para pesquisa e lavra dos recursos e jazidas de minerais garimpáveis, nas áreas onde estejam atuando, e naquelas fixadas de acordo com o art. 21, XXV, na forma da lei; Art. 187. A política agrícola será planejada e executada na forma da lei, com a participação efetiva do setor de produção, envolvendo produtores e trabalhadores rurais, bem como dos setores de comercialização, de armazenamento e de transportes, levando em conta, especialmente: VI - o cooperativismo;

texto. Isso ocorre devido ao modelo aberto adotado pela Constituição em matéria econômica, não se limitando a apenas um único modelo econômico, seja capitalista ou intervencionista, mas plural e dinâmico (GRAU, 2012). Essa perspectiva aberta tem por primazia a promoção de diversos agentes, com ou sem fins econômicos ou de lucro, no atendimento às demandas sociais e ao desenvolvimento nacional.

Tal pressuposto implica existência de formas associativas, em paralelo ao Estado, na promoção de diversas atividades econômicas, prestadoras de serviços ou contribuindo com bens e produtos, em geral. É desse modo que foi definida a base legal das cooperativas, com a Lei nº 5.764, de 16 de dezembro de 1971 (BRASIL, 1971), no qual é apresentada em seu art. 4º as cooperativas como sociedades de pessoas, com forma e natureza jurídica próprias, de natureza civil, não sujeitas a falência, constituídas para prestar serviços aos associados, distinguindo-se das demais sociedades por meio de diversas características delineadas nos incisos desse artigo.

A escolha do legislador infraconstitucional em incluir as cooperativas como estrutura jurídica para servir de veículo de adesão ao SCEE, na modalidade de geração compartilhada, se deveu a forma de operação, gestão e, principalmente, pelo seu papel econômico e social em promover valores de relevante interesse social, sem a finalidade de obtenção de lucro<sup>1</sup>. Sendo a geração compartilhada alternativa de geração de energia elétrica para consumo próprio, através de fontes renováveis, que tem por política a promoção e desenvolvimento das fontes renováveis na matriz elétrica brasileira e atenção à transição energética, é que tal forma associativa, junto com o consórcio, inauguraram como um dos instrumentos possíveis na modalidade compartilhada.

Não existem especificidades nas cooperativas de compartilhamento de usina de geração de energia elétrica, devendo seguir o regramento previsto na lei base, bem como dos órgãos máximos brasileiros que reúnem as cooperativas no Brasil, o Sistema OCB – Organização de Cooperativas do Brasil e a CNCOOP – Confederação Nacional das Cooperativas.

Por serem amplos os objetos de atuação das cooperativas, o compartilhamento de uma usina pode ser entendido como uma finalidade própria do ente associativo, sem haver a necessidade de estar inserida outra atividade em conjunto, ou seja, é suficiente a finalidade de compartilhamento de energia gerada por fonte renovável para consumo de seus cooperados através da GD compartilhada, sendo essa a prestação de serviço a ser realizada pela cooperativa aos seus cooperados.

---

<sup>1</sup> BRASIL. Lei nº 5.764, de 16 de dezembro de 1971. Art. 3º *Celebram contrato de sociedade cooperativa as pessoas que reciprocamente se obrigam a contribuir com bens ou serviços para o exercício de uma atividade econômica, de proveito comum, sem objetivo de lucro.*

As sociedades cooperativas simples permitem a inclusão de pessoas jurídicas, sendo, contudo, uma exceção bem específica e ressaltando a finalidade do objeto, no qual deve somar o compartilhamento de energia elétrica por fonte renovável com o impedimento de obtenção de lucro por parte dos cooperados pelo compartilhamento a demais integrantes<sup>1</sup>. A exigência de, no mínimo, 20 (vinte) membros associativos para criar uma cooperativa está diretamente ligada à essência lógica das cooperativas, que é a reunião de pessoas físicas na promoção de um interesse coletivo de seus membros.

A constituição das cooperativas, além do aspecto material, objetivo e número de membros, deve atender também aos aspectos formais característicos, previstos nos artigos 14, 15, 16<sup>2</sup> e 21.

Esses elementos servem como requisitos mínimos para se constituir a figura das cooperativas, distinguindo os seus membros com a da pessoa jurídica, que ocorre após o arquivamento dos documentos na Junta Comercial. A relação dos cooperados com a figura jurídica cooperativa se desenvolve nos limites entre as responsabilidades dos membros com a cooperativa, e estes perante terceiros.

Na própria lei das cooperativas são apresentados todos os requisitos e órgãos que devem existir nesse modelo de associação para o seu pleno funcionamento, inclusive a existência de livros e conselho fiscal e fiscalização. Além do regramento previsto na Lei nº 5.764/1971, existem também disposições a respeito das cooperativas no Código Civil em seus artigos, do 1.093 ao 1.096, tratando de aspectos formais de sua constituição, alertando-se para a norma existente no artigo 1.095 quanto à responsabilidade dos sócios, no qual podem ser limitadas ou ilimitadas no tocante aos atos da cooperativa<sup>3</sup>.

Posterior a todas essas formalidades constitutivas, a cooperativa de compartilhamento de energia passa a ter personalidade jurídica, no qual lhe permite ser detentora de uma usina de geração de energia renovável, comumente fotovoltaica. Conhecidas como Cooperativas de

1 BRASIL. Lei nº 5.764, de 16 de dezembro de 1971. Art. 6º *As sociedades cooperativas são consideradas: I - singulares, as constituídas pelo número mínimo de 20 (vinte) pessoas físicas, sendo excepcionalmente permitida a admissão de pessoas jurídicas que tenham por objeto as mesmas ou correlatas atividades econômicas das pessoas físicas ou, ainda, aquelas sem fins lucrativos;*

2 BRASIL. Lei nº 5.764, de 16 de dezembro de 1971. Art. 14. *A sociedade cooperativa constitui-se por deliberação da Assembleia Geral dos fundadores, constantes da respectiva ata ou por instrumento público. Art. 15. O ato constitutivo, sob pena de nulidade, deverá declarar: I - a denominação da entidade, sede e objeto de funcionamento; II - o nome, nacionalidade, idade, estado civil, profissão e residência dos associados, fundadores que o assinaram, bem como o valor e número da quota-parte de cada um; III - aprovação do estatuto da sociedade; IV - o nome, nacionalidade, estado civil, profissão e residência dos associados eleitos para os órgãos de administração, fiscalização e outros. Art. 16. O ato constitutivo da sociedade e os estatutos, quando não transcritos naquele, serão assinados pelos fundadores.*

3 BRASIL. Lei nº 10.406, de 10 de janeiro de 2002. Institui o Código Civil. Publicada no D.O.U em 11 de janeiro de 2002. Art. 1.095. Na sociedade cooperativa, a responsabilidade dos sócios pode ser limitada ou ilimitada. § 1º É limitada a responsabilidade na cooperativa em que o sócio responde somente pelo valor de suas quotas e pelo prejuízo verificado nas operações sociais, guardada a proporção de sua participação nas mesmas operações. § 2º É ilimitada a responsabilidade na cooperativa em que o sócio responde solidária e ilimitadamente pelas obrigações sociais.

de Energia Solar, ela possui a propriedade ou a posse da usina solar fotovoltaica, através de contratos de aquisição, EPC ou locação de usina, tendo acesso à geração de energia limpa e, com isso, podendo compartilhar com seus membros da cooperativa o resultado da geração efetivada.

Essa configuração permitida desde a REN ANEEL nº 678/2015, e atualmente disciplinada pela Lei nº 14.300/2022, possibilitou o acesso a inúmeros consumidores excluídos da GD (VASCONCELOS, 2024), como também o surgimento de políticas públicas de promoção ao consumo de energia elétrica por fontes limpas e acessível a comunidades e áreas suburbanas (RESENDE, 2024), mas que também se refletiam em políticas públicas que incrementavam o acesso a algo fundamental nos dias de hoje, a energia elétrica, com menos dispêndio financeiro, voltando a ser um dos pilares de solução das problemáticas em torno dos males da pobreza energética.

Apesar de todo esse incentivo para o crescimento da GD, o que estava verdadeiramente por trás de todo esse avanço era o subsídio existente promovido pela Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, criada pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002<sup>1</sup>, atinente à redução da tarifa do uso do fio da distribuidora, a TUSD, para consumidores inseridos no SCEE, no qual deixavam de pagar o mesmo valor cobrado aos demais consumidores não integrantes do SCEE.

