



TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÔMICA DA HIBRIDIZAÇÃO
DA GERAÇÃO DE ENERGIA HIDRELÉTRICA E TECNOLOGIAS SOLAR
FOTOVOLTAICAS PARA SEGURANÇA ENERGÉTICA NO BRASIL**

GUSTAVO AZEVEDO SILVA KAISER CABRAL

ORIENTADOR: Dr. RAFAEL AMARAL SHAYANI

Brasília, Julho de 2023

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA

FACULDADE DE TECNOLOGIA

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÔMICA DA HIBRIDIZAÇÃO
DA GERAÇÃO DE ENERGIA HIDRELÉTRICA E TECNOLOGIAS SOLAR
FOTOVOLTAICAS PARA SEGURANÇA ENERGÉTICA NO BRASIL**

GUSTAVO AZEVEDO SILVA KAISER CABRAL

Trabalho de Conclusão de Curso submetida ao Departamento de Engenharia Elétrica da Faculdade de Tecnologia da Universidade de Brasília como requisito parcial para obtenção do grau de Engenheiro Eletricista

BANCA EXAMINADORA

Prof. Rafael Amaral Shayani, Dr., ENE-UnB

Orientador

Prof. Fernando Cardoso Melo, Dr., ENE-UnB

Examinador interno

Prof. Pablo Eduardo Cuervo Franco, Dr., ENE-UnB

Examinador interno

FICHA CATALOGRÁFICA

KK13a	Kaiser Cabral, Gustavo Azevedo Silva Análise de viabilidade técnico-econômica da hibridização da geração de energia hidrelétrica e tecnologias solar fotovoltaicas para segurança energética no Brasil / Gustavo Azevedo Silva Kaiser Cabral; orientador Rafael Amaral Shayani. -- Brasília, 2023. 84 p. Monografia (Graduação - Engenharia Elétrica) -- Universidade de Brasília, 2023.
1. Energia Solar Fotovoltaica	2. Energia Solar Flutuante
3. História do Sistema Elétrico Brasileiro	4. Custo Normalizado da Energia (LCOE)
I. Shayani, Rafael Amaral, orient. ENE/FT/UnB	II. Título

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

KAISER CABRAL, Gustavo Azevedo Silva. (2023). *Análise de viabilidade técnico-econômica da hibridização da geração de energia hidrelétrica e tecnologias solar fotovoltaicas para segurança energética no Brasil*. Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 84 p.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Gustavo Azevedo Silva Kaiser Cabral

TÍTULO: Análise de viabilidade técnico-econômica da hibridização da geração de energia hidrelétrica e tecnologias solar fotovoltaicas para segurança energética no Brasil.

GRAU: Engenheiro Eletricista ANO: 2023

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias deste Trabalho de Conclusão de Curso e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. Os autores reservam outros direitos de publicação e nenhuma parte desse Trabalho de Conclusão de Curso pode ser reproduzida sem autorização por escrito dos autores.

Gustavo Azevedo Silva Kaiser Cabral

Depto. de Engenharia Elétrica (ENE) - FT
Universidade de Brasília (UnB)
Campus Darcy Ribeiro
CEP 70919-970 - Brasília - DF - Brasil

*Dedico aos meus pais e a todos que
participaram da minha formação
como engenheiro.*

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer primeiramente a Deus por todas as graças e proteção oferecidas a mim em todos os dias de minha vida. Agradeço também pelas pessoas que Ele providenciou em meu caminho.

Com um carinho especial, agradeço aos meus pais, Mauro e Maria de Lourdes, que me ofereceram toda ajuda necessária para elaboração deste trabalho e ao longo de toda a minha vida, não somente acadêmica, despendendo o fruto de incontáveis horas de muito suor e trabalho para minha formação como ser humano.

Ao meu irmão, Mauro André, por toda amizade e companheirismo que temos. Vê-lo crescer e iniciar sua jornada nos estudos de medicina, serviram como inspiração pela superação de muitos desafios que resultaram nessa conquista.

À minha namorada, Renata, que apesar de sua entrada recente em minha vida, foi fundamental para a conclusão deste trabalho. Estando ao meu lado me cobrando, incentivando e me confortando nos momentos de dificuldade.

À minha avó e à toda minha família, padrinhos, tios, primos, e aos meus amigos que sempre estiveram presentes, acompanhando minha trajetória e dando seu apoio.