O incentivo então existente era, na verdade, um mecanismo de transferência de custos da TUSD de consumidores inseridos no SCEE para os demais usuários e pagantes da tarifa de uso do sistema de distribuição, que poderia acarretar distorções e aumento do custo da conta de energia elétrica (MENDONÇA, 2023). Justamente por essa motivação foi que, amparada no artigo 18 da Lei nº 14.300/2022<sup>2</sup>, passou a ser prevista a cobrança de uma parcela da TUSD na Micro e Minigeração aplicada a baixa tensão, ainda que somente sobre a parcela excedente de geração, ou seja, a que será inserida na rede, para proje-

---

1 BRASIL. Lei 10.438, de 26 de abril de 2002. Art. 13. *Fica criada a Conta de Desenvolvimento Energético - CDE visando ao desenvolvimento energético dos Estados, além dos seguintes objetivos: (Redação dada pela Lei nº 12.783, de 2013) I - promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional; (Redação dada pela Lei nº 12.783, de 2013) a) (revogada); (Incluído pela Lei nº 12.783, de 2013) b) (revogada); (Incluído pela Lei nº 12.783, de 2013) II - garantir recursos para atendimento da subvenção econômica destinada à modicidade da tarifa de fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais integrantes da Subclasse Residencial Baixa Renda; (Redação dada pela Lei nº 12.783, de 2013) III - prover recursos para os dispêndios da Conta de Consumo de Combustíveis - CCC; (Redação dada pela Lei nº 12.783, de 2013) IV - (revogado); (Redação dada pela Lei nº 13.360, de 2016) [...] VI - promover a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, termossolar, fotovoltaica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, outras fontes renováveis e gás natural. (Redação dada pela Lei nº 12.783, de 2013)*

2 Art. 18. *Fica assegurado o livre acesso ao sistema de distribuição para as unidades com microgeração ou minigeração distribuída, mediante o ressarcimento, pelas unidades consumidoras com minigeração distribuída, do custo de transporte envolvido.*

*Parágrafo único. No estabelecimento do custo de transporte, deve-se aplicar a tarifa correspondente à forma de uso do sistema de distribuição realizada pela unidade com microgeração ou minigeração distribuída, se para injetar ou consumir energia.*

tos que solicitaram conexão de acesso após 7 de janeiro de 2023.

Outra questão também importante, essa específica das cooperativas, é a competitividade entre os instrumentos jurídicos de reunião de consumidores, devido ao custo da burocracia e exigências para se processar, registrar e abrir uma cooperativa comparando com o consórcio e, agora, com a associação civil. As cooperativas de energia solar representam um número pequeno em comparação com as outras modalidades existentes em operação, entretanto, apesar disso, tem se tornado um modelo interessante quando o intuito não é o investimento na modalidade conhecida por “energia solar por assinatura”, mas de fato instalar uma usina para atender as necessidades de comunidades e grupos com interesses recíprocos na redução dos gastos com energia elétrica, como por exemplo comunidades rurais, atendendo a finalidade da lei quanto à geração compartilhada.

O desvio de finalidade ou o uso do modelo para possível venda de excedentes fere os princípios do modelo de geração compartilhada e desnatura por completo a sua essência, exigindo fiscalização da agência reguladora a partir da própria concessionária, merecendo forte reprimenda e, em certas situações, aplicação de multa e cessação da própria atividade compartilhada, o que será trata no próximo tema.

## **5. A QUESTÃO DA APLICAÇÃO DO MODELO DE GERAÇÃO COMPARTILHADA NO ÂMBITO DAS COOPERATIVAS DE ENERGIA E O PAPEL FISCALIZADOR DA ANEEL**

A lei das cooperativas possui mecanismo fiscalizador desses entes associativos, para o qual regula os limites de atos e atividades, bem como possíveis penalidades, além de órgãos específicos de controle, tudo isso previsto nos artigos 92, 93 e 94<sup>1</sup>. Contudo, ponto relevante da lei é a previsão a outros órgãos e entes que poderão atuar nesse controle, o que prevê os parágrafos primeiro e segundo do art.92,

---

1 BRASIL. Lei nº 5.764, de 16 de dezembro de 1971. Art. 92. A fiscalização e o controle das sociedades cooperativas, nos termos desta lei e dispositivos legais específicos, serão exercidos, de acordo com o objeto de funcionamento, da seguinte forma: I - as de crédito e as seções de crédito das agrícolas mistas pelo Banco Central do Brasil; II - as de habitação pelo Banco Nacional de Habitação; III - as demais pelo Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária. § 1º Mediante autorização do Conselho Nacional de Cooperativismo, os órgãos controladores federais, poderão solicitar, quando julgarem necessário, a colaboração de outros órgãos administrativos, na execução das atribuições previstas neste artigo. § 2º As sociedades cooperativas permitirão quaisquer verificações determinadas pelos respectivos órgãos de controle, prestando os esclarecimentos que lhes forem solicitados, além de serem obrigadas a remeter-lhes anualmente a relação dos associados admitidos, demitidos, eliminados e excluídos no período, cópias de atas, de balanços e dos relatórios do exercício social e parecer do Conselho Fiscal. Art. 93. O Poder Público, por intermédio da administração central dos órgãos executivos federais competentes, por iniciativa própria ou solicitação da Assembleia Geral ou do Conselho Fiscal, intervirá nas cooperativas quando ocorrer um dos seguintes casos: I - violação contumaz das disposições legais; II - ameaça de insolvência em virtude de má administração da sociedade; III - paralisação das atividades sociais por mais de 120 (cento e vinte) dias consecutivos; IV - inobservância do artigo 56, § 2º. Parágrafo único. Aplica-se, no que couber, às cooperativas habitacionais, o disposto neste artigo. Art. 94. Observar-se-á, no processo de intervenção, a disposição constante do § 2º do artigo 75.

mas principalmente a previsão contida no art. 10 e seus parágrafos<sup>1</sup>. Isso porque a figura das cooperativas de energia solar ou GD inauguram um modelo nunca antes visto, o que apresenta uma carga de especificidades da operação desse modelo que torna necessária a atuação em paralelo, para não dizer central da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

A Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, instituidora da ANEEL, estabeleceu uma série de competências, de normativas a fiscalizatórias, incluindo o Poder de Polícia como suporte das medidas de punição. Desse modo, cabe à agência promover mecanismos de controle e fiscalização da atividade da geração distribuída em nosso país, realizada através das resoluções normativas publicadas cuja finalidade é determinar em grau de detalhamento como deve ser realizada determinado ato, contrato ou operação.

Nesse sentido, observamos que em matéria de geração distribuída coube a REN ANEEL nº 1.000/2021, com redação dada pela REN ANEEL nº 1.059/2023, a atividade de fiscalização de possíveis irregularidades na GD e/ou uso do SCEE que se desvie da sua finalidade para as concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica.

A fiscalização das cooperativas de energia solar ou qualquer outra fonte permitida pela lei será realizada, portanto, pela distribuidora de energia, o que faz todo sentido, visto que conforme o modelo adotado na administração pública indireta, os entes concessionários, permissionários e autorizados possuem o dever-agir em nome do Estado quando da realização da prestação de serviços públicos, cabendo a eles também o ônus fiscalizador da atividade das cooperativas de energia.

Desse modo, prevê a Resolução ANEEL nº 1.000/2023 uma série de ações em vista a coibir irregularidades, bem como punições às cooperativas, como quaisquer outros usuários integrantes do SCEE. Vejamos:

Art. 655-F. Na ocorrência de início de recebimento irregular de benefício associado ao SCEE, a distribuidora deve adotar as providências para sua fiel caracterização, compondo um conjunto de evidências que comprovem o recebimento irregular do benefício. (Incluído pela REN ANEEL 1.059, de 07.02.2023)

§1º Na aplicação deste artigo, a distribuidora deve utilizar o procedimento descrito do art. 325. (Incluído pela REN ANEEL 1.059, de 07.02.2023)

§2º Caso se constate recebimento irregular de benefício associado ao SCEE, a distribuidora deve adotar as se-

---

1 BRASIL. Lei nº 5.764, de 16 de dezembro de 1971. Art. 10. As cooperativas se classificam também de acordo com o objeto ou pela natureza das atividades desenvolvidas por elas ou por seus associados. § 1º Além das modalidades de cooperativas já consagradas, caberá ao respectivo órgão controlador apreciar e caracterizar outras que se apresentem. § 2º Serão consideradas mistas as cooperativas que apresentarem mais de um objeto de atividades.

guintes providências: (Incluído pela REN ANEEL 1.059, de 07.02.2023)

I - desconsiderar a energia ativa injetada pela unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída a no SCEE e benefícios recebidos nos faturamentos a partir da constatação, até que a situação seja regularizada; e (Incluído pela REN ANEEL 1.059, de 07.02.2023)

II - revisar o faturamento das unidades consumidoras indevidamente beneficiadas, desconsiderando a energia ativa injetada pela unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída no SCEE e benefícios recebidos durante o período em que se constatou a irregularidade, aplicando os seguintes parâmetros: (Incluído pela REN ANEEL 1.059, de 07.02.2023)

a) as quantias a serem recebidas ou devolvidas devem ser atualizadas monetariamente pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA; (Incluída pela REN ANEEL 1.059, de 07.02.2023)

b) os prazos para cobrança ou devolução são de até 36 ciclos de faturamento; e (Incluída pela REN ANEEL 1.059, de 07.02.2023)

c) a cobrança pode ser parcelada a critério da distribuidora, nos termos do art. 344. (Incluída pela REN ANEEL 1.059, de 07.02.2023)

O uso irregular dos benefícios do sistema de compensação, o que dá suporte à tecnologia de geração distribuída no Brasil, acarreta sérias penalidades. Contudo, tem-se observado pela ANEEL algumas operações no mercado, seja pelo modelo de cooperativas, seja de consórcio, ou mais recentemente as associações, a anteriormente tratada energia solar por assinatura, o que levou a agência a instaurar a Tomada de Subsídio nº 018/2023, resultando na Nota Técnica nº 101/2023-STD/ANEEL. Tem por finalidade, conforme apresenta a Tomada, a obtenção de subsídios para avaliar a necessidade de eventuais comandos regulatórios específicos para promover a aplicação do disposto no art. 28 da Lei nº 14.300/2022.

Esse artigo determina que o uso dos créditos e excedentes gerados pela usina devem ser utilizados para o próprio consumo, restando proibida a comercialização desses excedentes, por estar inserido num ambiente regulado de contratação em que somente a distribuidora, por determinação legal, é quem pode comercializar energia elétrica, e restando proibido para qualquer agente, consumidor ou usuário, a comercialização ou os benefícios do sistema de compensação.

Segundo aponta a Nota Técnica, alguns modelos de negócios operados no mercado têm se utilizado da figura da geração compartilhada para promover meios indiretos de comercialização dos excedentes, por meio de assinaturas, que possibilita o acesso a esses excedentes gerados por usina de propriedade de uma cooperativa, o que em

tese pode gerar discussão sobre se estar ou não ocorrendo o desvio da finalidade do modelo.

Muitas questões ainda deverão ser mais bem tratadas. O modelo de geração compartilhada não é exclusividade brasileira, havendo equivalentes em outros lugares, como na União Europeia, por meio da Comunidades de Energia Renovável, através da Diretiva EU 2018/2001, e a Comunidade de Cidadãos para a Energia, através da Diretiva EU 2019/944, e em alguns estados americanos, como a Califórnia e Texas, com a Solar Share.

O que se nota na figura das cooperativas de energia solar é que o modelo ainda é pouco conhecido quanto ao modo e os fins a que se destina, e que ainda terá muito o que se desenvolver no Brasil.

## **6. CONSIDERAÇÕES FINAIS**

A promoção das fontes renováveis tem apresentado diversos modelos jurídicos, negócios e tecnologias que geram alternativas sustentáveis ao consumo de fontes não-renováveis, ou poluentes, cada vez mais democráticos.

Os desafios ainda são vários, desde o desconhecimento da existência dessas alternativas para eficiência energética até as dificuldades em gerar mecanismos jurídicos e econômicos para incentivar cada vez mais a geração e consumo de energia elétrica por fontes limpas por parte do governo e órgãos reguladores.

Tem-se falado no exponencial crescimento da geração distribuída, tanto em termos econômicos, quanto de geração de eletricidade pelas usinas solares residenciais no Brasil, residindo a figura da geração compartilhada como um modelo de enorme potencial de incremento e consequente atingimento de um número mais substancial de consumidores beneficiados por uma geração e consumo de energia que se entende limpa, e acessível.

A ideia, portanto, do modelo geração compartilhada, e mais especificamente das cooperativas de energia solar, é o fomento e integração coletiva de novos consumidores no cada vez crescente mercado de fontes renováveis, com o devido respeito às limitações inerentes concebidas pela própria sistemática, impedindo a desnaturação do instituto, privilegiando a essência cooperativista e, noutro turno, os benefícios coletivos angariados também sob a vertente do acesso à energia elétrica de um modo mais equitativo, menos custoso e mais sustentável.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa da ANEEL nº 482, de 17 de abril de 2012. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. Publicada no Diário Oficial da União em 19 de abril de 2012.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa da ANEEL nº 687, de 24 novembro de 2015. Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição PRODIST. Publicada no Diário Oficial da União em 02 de dezembro de 2015.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa ANEEL nº 1.000, de 07 de dezembro de 2021. Estabelece as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica; revoga as Resoluções Normativas ANEEL nº 414, de 9 de setembro de 2010; nº 470, de 13 de dezembro de 2011; nº 901, de 8 de dezembro de 2020 e dá outras providências. Publicada no Diário Oficial da União em 20 de dezembro de 2021.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa ANEEL nº 1.059, de 07 de janeiro de 2023. Aprimora as regras para a conexão e o faturamento de centrais de microgeração e minigeração distribuída em sistemas de distribuição de energia elétrica, bem como as regras do Sistema de Compensação de Energia Elétrica; altera as Resoluções Normativas nº 920, de 23 de fevereiro de 2021, 956, de 7 de dezembro de 2021, 1.000, de 7 de dezembro de 2021, e dá outras providências. Publicada no Diário Oficial da União em 10 de fevereiro de 2023.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa ANEEL nº 1.098, de 23 de julho de 2024. Aprimora a Resolução Normativa nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021, em função da publicação da Lei nº 14.620, de 2023, que dispõe sobre o Programa Minha Casa, Minha Vida, e dá outras providências.

BRAGA, Rodrigo Bernardes. Manual de Direito da Energia. 2. ed. Belo Horizonte, São Paulo: D'Plácido, 2020.

BRASIL. Constituição da República Federativa do Brasil de 1988, promulgada em 05 de outubro de 1988.

BRASIL. Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. Publicada no Diário Oficial da União em 04 de agosto de 2004

BRASIL. Lei nº 5.764, de 16 de dezembro de 1971. Define a Política Nacional de Cooperativismo, institui o regime jurídico das sociedades cooperativas, e dá outras providências. Publicada no Diário Oficial da União em 16 de dezembro de 1971.

BRASIL. Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. Publicada no Diário Oficial da União em 8 de julho de 1995.

BRASIL. Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002. Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), dispõe sobre a universalização do serviço público de energia elétrica, dá nova redação às Leis no 9.427, de 26 de dezembro de 1996, no 9.648, de 27 de maio de 1998, no 3.890-A, de 25 de abril de 1961, no 5.655, de 20 de maio de 1971, no 5.899, de 5 de julho de 1973, no 9.991, de 24 de julho de 2000, e dá outras providências. Publicada no Diário Oficial da União em 29 de abril de 2002.

BRASIL. Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis n.s 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. Publicada no Diário Oficial da União em 16 de março de 2004.

BRASIL. Lei nº 14.300, de 06 de janeiro de 2022. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS); altera as Leis n.s 10.848, de 15 de março de 2004, e 9.427, de 26 de dezembro de 1996; e dá outras providências. Publicada no Diário Oficial da União em 07 de janeiro de 2022.

BRASIL. MME – Ministério de Minas e Energia. Portaria nº 50/GM/MME, de 27 de setembro de 2023. Definir o limite de carga para contratação de energia elétrica por parte dos consumidores de que trata o § 3º do art. 15 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995. Disponível em: <https://in.gov.br/web/dou/-/portaria-normativa-n-50/gm/mme-de-27-de-setembro-de-2022-432279937>. Acessado em: 27 mar 2024.

EPE. Empresa Pública de Energia. Recursos Energéticos Distribuídos. Documento de Apoio ao PNE 2050. Rio de Janeiro, 2019.

FALCÃO, Marina Meyer. A Geração Distribuída no Brasil. In: SOARES, Cristiana Nepomuceno de Sousa; TOSCANO, Renata (org.). Direito de Energia & Áreas afins. Rio de Janeiro: Synergia, 2016. v. II.

FGV ENERGIA. Distributed Energy Resources. Brasil: Booklets FGV Energia, 2016, nº 7.

GANIM, Antônio. Setor Elétrico Brasileiro: aspectos regulamentares, tributários e contábeis. 3. ed. Rio de Janeiro: Synergia, 2019.

GRAU, Eros Roberto. A Ordem Econômica na Constituição de 1988. Ed. 15. São Paulo: Malheiros, 2012.

HEIN, Henrique. Usinas solares por assinatura quadruplicam nos últimos dois anos. Canal Solar. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/usinas-solares-por-assinatura-quadruplicaram-nos-ultimos-dois-anos/#:~:text=Usinas%20solares%20por%20assinatura%20quadruplicaram%20nos%20%C3%BAltimos%20dois%20anos>. Acessado em 20 jan 2024.

IEA. Interna IEA. International Energy Agency. Unlocking the potential of Distributed Energy Resources. Reports - OECD/IEA: Paris, 2022. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/unlocking-the-potential-of-distributed-energy-resources>. Acesso em: 28 mar 2024.

INEE. Instituto Nacional de Eficiência Energética. O que é geração distribuída. Disponível em: [http://www.inee.org.br/forum\\_ger\\_distrib.asp](http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp). Acessado em: 25 mar 2024.

MENDONÇA, Diego da Silva. Energia Solar Fotovoltaica: o marco legal do novo modelo de incentivo à geração distribuída. Natal: Insigne Acadêmica, 2024.

NEVES, Filipe Gabriel Gama Rodrigues. A evolução da energia solar na matriz elétrica brasileira: perspectivas de implementação e impacto positivo na sustentabilidade. 1. ed. Curitiba: Appris, 2021.

RESENDE, Isabelle. CNN. Favelas cariocas ganham a primeira cooperativa de energia solar do Brasil. Publicada em 18 de outubro de 2021. Disponível em: <https://www.cnnbrasil.com.br/economia/favelas-cariocas-ganham-a-primeira-cooperativa-de-energia-solar-do-brasil/>. Acessado em: 20 de mar 2024.