Aos funcionários e professores de toda Universidade de Brasília e do Departamento de Engenharia Elétrica que participaram na minha formação.

Gostaria de agradecer especialmente ao professor Rafael Amaral Shayani, meu orientador, pela paciência, por ter me acolhido em um momento de muitas dúvidas e oferecido seus conselhos e orientação para o desenvolvimento deste trabalho.

Aos professores Pablo Cuervo Franco e Fernando Cardoso Melo por aceitarem o convite para participarem da Banca Examinadora. Também ao professor João Paulo Leite, ao qual seu auxílio enquanto Coordenador do Departamento de Engenharia Elétrica da UnB foi fundamental para a minha permanência no curso.

Por fim, agradeço ao Exército Brasileiro, pela base acadêmica e oportunidades no Colégio Militar de Brasília que me permitiram iniciar os estudos na Universidade de Brasília.

*“Não é um sonho, é uma simples
façanha da engenharia elétrica”*

(Nikola Tesla)

RESUMO

Este trabalho apresenta uma revisão histórica das recorrentes crises energéticas no Brasil e explora a viabilidade técnico-econômica da hibridização da geração de energia hidrelétrica e solar fotovoltaica ou solar fotovoltaica flutuante (FVF) para propiciar segurança energética ao país. O estudo aborda a capacidade instalada de usinas, a evolução dos preços de sistemas fotovoltaicos, e os modelos de funcionamento de usinas híbridas. Foi utilizado o método do Custo Normalizado da Energia - *Levelized Cost Of Energy* (LCOE) para uma análise comparativa entre a solução proposta e outros sistemas de geração de energia elétrica. Os resultados indicaram que as usinas híbridas podem oferecer uma solução confiável e econômica para atender à crescente demanda de energia no Brasil. A análise também destaca os potenciais benefícios das usinas híbridas, incluindo a redução de emissões de gases de efeito estufa, aumento da segurança energética, aumento da eficiência de produção de energia, geração de empregos e, para sistemas FVF, redução da evaporação dos reservatórios hidrelétricos.

Palavras-chave: Energia Solar Fotovoltaica; Energia Solar Fotovoltaica Flutuante; História do Sistema Elétrico Brasileiro; Custo Normalizado da Energia (LCOE).

ABSTRACT

This work presents a historical review of recurring energy crises in Brazil and explores the technical and economic feasibility of hybridizing hydroelectric and photovoltaic solar or floating photovoltaic solar (FPV) energy generation to provide energy security to the country. The study addresses the installed capacity of power plants, the evolution of photovoltaic system prices, and the operational models of hybrid plants. The Levelized Cost Of Energy (LCOE) method was used for a comparative analysis between the proposed solution and other electricity generation systems. The results indicated that hybrid plants can offer a reliable and cost-effective solution to meet the growing energy demand in Brazil. The analysis also highlights the potential benefits of hybrid plants, including the reduction of greenhouse gas emissions, increased energy security, improved energy production efficiency, job creation, and, for FPV systems, reduced evaporation of hydroelectric reservoirs.

Keywords: Solar Energy. Floating Photovoltaics. Brazilian Energy Sector History. Levelized Cost Of Energy (LCOE).

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Capacidade instalada em MW por tipo de usina em dezembro de 2022.	4
Figura 2 – Figuras da patente do dispositivo sensível a luz de S. Ohl.....	12
Figura 3 - Evolução dos preços de módulos fotovoltaicos.....	13
Figura 4 - Evolução dos preços de sistemas FV	14
Figura 5 - Modelo de funcionamento de uma usina híbrida solar e hidrelétrica chinesa.	16
Figura 6 - Esquemático de um sistema FVF de larga escala.....	17
Figura 7 - Instalação de painéis FVF em Walden, EUA.....	18
Figura 8 – Modelo de usina FVF e hidrelétrica híbrida.....	19
Figura 9 - Investimentos em geração de eletricidade no Brasil no período de 1990 a 1995.	23
Figura 10 - Organograma do Setor Elétrico Brasileiro a partir de 2004.....	26
Figura 11 - Volume de água Armazenado nos reservatórios do SIN entre 2012 e 2020	28
Figura 12 – Geração de energia elétrica de fontes não renováveis entre 2000 e 2021...	29
Figura 13 - Volume de água Armazenado nos reservatórios do SIN entre 2015 e 2021	30
Figura 14 - Histórico de Preços de Energia Elétrica no Brasil entre 2001 e 2023	31
Figura 15 - Diferença de geração elétrica entre 2021 e 2022.....	32
Figura 16 - Capacidade Instalada de Geração em 2021 e 2022	32
Figura 17 - Perspectiva de consumo de energia elétrica até 2032.....	34
Figura 18 - Perspectiva de requisitos de geração para 2032.	34
Figura 19 – Evolução da capacidade instalada até 2032.....	35
Figura 20 - Fluxograma para determinar a viabilidade da solução.	37
Figura 21 - Evolução histórica comparativa do Custo Normalizado da Energia médio sem subsídios (em dólar/MWh) das principais fontes de geração de energia elétrica nos Estados Unidos.	46
Figura 22 - Evolução do LCOE da geração de energia solar fotovoltaica centralizada sem subsídios nos EUA (em dólar/MWh).....	46

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Principais vantagens e desvantagens na geração hidrelétrica.	9
Tabela 2 - Principais vantagens e desvantagens na geração térmica.	10
Tabela 3 - Estimativa de eficiência de geração kWh/kWp instalado no Brasil.....	15
Tabela 4 - Principais vantagens e desvantagens na geração FV.....	20
Tabela 5 - Capacidade instalada de geração elétrica em MW de 1992 a 2002	25
Tabela 6 - Investimentos na Expansão de Energia (Acumulados no Decênio 2014-2024)	33
Tabela 7 - Preço médio da energia elétrica corrigido pelo IPCA.....	40
Tabela 8 - Geração de energia no Brasil em 2014, 2021 e 2022.....	41
Tabela 9 – Tendências de custo total médio ponderado global instalado, fator de capacidade e custo nivelado de energia de fontes renováveis entre 2010 e 2021.	45
Tabela 10 - Premissas para cálculo do LCOE do Cenário 2	47
Tabela 11 - Premissas para cálculo do LCOE do Cenário 3	48
Tabela 12 - Preço adicional da energia nas crises de 2014 e 2021.....	49
Tabela 13 - Resultados do Custo Nivelado da Energia para o Cenário 2.	51
Tabela 14 - Resultados do Custo Nivelado da Energia para o Cenário 3.	52
Tabela 15 - Resultados obtidos nos Cenários 1, 2 e 3.	53

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

A.C.	Antes de Cristo
AMFORP	American & Foreign Power Company
ANA	Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BEN	Balanco Energético Nacional
CA	Corrente Alternada
CBEE	Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial
CC	Corrente Contínua
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CDE	Conta de desenvolvimento energético
CHESF	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco
CMEB	Centro da Memória da Eletricidade no Brasil
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CO ₂	Dióxido de Carbono
COP 21	Conferência das Partes (Acordo de Paris)
CREG	Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética
CV	Cavalo-Vapor
ELETROBRÁS	Centrais Elétricas Brasileiras S. A.
ELETRONORTE	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A.
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EUA	Estados Unidos da América
FURNAS	Furnas Centrais Elétricas S/A
FV	Energia solar Fotovoltaica
FVF	Energia solar Fotovoltaica Flutuante
GEE	Gases do Efeito Estufa
GW	Gigawatt
IEA	Agência Internacional de Energia
IPCA	Índice nacional de Preços ao Consumidor Amplo
IRENA	Agência Internacional para as Energias Renováveis
km ²	Quilômetro quadrado
kWh	kilowatt hora

kWp	kilowatt pico
LCOE	Custo Normalizado da Energia - <i>Levelized Cost Of Energy</i>
LIGHT	Light S.A.
m ²	Metro quadrado
MME	Ministério de Minas e Energia
MP	Medida Provisória
MW	Megawatt
MWp	Megawatt pico
Nº	Número
NOx	Óxidos de Nitrogênio
ONS	Operador Nacional do Sistema
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PND	Programa Nacional de Desestatização
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
R\$	Real
SEB	Sistema Elétrico Brasileiro
SIN	Sistema Interligado Nacional
SINSC	Sistema Nacional de Supervisão e Coordenação da Operação Interligada
TCU	Tribunal de Contas da União
TWh	Terawatt hora
TWp	Terawatt pico
US\$	Dólar
USD	Dólar
W	Watt
Wh	Watt hora
Wp	Watt pico