TOLMASQUIN, Maurício Tiomno; MOROZOWSKI FILHO, Marciano (coord.). Recursos Energéticos Distribuídos e suas potencialidades. Rio de Janeiro: Synergia, 2019.

VASCONCELOS, Heloíse; Diário do Nordeste. TRIBUNA HOJE. Geração Compartilhada é opção de energia solar para quem mora em apartamento. Publicada em 31 de dezembro de 2021. Disponível em: <https://tribunahoje.com/noticias/cooperativas/2021/12/31/50025-geracao-compartilhada-e-opcao-de-energia-solar-para-quem-mora-em-apartamento>. Acessado em: 20 mar 2024.

VILELA, Izana Nadir Ribeiro.; SILVA, Ennio Peres. A Geração Compartilhada de Energia: uma análise dos modelos e o papel da concessionária. Revista Brasileira de Energia: Rio de Janeiro, vol. 23, n. 1, 2017.

## CUSTO DE CAPITAL PRÓPRIO PARA AS EMPRESAS DO SETOR ELÉTRICO: O CAPM AINDA É O MELHOR MODELO A SER UTILIZADO?

Paulo Glécio da Rocha<sup>1</sup>  
Francisco de Sousa Ramos<sup>1</sup>

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

DOI: 10.47168/rbe.v30i4.952

### RESUMO

Este artigo apresenta uma breve discussão sobre a metodologia empregada pela agência reguladora na definição do custo do capital para os investimentos aplicados no setor elétrico. A remuneração tem como premissa básica uma componente taxa livre de risco e outra que considera o prêmio pelo risco. A metodologia *Capital Asset Price Model* – CAPM é bastante empregada nas análises de revisões tarifárias, impactando a remuneração dos investimentos e a conseqüente receita homologada anual das empresas. Uma das questões para a definição da taxa de remuneração está na base temporal utilizada em um dos parâmetros do modelo, o fator multiplicador do prêmio de risco de mercado,  $\beta$ , que é calculado com base nas variações históricas dos preços dos ativos. São utilizados dados de empresas no Índice de Energia Elétrica – IEE da Bolsa de Valores. Os resultados para o  $\beta$  não demonstraram variação significativa quando se altera a base temporal, assim como, também, não tiveram impacto em decorrência da pandemia do COVID. Quanto a comparação dos valores utilizados pela agência reguladora, nota-se que há uma divergência, que merece avaliação, considerando as premissas das empresas utilizadas neste artigo e às utilizadas pela Agência.

Palavras-chave: CAPM; Beta; Investimento de capital.

### ABSTRACT

This article presents a brief discussion on the methodology used by the regulatory agency to define the cost of capital for investments in the electricity sector. The remuneration is based on a risk-free rate component and on a second that considers the risk premium. The Capital Asset Price Model (CAPM) methodology is widely used in tariff review analyses, impacting the remuneration of investments and the consequent annual approved revenue of companies. One of the issues

in defining the remuneration rate is the time basis used in one of the model parameters, the market risk premium multiplier factor,  $\beta$ , which is calculated based on historical variations in asset prices. The database used is the one of companies in the Electric Energy Index (IEE) of the Stock Exchange. The results for  $\beta$  did not show significant variation when the time basis is changed, nor did they have an impact due to the COVID pandemic. Regarding the comparison of the values used by the regulatory agency, it is noted that there is a divergence, which deserves evaluation, considering the premises of the companies used in this article and those used by the Agency.

Keywords: CAPM; Beta; Capital Investment.

## 1. INTRODUÇÃO

Os investimentos no setor elétrico, nos segmentos de geração, transmissão e distribuição, devem garantir o atendimento do mercado, considerando a dinâmica do crescimento econômico. Os contratos associados, de concessões públicas, têm um longo prazo de duração, com possibilidade de renovação. Esse é um fator que traz um risco inerente à primeira vista, mas aporta também uma garantia de recebíveis certos ao longo do tempo. Este fator deve ser refletido na remuneração do capital, com vistas a se ter uma modicidade tarifária. O volume de investimento é altamente significativo, com aplicação dos recursos em prazos variáveis: 18 a 36 meses para os projetos de transmissão, 12 a 24 meses para os projetos de geração eólica e solar, e, dependendo do porte, até 60 meses para os projetos de geração hidráulica.

O setor elétrico é capital intensivo na formação da estrutura de composição do investimento, sendo o principal insumo na função de produção. As fontes de recursos para o desenvolvimento dos projetos são as do capital aplicado pelos investidores: o capital próprio, e capitais obtidos junto aos bancos financiadores e recursos de terceiros. Particularmente no que se refere ao capital próprio, os investidores buscam maximizar seu retorno ao menor risco possível. Portanto, neste caso, como medir a remuneração adequada, pela agência reguladora, para os contratos de concessão de longo prazo?

Especificamente no caso do modelo brasileiro de competição via leilões de ativos/concessões/autorizações e leilões de venda de energia elétrica associados a novos empreendimentos de geração (fonte hidráulica, eólica, solar), é necessário que os agentes concorrentes definam a remuneração do capital aplicado de forma competitiva, frente ao risco do negócio.

A estrutura organizacional do setor é configurada como um ambiente de monopólio natural – caso da transmissão e distribuição, e

ambiente concorrencial no caso dos segmentos da geração e comercialização, ambos através de leilões definidos pelo poder concedente.

A remuneração do capital definirá os preços da energia elétrica em leilões de oferta, ou receita anual permitida para os ativos de transmissão, leiloados entre os agentes. Em ambos os casos, a definição da remuneração do capital é fundamentada na avaliação do risco e retorno dos ativos envolvidos. Nesse âmbito, os cálculos de remuneração do capital devem nortear os lances dos investidores, preservando a rentabilidade desejada para o capital a ser empregado. A alavancagem financeira para cobrir os investimentos segue a regra de que os custos financeiros dos empréstimos são mais baratos do que os recursos próprios dos acionistas, sob a ótica da taxa de juros dos financiamentos e remuneração do capital próprio. Em tese, define-se que os riscos dos investidores são superiores aos dos bancos financiadores, que requerem coberturas e garantias financeiras e ou corporativas para os financiamentos.

A metodologia a ser utilizada para o cálculo dessa remuneração do capital deve considerar fatores que ponderem os riscos da atividade de geração, transmissão e distribuição da energia elétrica, e comercialização, frente as receitas futuras dos contratos licitados, oportunizando os custos operacionais, riscos de inadimplência, variação do crescimento do mercado, oferta e demanda, e custos financeiros.

A agência reguladora tem o papel definido para estabelecer as regras no ambiente dos negócios do setor elétrico, e é responsável pelo aprimoramento das práticas e performances de mercado, protegendo e promovendo a competição para a prestação de serviço, assim como proteger os agentes, de forma global.

Entre as diversas variáveis elétricas, contábeis e de mercado, este artigo aborda o cálculo e metodologia da remuneração de capital com riscos associados. Busca-se responder às questões seguintes: i) existe alguma metodologia mais adequada que traduza esses efeitos e seja aplicável no setor elétrico? ii) quais são as variáveis que trazem volatilidade para o negócio do setor elétrico? e iii) quais os riscos implícitos envolvidos na atividade de geração, transmissão, distribuição e comercialização?

No caso da primeira questão, entre os diversos modelos de cálculo de risco e retorno destaca-se o *Capital Asset Price Model* - CAPM, método empregado pela agência reguladora, como sendo aquele mais apropriado e mais indicado para definir a remuneração adequada do capital, capturando a relação risco e retorno, e desaguando no indicativo de revisões tarifárias e ajustes das tarifas e preços de energia elétrica e receitas das transmissoras, empresas e sócios.

A remuneração do capital próprio é calculada com base na taxa livre de risco, representando a base de não haver risco no negó-

cio a ser praticado. Pode-se utilizar as taxas de poupança, por exemplo, e adiciona-se a essa componente um prêmio pelo risco. Essa segunda parcela é referenciada pela multiplicação de um fator sobre a diferença entre o retorno médio do mercado e a taxa livre de risco. O fator ponderador é calculado pela volatilidade relativa entre o comportamento do preço do ativo específico e o mercado, obtido pela covariância do ativo e variância do mercado. No caso, a base de cálculo é o preço da ação, preço de fechamento diário, e o índice da BOVESPA.

Quanto à questão (ii), referente aos riscos exógenos associados ao setor elétrico, quando aplicado a uma metodologia de precificação de riscos e remuneração aponta-se que, entre outros métodos de cálculo do custo do capital próprio, o CAPM tem sido utilizado com mais frequência. A grande discussão sobre a escolha do método reside na consistência adequada para representar os riscos associados à atividade econômica e, de fato, representar a melhor opção e alternativa para a remuneração justa do negócio. Quais são os possíveis problemas com os nos deparamos com a aplicação desse método? O primeiro destaque refere-se à homogeneidade das empresas: aqui, não se tem de forma isolada um rol de empresas com o mesmo perfil-tamanho, prazos de concessões, idade dos ativos, alavancagem financeira, garantias disponíveis e geração de caixa livre, lucratividade e eficiência operacional. Além disso, empresas com a prestação de serviços de transmissão e geração de energia elétrica, bem como comercialização. Outro problema se refere à janela temporal, ou seja, qual é o melhor período de avaliação, prazo, de forma a se ter uma consistência estatística? O terceiro ponto de destaque é a existência de modulações econômicas diversas, provocadas por mudança de políticas econômicas, fatores exógenos, a exemplo da recente pandemia e *lock-down*, e instabilidade das variáveis macroeconômicas, como o descontrole da inflação, provocando distorções das volatilidades dessas variáveis aplicadas na modelagem do CAPM. Este aspecto será tratado no artigo como ponto focal.

No terceiro ponto, riscos inerentes, citam-se os exemplos dos riscos operacionais, como a variabilidade das vazões dos rios, os desligamentos dos sistemas de transmissão para manutenção corretiva e preditiva, acarretando uma descontinuidade na prestação do serviço de transporte de energia elétrica, bem como a frequência e velocidade dos ventos e índices solarimétricos, que afetam diretamente as receitas das empresas de geração, transmissão e distribuição, seja na variação do preço da eletricidade, para o caso dos geradores, ou na receita anual permitida, para as empresas de transmissão. Estes riscos inerentes à geração e transporte de energia elétrica, bem como à distribuição, devem ser mensurados para fins de cálculo das remunerações dos investimentos. Observa-se que a geração e comercialização estão sob o regime do ambiente competitivo, enquanto a transmissão e dis-

tribuição são monopólios naturais. Em ambos os casos os investimentos devem ser remunerados de sorte que os riscos apresentados sejam considerados.

O objetivo do presente artigo é quantificar, de forma simplificada, os cálculos do fator multiplicador de risco, comumente conhecido como fator Beta,  $\beta$ , das empresas do setor elétrico. A agência reguladora tem utilizado esse procedimento para definir os parâmetros de revisão tarifária, uma das componentes de remuneração do capital aplicado. Como objetivo secundário serão comparados os resultados aqui encontrados com aqueles que a agência reguladora utiliza na modelagem de remuneração do capital aplicado no setor elétrico.

São apresentadas as comparações da metodologia aplicada pela agência e cenários alternativos, como proposta de simulação para cálculo do custo do capital próprio, considerando a vertente temporal recém ocorrida, que pode influenciar nos resultados. É possível, a partir da base das empresas reguladas, apontar para uma alternativa que supere os entraves indicados acima? É proposição apresentar os cenários indicativos e subsidiar o mercado com respeito ao custo do capital próprio no tocante à base temporal.

## 2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA SOBRE REMUNERAÇÃO DE ATIVOS

Rocha, Gutierrez e Hausser (2012) propõem que a remuneração do capital próprio para o setor elétrico situe-se em 11,75% a.a., taxa efetiva real, considerando a necessidade da cobertura do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, em atendimento ao Protocolo de Quioto, para o segmento das fontes renováveis de energia. Um grupo que estuda as mudanças climáticas - Junta Executiva da *United Nations Framework Convention on Climate Change* (UNFCCC), define o *benchmark* dessa remuneração e a melhor metodologia para estabelecê-la, o CAPM.

A Tabela 1 (ROCHA, GUTIERREZ E HAUSSER, 2012) apresenta as metodologias aplicadas nos países em processos de revisão tarifária, previstos nos contratos de concessão.

Tabela 1 – Uso do modelo WACC/CAPM por agências reguladoras internacionais

Países	Agência reguladora
Brasil	ANEEL – Energia Elétrica ANATEL – Telecomunicações ANTAQ – Transportes aquaviários ANTT – Transportes terrestres
Argentina	ENRE – Eletricidade ENARGAS – Distribuição de gás natural

**Tabela 1 – Uso do modelo WACC/CAPM por agências reguladoras internacionais (cont.)**

<b>Países</b>	<b>Agência reguladora</b>
Austrália	AER – Australian energy regulator
México	CRE – Comissão Reguladora de Energia
Itália	Autoridade Regolatória de Eletricidade e Gás
França	ART – Regulador de telecomunicações
Holanda	DTE – Dutch energy regulators
Inglaterra	OFTEL – Office of telecommunications OFCOM – Office of communications OFWAT – Water services regulation authority OFGEM – Office of the gas and electricity markets ORR – Office of the rail regulator CAA – Civil aviation authority
Irlanda	CER – Commission of energy regulation CAR – Commission of aviation regulation
Nova Zelândia	Commerce Commission – Electricity, gas, airport

No Brasil, a ANEEL, através de consulta pública CP 15/2018, questionou se era adequada a metodologia aplicada, aderente ao mercado de energia (ANEEL, 2020):

#### 6.1 Alternativas quanto à metodologia

32. A questão fundamental da Consulta Pública 15/2018 era conhecer a visão da sociedade sobre a adequabilidade de continuar embasando o cálculo da taxa regulatória de remuneração do capital nas premissas do binômio WACC/CAPM. A partir dessa questão principal foram construídas três alternativas de metodologia demonstradas em termos teóricos, a saber:

- a. Manter a metodologia WACC/CAPM vigente, com aprimoramentos;
- b. Manter a metodologia WACC/CAPM com possibilidade de alteração substancial na forma de estimação dos parâmetros; e
- c. Substituir a metodologia WACC/CAPM por outra opção metodológica.

Na análise, os agentes, nos diversos segmentos, fizeram suas contribuições no sentido de apontar o caminho mais pertinente aos cálculos da remuneração do capital, concordando com a atual metodologia, tendo alguns agentes inferido a necessidade de melhorar as estimativas.

Neste artigo, analisa-se, entre os diversos pontos anotados na contribuição, a base temporal, considerando o universo das empresas do setor, principalmente aquelas listadas em Bolsa e que compõem o Índice de Energia Elétrica – IEE, que considera as empresas com ne-

gociação na B3, com critérios de inclusão e exclusão. Essa condição de seleção torna a base do IEE móvel, considerando o nível e volume de negócios dos papéis dessas empresas na B3. Essa dificuldade traz uma flexibilização do resultado esperado, considerando que as empresas selecionadas não são as mesmas ao longo do período analisado. Nesse caso, adota-se aquelas com maior volume de negociação e mercado. Além disso, a proposição dessa seleção das empresas diverge da base de empresas utilizadas pela ANEEL, podendo servir de contraponto aos resultados entre ambas.

Nesse aspecto neste artigo busca-se contribuir na avaliação de um dos termos que compõe a metodologia, o cálculo do  $\beta$ , testando a rigidez estatística aplicada quando da definição da base temporal, bem como a identificação dos agentes que participam do mercado.

O resultado encontrado pela ANEEL (ANEEL, 2020) para o Custo do Capital para os Segmentos de Geração Cotista e Transmissão, é apresentado na Tabela 2 (ANEEL, 2020).

Tabela 2 – Custo do Capital para os Segmentos de Geração Cotista e Transmissão

<b>Transmissão e Geração (Cotistas)</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
<b>Remuneração de Capital Próprio</b>			
Taxa Livre de Risco	6,40%	6,12%	5,83%
Beta Alavancado	0,5335	0,4749	0,4240
Prêmio de Risco de Mercado	6,38%	6,43%	6,46%
Prêmio de Risco do Negócio e Financeiro	3,41%	3,06%	2,74%
Remuneração real depois de impostos	9,80%	9,17%	8,57%
<b>Remuneração de Capital de Terceiros</b>			
Debêntures	6,92%	6,71%	6,21%
Custo de emissão	0,35%	0,40%	0,37%
Remuneração real antes de impostos	7,27%	7,11%	6,58%
Impostos	34%	34%	34%
Remuneração real depois de impostos	4,80%	4,69%	4,34%
<b>Estrutura de Capital</b>			
% Capital Próprio	58,25%	60,39%	61,97%
% Capital de Terceiros	41,75%	39,61%	38,03%
<b>Taxa Regulatória de Remuneração do Capital - Média Ponderada</b>			
Real, antes de impostos	11,69%	11,21%	10,55%
Real, depois de impostos	7,71%	7,40%	6,96%

### 3. METODOLOGIA APLICADA AO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

O custo médio ponderado de capital (WACC, em inglês) é definido pela Equação 1, com a premissa básica de que os custos associados ao capital próprio sejam maiores do que os custos dos financiamentos,  $k_a > k_d$ , considerando os riscos associados aos recursos. As taxas de juros dos empréstimos, lastreadas em garantias, permitem garantir que o custo de capital de terceiros seja menor do que o dos investidores, que assumem os riscos de negócios, a exemplo de risco de construção, variação do preço no mercado, variação de índices macroeconômicos, entre outros. Fontes básicas de financiamentos para o setor elétrico são os bancos estatais, como o BNDES, BNB e BASA. Esses bancos têm taxas de juros reais de longo prazo que permitem alavancar financeiramente os empreendimentos, quando da sua implantação.

$$WACC = 1 + \frac{E}{E + D} * k_e + \frac{D}{E + D} * (1 - t) * K_d \quad (1)$$

Em que:

$k_e$  = custo de capital próprio;

$k_d$  = custo do capital de terceiros;

$t$  = alíquota de impostos;

$E$  = Capital próprio, ou *Equity*;

$D$  = Capital de terceiros, ou *Debt*.