LISTA DE SÍMBOLOS

\$	Dólar
\$/MWh	Dólar por megawatt hora
%	Porcentagem
Σ	Somatório
kWh/kWp	Kilowatt hora por kilowatt pico
MWp/km ²	Megawatt pico por quilômetro quadrado
R\$	Real
R\$/MWh	Real por megawatt hora
R\$/Wp	Real por Watt pico
US\$	Dólar
US\$/MWh	Dólar por megawatt hora
USD/kW	Dólar por kilowatt
USD/kWh	Dólar por kilowatt hora
Δ	Delta

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	1
1.1	Definição do problema	2
1.2	Justificativa.....	4
1.3	Objetivos.....	6
1.4	Estrutura do Trabalho	6
2	REVISÃO DE LITERATURA.....	7
2.1	Segurança Energética.....	7
2.2	Fontes de Energia.....	8
2.3	Energia Hidráulica (Hidrelétrica)	8
2.3.1	Vantagens e Desvantagens da Energia Hidrelétrica	9
2.4	Energia Térmica (Termelétrica).....	9
2.4.1	Vantagens e Desvantagens da Energia Térmica.....	10
2.5	Energia Solar Fotovoltaica.....	11
2.5.1	Breve Histórico.....	11
2.5.2	Módulos Fotovoltaicos.....	14
2.5.3	Usinas Fotovoltaicas e Hidrelétricas Híbridas	16
2.5.4	Energia Solar Fotovoltaica Flutuante (FVF).....	17
2.5.5	Vantagens e Desvantagens da Energia Solar	20
2.6	Energia Elétrica no Brasil.....	21
2.6.1	Breve Histórico.....	21
2.6.2	O Sistema Elétrico Brasileiro	32
2.6.3	Previsão de crescimento de demanda energética para 2032	34
2.6.4	Segurança Energética da matriz brasileira	35

3	MATERIAIS E MÉTODOS	36
3.1	Método para determinar a viabilidade da solução	37
3.2	Viabilidade técnica	38
3.2.1	Capacidade da tecnologia.....	38
3.2.2	Vantagens e desvantagens da solução.....	38
3.3	Viabilidade Econômica	39
3.3.1	Valor máximo da solução.....	39
3.3.2	Quantidade de energia que a solução deve produzir.....	40
3.3.3	Modelagem dos Cenários	41
3.3.4	Custo da energia	44
4	RESULTADOS E DISCUSSÃO	49
4.1	Cenário 1 - Substituir 155 TWh/ano de geração não renovável com geração solar fotovoltaica	50
4.2	Cenário 2 - Implementar um sistema híbrido hidrelétrico e solar fotovoltaico capaz de gerar e suprir toda a demanda por energia elétrica em 2032	51
4.3	Cenário 3 - Implementar um sistema híbrido hidrelétrico e solar fotovoltaico flutuante (FVF) capaz de gerar e suprir toda a demanda de energia elétrica em 2032	52
5	CONCLUSÃO	54
5.1	CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO	55
5.2	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	55
	REFERÊNCIAS	56
	APÊNDICE A – MODELO DE PLANILHA DE CÁLCULO DO LCOE	68

1 INTRODUÇÃO

A partir da crise de energia de 2021, a segunda em sete anos, verificou-se que os gastos com a utilização de usinas térmicas fizeram o preço da energia elétrica subir consideravelmente, gerando um efeito inflacionário em cascata decorrente desse aumento. Ademais, voltaram as preocupações com a possibilidade de racionamento de energia, ainda presente na memória dos brasileiros com a crise de 2001.

Além disso, em um momento que questões ambientais têm tomado cada vez maior relevância, inclusive no cenário econômico, tem-se de forma concorrente a privatização da ELETROBRÁS, empresa expoente do setor elétrico brasileiro, sendo condicionada à expansão da geração térmica a gás natural. Portanto, a discussão da viabilidade da implementação de uma energia limpa em substituição a geração térmica faz-se mister.

A partir desse cenário, busca-se analisar os custos dos diversos modais de produção de energia elétrica, comparando os principais sistemas de geração para verificar a viabilidade da substituição do modal híbrido termelétrico e hidrelétrico para um modal sustentável solar e hidrelétrico. O presente trabalho, também objetiva, sem a pretensão de esgotar a temática, contribuir para o conhecimento e a tomada de decisões no setor energético brasileiro.