Entre os diversos métodos que quantificam a remuneração de ativos ao longo do tempo, a exemplo do *Asset Price Model*, APT, Modelo de Gordon, a ANEEL utiliza o *Capital Asset Price Model* (CAPM), adaptando a modelagem ao risco associado, incorporando adicionalmente componentes exógenos, a exemplo do risco regulatório, risco cambial e risco país, quando se tem recursos externos aplicados e ou captação de recursos em moedas estrangeiras.

A forma clássica do CAPM é definida pela Equação 2, na sua forma original. Damodaran (2020) aponta para a utilização desse modelo, simplificado, como melhor forma de quantificar a remuneração do capital próprio, dada a alternativa de outros métodos.

$$k_a = k_{RF} + \beta * (k_M - k_{RF}) \quad (2)$$

Em que:

$k_a$  = custo de capital próprio;

$k_{RF}$  = taxa de juros livre de risco;

$k_M$  = retorno do mercado;

$\beta = cov(k_M; k_a) / Var(k_M)$ ;

Para o PDE 2030 (EPE, 2021) a taxa do custo médio ponderado de capital, WACC, em termos reais, é indicada em 8% a.a., com a premissa básica de composição da fonte de recurso com 40% capital próprio e 60% capital de terceiros (45% BNDES, 15% mercado - debentures). A indicação da remuneração do capital próprio é de 13% a.a., e a taxa de juros média de 7% a.a. para os financiamentos. Considera-se ainda imposto de renda e contribuição social sobre o lucro líquido em 34%, no regime tributário de lucro real.

Na Tabela 3, baseada em Andrade e Vieira (2006), é indicada a formação e premissas para a definição do custo do capital no Brasil, para o setor elétrico, em particular para as atividades de distribuição, sujeitas às revisões tarifárias periódicas. Note-se que o prêmio pelo risco total enseja a componente de capital externo, em dólar, risco país, estrutura de capital ideal, impostos associados, e inflação americana. A razão da amplitude e abertura da formação do custo do capital deve-se ao fato que os investidores são em maioria estrangeiros, associados com empresas brasileiras, com fonte de financiamento dos bancos fomentadores, tendo o BNDES como referência.

Tabela 3 – Componentes do custo de capital para investimentos no setor elétrico

Componentes	
Taxa livre de risco – RF <sup>a</sup>	5,32
Beta US médio desalavancado – BuUS <sup>b</sup>	35,84
Alíquota de impostos corporativos no Brasil – IR <sup>c</sup>	34
Índice de endividamento – P / PL <sup>d</sup>	64,52
Beta realavancado – LBR <sup>e</sup>	51,10

<sup>a</sup> Média aritmética, no período de jan. de 1995 a dez. de 2005, do T-Note 10 (Fonte: IPEA data). <http://www.ipeadata.gov.br/Default.aspx>

<sup>b</sup> Média dos betas das empresas de energia elétrica dos EUA fornecidos pela Economática, desalavancados por meio do endividamento e da taxa de 40% para impostos corporativos dos EUA (KPMG's *Corporate Tax Rates Survey* 2004). <https://pages.stern.nyu.edu/adamodar/pc/datasets/marginaltaxrate.pdf>

<sup>c</sup> Alíquota marginal adotada para impostos de renda corporativos no Brasil, sendo de 34%, de acordo com o relatório publicado pela KPMG's *Corporate Tax Rates Survey* em janeiro de 2004. <https://pages.stern.nyu.edu/adamodar/pc/datasets/marginaltaxrate.pdf>

<sup>d</sup> Média aritmética anual do período 2000-2005 de dados contábeis referentes à razão entre passivo oneroso (P) e patrimônio líquido (PL) das concessionárias analisadas. Fonte: Bovespa. [https://www.b3.com.br/pt\\_br/para-voce](https://www.b3.com.br/pt_br/para-voce)

<sup>e</sup> US realavancado à estrutura de capital das concessionárias brasileiras analisadas neste estudo.

Tabela 3 – Componentes do custo de capital para investimentos no setor elétrico (cont.)

Componentes	
Prêmio pelo risco de mercado – $RM - RF^f$	5,90
Risco Brasil – $\alpha BR^g$	8,32
Risco regulatório – $\alpha reg^h$	1,61
Risco de crédito – $\alpha C^i$	4,05
Custo do capital próprio nominal: $Ke = RF + \beta BR(RM-RF) + \alpha BR + \alpha reg$	18,27
Custo do capital de terceiros nominal: $Ki = RF + \alpha C + \alpha BR$	17,69
Custo do capital de terceiros nominal após IR: $Ki (1-0,34)$	11,68
Participação de capital próprio – $PL / P+PL$	60,97
Participação de capital de terceiros – $P / P+PL$	39,03
WACC (nominal)	15,70
Inflação americana – $\pi US^j$	2,65
WACC real = $[(1+WACC)/(1+\pi US)]-1$	12,71

<sup>f</sup> Diferença entre a média aritmética anual do retorno do índice S&P 500 (Fonte: Standard and Poor's para o período 1995-2005 ( $RM=11,22\%$ ) e a média da taxa livre de risco ( $RF = 5,32\%$ ). [https://www.spglobal.com/\\_assets/documents/ratings/pt/pdf/2021-09-13-estudo-de-default-corporativo-e-de-transicoes-de-ratings-na-america-latina-2020.pdf](https://www.spglobal.com/_assets/documents/ratings/pt/pdf/2021-09-13-estudo-de-default-corporativo-e-de-transicoes-de-ratings-na-america-latina-2020.pdf)

<sup>g</sup> Média diária do índice EMBI + Brazil para o período de janeiro de 2000 a dezembro de 2005 (período livre dos efeitos da mudança cambial). Fonte: JPMorgan (apud CAMACHO, 2004).

<sup>h</sup> Obtido pela diferença entre os betas desalavancados da Inglaterra (0,6311) e dos EUA (0,3584), multiplicado pelo prêmio de risco de mercado (5,90%), conforme Rocha, Bragança e Camacho (2006b). [https://repositorio.ipea.gov.br/bitstream/11058/1674/1/TD\\_1153.pdf](https://repositorio.ipea.gov.br/bitstream/11058/1674/1/TD_1153.pdf)

<sup>i</sup> Conforme recomendado por Camacho (2006), utilizou-se a média aritmética diária no período entre janeiro de 2000 e dezembro de 2005 da série do JPMorgan (apud CAMACHO, 2006) relativa a *Developed Market High Yield* para o Brasil (Ba2/BB) [https://repositorio.ipea.gov.br/bitstream/11058/1674/1/TD\\_1153.pdf](https://repositorio.ipea.gov.br/bitstream/11058/1674/1/TD_1153.pdf)

<sup>j</sup> Média aritmética anual do IPC americano no período 1995-2005. Fonte: Revista Conjuntura Econômica RJ, FGV, v.60, fev.2006. apud: Andrade e Vieira (2006) <https://periodicos.fgv.br/rce/issue/view/1634/256>

#### 4. ESTIMAÇÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS

O cálculo do  $\beta$ , multiplicador da diferença entre o retorno do mercado e a taxa livre de risco para o setor elétrico, pode ter um viés temporal, conforme dito antes, considerando as incertezas do mercado e a volatilidade econômica. Por construção, o risco relativo dos ativos do setor frente ao retorno do mercado considera o comportamento histórico, preço dos ativos por período a ser selecionado. No Brasil, agência reguladora do setor utiliza a base temporal de dez anos, porém, desconsidera alguns *outliers* que influenciam os resultados. Neste artigo foi utilizado um grupo diferente de empresas, tendo por base o IEE da B3, Índice das Empresas de Energia, de sorte que há uma suavização do risco de curto prazo, observando apenas a tendência de

longo prazo. Do ponto de vista dos contratos de concessão há uma concordância na prática adotada, ou seja, não incorporar no resultado algumas variações de desequilíbrio pontual no mercado de ações<sup>1</sup>.

A Equação 3 permite calcular o fator multiplicador do prêmio de mercado para a defasagem temporal.

$$\beta_{t-t_i} = cov\left(k_a^{(t-t_i)}; k_M^{(t-t_i)}\right) / var\left(k_M^{(t-t_i)}\right) \quad (3)$$

Em que:

$\beta_{(t-t)}$  = fator multiplicado do prêmio de mercado para uma defasagem temporal  $i$ ;

$t$  = data focal do último dia da série;

$t_i$  = data focal no período de  $i$  dias anteriores ao  $t_0$ ;

$k_a$  = retorno do ativo para uma defasagem temporal  $i$ ;

$k_M$  = retorno do mercado para uma defasagem temporal  $i$ ;

Em Fama-Macbeth (1973), para uma carteira de ativos, o fator multiplicador do risco de mercado é proporcional a razão da covariância entre o ativo e o mercado, pela variância do mercado:

*In the portfolio model the investor looks at individual assets only in terms of their contributions to the expected value and dispersion, or risk, of his portfolio return. With normal return distributions the risk of portfolio  $p$  is measured by the standard deviation,  $\sigma(\tilde{R}_p)$ , of its return,  $\tilde{R}_p$ , and the risk of an asset for an investor who holds  $p$  is the contribution of the asset to  $\sigma(\tilde{R}_p)$ . If  $x_{ip}$  is the proportion of portfolio funds invested in asset  $i$ ,  $\sigma_{ij}$ , assets  $i$  and  $j = cov(R_i, R_j)$  is the covariance between the returns on assets  $i$  and  $j$ , and  $N$  is the number of assets. (FAMA-MACBETH, 1973)*

Demonstra-se que a remuneração desejada para um ativo é definida na modelagem apresentada por Fama-Macbeth (1973). Dessa forma, particulariza-se o cálculo do  $\beta$  observando a base temporal. Fama-Macbeth (1973) também analisaram os dados em bases temporais

<sup>1</sup> O mercado de ações em ambiente competitivo deve seguir pressupostos básicos, como a plena disseminação das informações, que todos os agentes tenham o mesmo conhecimento ao tempo das mesmas, que o número de agentes no mercado seja significativo e que os mesmos não tenham poder discricionário de influir no mercado, que não haja barreiras de entrada ou saída do mercado, e que os custos de transação não sejam impeditivos das operações.

distintas, verificando a consistência da assertiva quanto ao retorno esperado.

Considere-se a base temporal variável, objeto de análise do impacto do fator multiplicador do risco de mercado frente a taxa livre de risco.

#### 4.1 Base de dados

Foram consideradas as empresas listadas na BOVESPA que formam o Índice de Energia Elétrica -IEE, considerando uma planilha de livre acesso e fácil manuseio, considerando os argumentos da função `googlefinance` (`=googlefinance(Tiker(),"price";t0()-ti; t0();"daily")`) com:

- *Tiker()* a sigla da empresa na B3;
- $t_0$  = data focal do último dia da série; e
- $t_i$  = data focal no período  $i$  dias anteriores ao  $t_0$ .

Foi feita a captura dos dados diários dos preços dos ativos, frente a evolução do índice de mercado, como sendo a base de cálculo do  $\beta$  na forma clássica, “desalavancado”, conforme o modelo do CAPM. Um dos problemas enfrentados a se utilizar essa função de captura de dados, é que pode haver lacunas, necessitando uma análise crítica de consistência com reparação e coleta em outra base. Utilizou-se como base complementar o *site*: <https://br.investing.com/equities/cesp-pnb-historical-data>, a exemplo da coleta da empresa CESP6, que foi alterada para a AURE3, devido à não existência desse *Ticker* em uso na B3.

Uma alternativa é obter os dados diretamente da B3, através do *site*: [https://www.b3.com.br/pt\\_br/market-data-e-indices/servicos-de-dados/market-data/cotacoes/](https://www.b3.com.br/pt_br/market-data-e-indices/servicos-de-dados/market-data/cotacoes/).

No caso de variação da base temporal, é de se esperar que aplicando um modelo que represente o cálculo da remuneração do capital, frente ao risco, o resultado encontrado não sofra grande variação. Em Cavalcante Filho et al. (2019) é feito o comparativo do quantitativo da base temporal, tamanho da amostra, quantitativo de ativos e relevância para a definição do prêmio pelo risco no mercado de ações norte-Americano e brasileiro, impacto nos betas calculados e possíveis divergências entre os prêmios ex-post e ex-ante. A conclusão desses autores é que os mercados avaliados foram similares. No objeto desse trabalho avalia-se os efeitos da base temporal, considerando quebras e dados exógenos ao mercado, como foi o caso da COVID, Sub-Prime-USA, entre outros ocorridos. Nesse aspecto, dá-se um corte temporal na data de decretação da pandemia, em 19/03/2020, separando duas séries de tempo para cálculo do fator multiplicador do risco, ou seja,

considera-se uma base para antes da pandemia e uma outra para depois da pandemia. Foram testadas as bases temporais nos resultados, com *lags* de tempo em três, cinco e 10 anos, antes e depois desse ocorrido. Fato relevante no trabalho de Cavalcante Filho (2019) é que a base temporal das variáveis foi mensal, tanto para o mercado norte-americano quanto para o brasileiro. Aqui, utilizamos base diária, o que aumenta o volume da dados, possibilitando a captura de flutuações dos preços dos ativos.

No caso, especifica-se apenas a mensuração do fator multiplicador,  $\beta$ , do prêmio de mercado, definido pela Equação (4):

$$R_{it} = (K_{rm}^{it} - K_{rf}^{it}) \tag{4}$$

Em que:

$R_{it}$  é o prêmio de mercado calculado entre o período  $t$  e  $t-1$ , em base diária;

$K_{rm}^{it}$  é o retorno do mercado -  $rm$ , aqui calculado pelo índice Bovespa;

$K_{rf}^{it}$  é a taxa de retorno livre de risco –  $rf$  do ativo  $i$  no período  $t$ , podendo adotar a SELIC, a taxa básica primária.

A Tabela 4 apresenta o levantamento dos dados capturados e calculados de acordo com a Equação 3. Considerando a variação da base temporal em três, cinco e 10 anos, sem desagregar o efeito da pandemia do COVID. Ressalve-se os casos em que a maturidade da empresa não alcança o prazo definido.

Tabela 4 – Cálculo do beta das empresas e da média ponderada do beta do setor elétrico – IEE B3

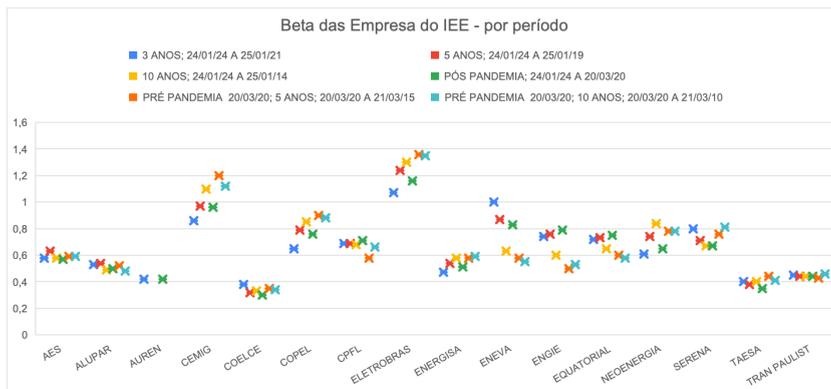
IEEX Carteira do Dia 12/12/23 Código	Ação	Qtde. Teórica	Part. (%) (*)	3 anos 24/01/24 a 25/01/21	5 anos 24/01/24 a 25/01/19	10 anos 24/01/24 a 25/01/14	Pós-pandemia 24/01/24 a 20/03/20	Pré-pandemia 20/03/20 a 21/03/15	Pré-pandemia 20/03/20 a 21/03/10
AESB3	AES BRASIL	18.000	6,273	0,58	0,63	0,58	0,57	0,59	0,59
ALUP11	ALUPAR	7.000	6,167	0,53	0,54	0,49	0,50	0,52	0,48
AURE3	AUREN	15.900	6,409	0,42	-	-	0,42	-	-
CMIG4	CEMIG	16.100	5,289	0,86	0,97	1,10	0,96	1,20	1,12
COCE5	COELCE	4.500	5,823	0,38	0,32	0,33	0,30	0,35	0,34
CPLE3	COPEL	23.400	6,758	0,65	0,79	0,85	0,76	0,90	0,88
CPFE3	CPFL ENERGIA	5.800	6,482	0,69	0,69	0,68	0,71	0,58	0,66
ELET3	ELETRONBRAS	5.500	6,811	1,07	1,24	1,30	1,16	1,36	1,35
ENGI3	ENERGISA	4.300	6,744	0,47	0,54	0,58	0,51	0,58	0,59

**Tabela 4 – Cálculo do beta das empresas e da média ponderada do beta do setor elétrico – IEE B3 (cont.)**

IEEX Carteira do Dia 12/12/23 Código	Ação	Qtde. Teórica	Part. (%) (*)	3 anos 24/01/24 a 25/01/21	5 anos 24/01/24 a 25/01/19	10 anos 24/01/24 a 25/01/14	Pós-pandemia 24/01/24 a 20/03/20	Pré-pandemia 20/03/20 5 anos 20/03/20 a 21/03/15	Pré-pandemia 20/03/20 10 anos 20/03/20 a 21/03/10
ENEV3	ENEVA	16.500	6,321	1,00	0,87	0,63	0,83	0,58	0,55
EGIE11	ENGIE BRASIL	4.700	6,224	0,74	0,76	0,60	0,79	0,50	0,53
EQTL3	EQUATORIAL	6.200	6,413	0,72	0,73	0,65	0,75	0,60	0,58
NEOE3	NEOENERGIA	10.800	6,608	0,61	0,74	0,84	0,65	0,78	0,78
SRNA3	SERENA	18.700	4,896	0,80	0,71	0,67	0,67	0,76	0,81
TAEE11	TAESA	5.900	6,403	0,40	0,38	0,40	0,35	0,44	0,41
TRPL4	TRAN PAULIST	8.000	6,379	0,45	0,44	0,44	0,44	0,43	0,46
Quantidade Teórica Total	Média Ponderada do Beta do Setor Elétrico	171.300	100.000	0,65	0,65	0,63	0,65	0,63	0,63

Nos resultados da Tabela 4 admite-se a hipótese de que as empresas listadas no IEE seriam representativas do mercado de Energia Elétrica no Brasil.