A viabilidade técnica da solução proposta, para efeitos deste trabalho, consiste na verificação da existência de tecnologia que torne possível a geração de energia solar em volume compatível com as crescentes demandas por energia elétrica no Brasil.

Para a verificação da viabilidade econômica, utiliza-se o conceito do Custo Normalizado da Energia (*Levelized Cost Of Electricity* - LCOE). O LCOE é uma métrica utilizada para comparar o custo nivelado da eletricidade gerada por diferentes fontes de energia, levando em consideração a energia total produzida e os custos de investimento, operação e manutenção ao longo da vida útil do projeto.

Assim, busca-se avaliar a viabilidade econômica da implantação massiva de geração de energia elétrica fotovoltaica em conjunto com as usinas de geração hidrelétrica existentes no País e se essa geração possui custos em linha com as capacidades de investimento do país.

1.1 DEFINIÇÃO DO PROBLEMA

Para Oliveira (2022), o setor energético é fundamental para o avanço da economia e das relações sociais. A revolução industrial destacou a importância dos recursos energéticos como base para as economias modernas. Desde então, a demanda mundial por energia vem se expandindo cada vez mais em razão da necessidade de crescimento dos países, impondo assim maior pressão sobre os recursos energéticos existentes.

Segundo Finkler et al. (2016) o crescimento do consumo de energia elétrica está correlacionado com o crescimento econômico de uma nação. Diante disso, é esperado e necessário um crescimento da oferta e da demanda por energia elétrica pelos brasileiros.

Nessa linha, o consumo de energia elétrica aumentou em 4,3% de 2020 para 2021, porém em 2020, o país utilizou de 83,8% de fontes renováveis para a produção de energia elétrica, e em 2021 esse número caiu para 78,1%. Ou seja, uma redução de 5,7% da participação de renováveis na matriz elétrica. Isso foi devido à diminuição da oferta hidráulica de um ano para o outro. Ao mesmo tempo o aumento na demanda por energia elétrica foi suprido principalmente pelo uso de termelétricas a gás natural (EPE, 2022).

De acordo com Navarro et al. (2023), nas últimas cinco décadas o preço internacional do petróleo está em trajetória ascendente e as emissões de dióxido de carbono (CO₂), provenientes do uso do petróleo e seus derivados, entre 1960 e 2015 aumentaram em 257,08%.

Segundo Zuluaga et al. (2022), as variações históricas e projeções de variação dos padrões climáticos de temperatura e precipitação no Brasil estão colocando em risco a disponibilidade de energia da população que depende da geração hidrelétrica.

Luna et al. (2019) diz que o Brasil está seguindo as tendências globais em favor da geração de energia solar fotovoltaica, incluindo mudanças regulatórias para incentivar o aumento da geração solar. A concessão de incentivos para a instalação de energia solar fotovoltaica para uma inserção acelerada dessa fonte na matriz energética é mais econômico e gerará menor impacto ambiental do que a contínua dependência do

Brasil nos derivados do petróleo e na contratação de termelétricas para geração de energia elétrica (Mota, 2015).

Costa et al. (2022) apresenta que a adoção de fontes de energia renovável no Brasil vem se proliferando devido a vários fatores, como o aumento das tarifas de energia elétrica em cerca de 30% entre 2015 e 2019 e a abundância de recursos favoráveis à adoção dessas fontes, como ventos constantes do Atlântico e ampla irradiação solar.

Além disso, o Brasil ratificou em 2016 o seu compromisso internacional feito em 2015 na COP 21 (Conferência das Partes), conhecido como Acordo de Paris, de reduzir suas emissões de gases do efeito estufa (GEE) em 37% até 2025 e em 43% até 2030 com base nos níveis de emissões de 2005. (Lima et al., 2020)

Contudo, segundo Lima et al. (2020), tem-se que o país está seguindo uma linha contrária ao que se propôs no Acordo de Paris:

“Antes da adoção do Acordo de Paris, em 2015, a matriz elétrica brasileira era composta¹, em ordem decrescente, por fontes de energia hidroelétrica (63,93%), gás natural (12,89%), biomassa (7,99%), produtos petrolíferos (4,79%), carvão (4,5%), eólica (3,5%), nuclear (2,4%) e solar (0,01%). Curiosamente, mais atrás, em 2011, essa mesma matriz de energia compreendia a energia hidroelétrica (81,9%), biomassa (6,6%), gás natural (4,4%), nuclear (2,7%), produtos petrolíferos (2,5%), carvão (1,4%) e eólica (0,5%) (Mendes e Sthel, 2017). Isso indica que, durante esse período, houve uma redução de 17,9% na geração hidroelétrica e que o uso de gás natural e carvão para geração elétrica praticamente triplicou, enquanto os produtos petrolíferos quase dobraram. Portanto, a crise hídrica foi o fator de influência principal que levou o governo a promover a diversificação na matriz elétrica brasileira, especialmente no que diz respeito ao uso de energia renovável. Assim, dado os aumentos na temperatura média global e no uso de combustíveis fósseis, o cenário futuro poderia desencadear riscos para o sistema de abastecimento de energia brasileiro, já que possíveis crises de água estão em perspectiva. Isso poderia dificultar a segurança energética e aumentar as emissões de carbono, afetando os resultados esperados da adoção brasileira do Acordo de Paris.” (Lima et al, 2020, p.2, Tradução nossa)

À luz disso, G. Sobrinho, V. Lagutov e S. Baran (2020) afirmam que o caminho que o Brasil deveria seguir, para transição para uma “Economia Verde”, é a diminuição de suas emissões para alcançar os níveis estabelecidos no Acordo de Paris e ao mesmo tempo aumentar a disponibilidade de energia no país aumentando a participação de renováveis na matriz energética.

Diante dessas premissas, este trabalho visa verificar a viabilidade de uma implantação massiva de geração de energia elétrica fotovoltaica, em conjunto com as

¹ Percentuais referentes a energia gerada em 2014.

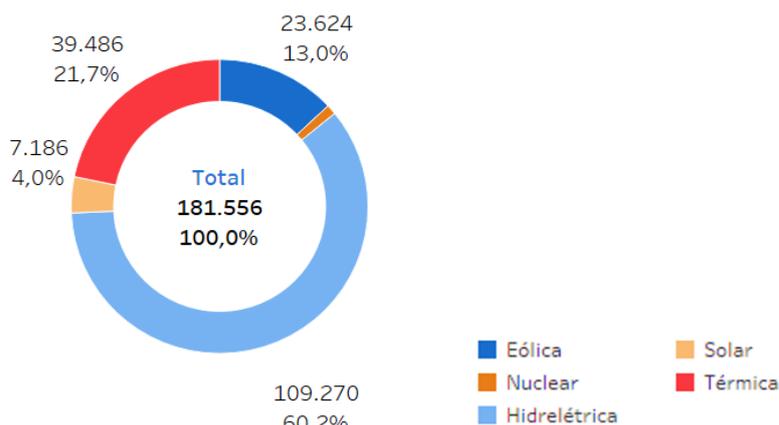
usinas de geração hidrelétrica já existentes no país, para garantir uma geração de energia elétrica híbrida completamente renovável e energeticamente segura, reduzindo assim a dependência do Brasil em termelétricas.

Assim, a questão problema desta pesquisa é: **“Há viabilidade técnica para substituição das usinas termelétricas por geração solar fotovoltaica e qual seria o investimento necessário para essa substituição?”**

1.2 JUSTIFICATIVA

O Brasil está em uma posição privilegiada no cenário mundial, uma vez que já possui uma matriz elétrica majoritariamente renovável como pode-se ver na Figura 1:

Figura 1 - Capacidade instalada em MW por tipo de usina em dezembro de 2022.



Fonte: ONS, 2023.

Contudo, a matriz térmica corresponde a mais de 21% do total. Além do seu elevado custo financeiro, há também o seu elevado custo ambiental. Em 2021 o governo brasileiro teve uma estimativa de gastos em excesso de mais de 13 bilhões de reais com a utilização de usinas térmicas (Correio Braziliense, 2021). O custo da geração de energia é repassado aos consumidores por meio das bandeiras tarifárias.

Esse valor estimado pode ainda ser considerado modesto uma vez que não leva em conta os custos externos, composto pelas externalidades geradas para a sociedade, como a degradação ambiental, poluição atmosférica, saúde humana, impactos

visuais, ruídos, alteração da fauna, impactos econômicos e alterações sociais. (Trapp et al., 2016)

Segundo Georgakellos (2010), se o custo das externalidades fossem incluídos na tarifa da produção de energia esse preço seria até 70% maior para termelétricas a carvão, 15-20% maior para usinas a gás natural e 9-30% em térmicas à derivados de petróleo.