Para melhor visualização do que é apresentado na Tabela 4, veja a Figura 1.



**Figura 1 – Beta das empresas em períodos selecionados – IEE B3**

Portanto, do rol das empresas indicadas no IEE-2024 destacam-se a Eletrobras e a Cemig como aquelas que tiveram os maiores valores de betas, para os períodos selecionados, seguido da empresa Eneva. As demais situam-se em torno da média,  $\beta = 0,64$ , considerando os pesos dessas empresas no indicador do IEE, tendo a Taesa e Transmissora Paulista os menores valores de  $\beta$ , bem como o da empre-

sa de distribuição Coelce e a comercializadora de energia Auren.

Os valores apontados pela ANEEL, apresentados na Tabela 2, para empresas submetidas à regulação econômica, são  $\beta = 0,42$  em 2020,  $\beta = 0,47$  em 2019 e  $\beta = 0,53$  em 2018. Comparando com os valores calculados aqui, com média de  $\beta = 0,64$ , com os períodos discretizados, conforme Tabela 4, e tomando-se por base exclusivamente as empresas listadas na B3 indicados no IEE, percebe-se uma considerável diferença, carecendo, no mínimo, uma reflexão: trata-se de segmento capital intensivo, e os valores multiplicadores do risco de mercado podem estar subavaliados. Os resultados dos valores de  $\beta$  (ANDRADE e VIEIRA, 2006),  $\beta = 0,35$ , base americana para as empresas de distribuição, pode ser comparado ao resultado da Coelce, que tem uma média de  $\beta = 0,34$  para os períodos analisados, com desvio padrão de 0,027.

Comparando a evolução dos ativos, observando a taxa de crescimento acumulada para um período de cinco anos, passado recente, apresenta-se a Figura 2, comparativa ao crescimento do índice da B3, destacando-se o crescimento do valor das empresas no período (figura captada do site B3, [https://www.b3.com.br/pt\\_br/market-data-e-indices/servicos-de-dados/market-data/cotacoes/](https://www.b3.com.br/pt_br/market-data-e-indices/servicos-de-dados/market-data/cotacoes/), em 11/03/2024).

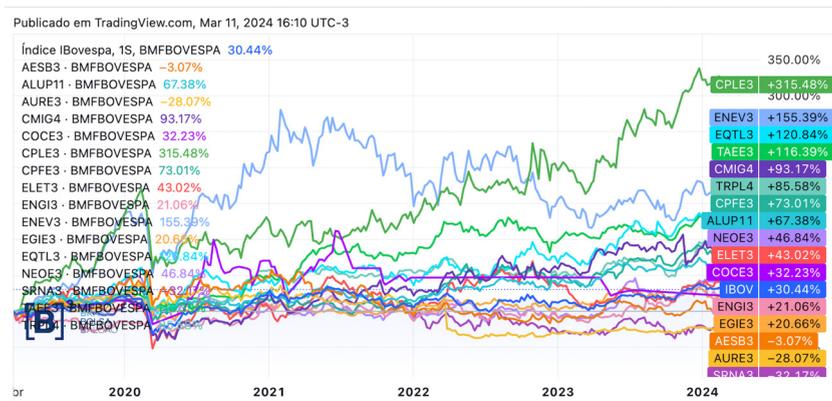


Figura 2 – Evolução da taxa de crescimento acumulada do preço das ações - há cinco anos, base 11/03/2024 - das empresas do setor elétrico – IEE e B3

Percebe-se que no período da pandemia do COVID houve uma drástica queda no valor das empresas, havendo depois uma nova rota de crescimento, e voltando à normalidade ao longo do tempo, tendo algumas empresas crescido acima da evolução do Índice da B3. Esse efeito não se refletiu sobre os valores de  $\beta$  das empresas, apresentados na Tabela 4.

## 5. CONCLUSÃO

A melhor metodologia a ser aplicada para definir o custo do capital, em particular o do setor elétrico, com características de contratos de longo prazo, capital intensivo, concorrência nos segmentos de geração e comercialização e concorrência para o mercado, via leilões públicos, é, ainda, o CAPM. Cabe à agência reguladora definir os critérios que espelhem o mercado, capturando os riscos inerentes, mantendo a saúde financeira e econômica dos agentes, consumidores e produtores. Nota-se a particularidade e complexidade em definir os parâmetros do custo do capital aplicado nesse segmento. É preponderante que os agentes se mantenham motivados a investir, bem como reinvestir, para manter a qualidade do serviço desejada, essencial para o desenvolvimento econômico e social. É apontado neste artigo a avaliação do parâmetro multiplicador do risco de mercado, calculado a partir das variâncias passadas em relação ao próprio mercado, Bolsa de Valores B3, tendo como referência as empresas listadas na B3 e que fazem parte do indicador IEE.

A divergência significativa entre os procedimentos metodológicos aplicados pela agência reguladora e aqueles sugeridos neste artigo, para a variável  $\beta$ , evidencia que há uma sub remuneração do capital quando aplicado o critério da agência, vis-à-vis o risco de mercado. Não se levou em consideração a alavancagem financeira, por definição do custo de oportunidade do investidor, frente a outros setores, devendo ser adotada a premissa do cálculo do  $\beta$ , na forma original, conforme definição de Fama-Macbeth (1973).

Dessa forma, a definição do parâmetro  $\beta$  ainda requer melhor estudo sobre as bases a serem utilizadas. Também, foi objetivo deste artigo avaliar se houve impacto do período pandêmico da COVID-19, ocorrido nos anos de 2020 e 2021, em que houve um forte arrefecimento da economia, na forma agregada, refletido nas empresas do setor elétrico. O resultado aponta que não foram significativos os efeitos da pandemia para fins de cálculo de remuneração do capital, do ponto de vista do fator multiplicador de risco para as empresas selecionadas.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANDRADE, P. H. A.; VIEIRA, S. F. A. Remuneração de Capital das Distribuidoras de Energia Elétrica: uma Análise do Setor no Sul do Brasil. Simpósio de Excelência em Gestão e Tecnologia – SEGET – 2006. [https://www.aedb.br/seget/arquivos/artigos06/796\\_ARTIGO%20SEGET.pdf](https://www.aedb.br/seget/arquivos/artigos06/796_ARTIGO%20SEGET.pdf)

ANEEL. Taxa Regulatória de Remuneração do Capital. Relatório de Análise de Impacto Regulatório no. 5/2020 – SEM/ANEEL. 2020.

B3. Metodologia do Índice de Energia Elétrica (IEE). Site: <https://www.b3.com.br/data/files/68/24/78/BE/19E615107623A41592D828A8/IEE-Metodologia-pt-br.pdf> . Acessado em 11/01/2024

CAMACHO, F. Custo de capital de indústrias reguladas no Brasil. Revista BNDES, v. 21, p. 139-163, 2004.

CAVALCANTE-FILHO, E.; CHAGUE, F.; De-LOSSO, R.; GIOVANNETTI, B.. US Risk Premia under Emerging Markets Constraints. [https://www.anpec.org.br/encontro/2019/submissao/files\\_/i8-cd23ae-0311171513000899adb0775fac.pdf](https://www.anpec.org.br/encontro/2019/submissao/files_/i8-cd23ae-0311171513000899adb0775fac.pdf). Encontro ANPEC 2019. Acessado em 14/01/2024.

DAMODARAN, A. Avaliação de investimentos: ferramentas e técnicas para a determinação do valor de qualquer ativo. Rio de Janeiro: Qualitymark, 2001.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Caderno de Parâmetros de Custos - PDE 2030. EPE Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2030. Parâmetros de Custos – Geração e Transmissão (janeiro 2021).

FAMA, E. F.; MACBETH, J. D. The Journal of Political Economy, Vol. 81, No. 3. (May - Jun 1973), pp. 607-636. (1973).

PERLIN, M. Analizing Financial and Economic Data with R. Segunda Edição, Porto Alegre: Marcelo S. Perlin (publicação independente), 2021.

ROCHA, K.; GUTIERREZ, M. B. G. P. S.; HAUSSER, P. A remuneração dos investimentos em energia renovável no Brasil – uma proposta metodológica ao benchmark da UNFCCC para o Brasil. Texto Para Discussão 1701 - IPEA. 2012.



## Informações para Autores

Propostas de publicações em consonância com o disposto na missão da Revista Brasileira de Energia (RBE) poderão ser enviadas ao Comitê Editorial para análise, por meio de *link* específico existente no site da Sociedade Brasileira de Planejamento Energético ([www.sbpe.org.br](http://www.sbpe.org.br)).

A formatação final para publicação ficará por conta do departamento de diagramação da RBE; desta forma, os artigos deverão ser enviados em formatação simples, conforme o disposto a seguir:

- Os trabalhos devem ser editados e enviados em arquivo *Word*.
- Papel A4, margens 20 mm, fonte *Times New Roman* tamanho 12, espaçamento simples.
- Figuras com resolução mínima de 300 dpi.
- Para gráficos, usar mesmo padrão de cores e estilo.
- Equações em formato editável; não devem ser enviadas como figuras.
- 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.