A despeito desses custos externos, está previsto no Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2026 da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) uma expansão da geração térmica no Brasil de 1.405 MW até 2026. Com investimentos da ordem de até R\$ 17 bilhões de reais para expansão da oferta de gás natural, principalmente para fins de produção de energia elétrica.

Além disso, na Lei de Privatização da Eletrobrás de 2021, Lei nº 14.182/2021, está prevista a expansão da geração térmica em 6 GW (Brasil, 2021a). Com um custo estimado de R\$ 56 bilhões, podendo chegar a R\$ 84 bilhões (Castilho, 2022). Assim, se faz necessário avaliar se esses recursos não poderiam estar sendo direcionados para investimentos em projetos de geração de energia com fontes renováveis.

Por fim resta a relevância da temática e o interesse do autor por uma solução que se apresentou como, em tese, plausível, a utilização da geração da energia gerada pelos sistemas fotovoltaicos em complementação a energia hidrelétrica como forma de proporcionar segurança ao Sistema Integrado Nacional (SIN). Também reflete uma questão social, visto que tem relação direta com o custo ao cidadão. Pelo que, decidiu-se investigar o problema sobre uma ótica de engenharia e verificar a viabilidade, os custos e desafios dessa solução.

1.3 OBJETIVOS

Analisar os custos dos diversos modais de produção de energia elétrica, comparando os principais sistemas de geração. E, desse modo, verificar a viabilidade da substituição do modal híbrido termelétrico e hidrelétrico para um modal sustentável solar e hidrelétrico. Para isso, iremos confrontar as principais vantagens e desvantagens dos sistemas atuais e do sistema proposto.

Outro ponto que deve ser verificado é o custo do uso das usinas termelétricas para o Brasil e confrontar esse valor com o custo da implementação do sistema solar fotovoltaico proposto para hibridização da geração hidrelétrica com a geração solar.

1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO

O Capítulo 2 apresenta uma revisão das fontes de energia abordadas neste trabalho, assim como as suas principais vantagens e desvantagens. Foi dada uma ênfase nas tecnologias de geração solar fotovoltaicas, uma vez que a solução proposta foi baseada nessa fonte. Em seguida, faz-se uma revisão histórica de energia elétrica no Brasil, onde são identificadas recorrentes crises de abastecimento e a utilização sistemática de geração térmica como solução. O capítulo se encerra com uma apresentação de como está o sistema atualmente.

O Capítulo 3 apresenta as metodologias para estimar o custo de um sistema fotovoltaico massivo e para realização do cálculo do Custo Normalizado da Energia, que permitirá comparar o sistema proposto com outras formas de geração. No Capítulo 4 são apresentados os resultados obtidos e, em seguida, são feitas considerações e análises sobre estes.

2 REVISÃO DE LITERATURA

“A história da cultura humana pode ser vista como o desenvolvimento progressivo de novas fontes de energia e suas tecnologias de conversão associadas” (Cleveland, 2004, p. 31, tradução nossa).

2.1 SEGURANÇA ENERGÉTICA

Segurança energética é parte fundamental da segurança de uma nação (Vansant, 1971). Narula e Reddy (2015) colocam que prover segurança energética é uma das funções mais importantes do Estado.

Zhao et al. (2023) expande o conceito da Agência Internacional de Energia (IEA), que define segurança energética como a disponibilidade ininterrupta de fontes de energia a um preço acessível, para incluir os aspectos de disponibilidade de recursos, acessibilidade e aceitação ambiental. Krut et al. (2009) nota que esses não são aspectos isolados e que possuem uma interrelação complexa entre si.

O aspecto de disponibilidade é predicado de diversidade de fontes energéticas, com um suprimento suficiente e ininterrupto e minimizando a dependência estrangeira (Sovacool; Brown, 2010).

O aspecto de preço acessível é dependente de métricas como a estabilidade de preços, dependência estrangeira, descentralização das matrizes e acesso a conexões confiáveis e igualitárias à rede elétrica. (Ren; Sovacool, 2014).

Quanto a aceitação ambiental, se caracterizam os aspectos dos impactos ambientais e emissões de gases do efeito estufa (GEE), governança corporativa e regulações nacionais, responsabilidade e satisfação social com relação à forma que a geração de energia é feita. (Ren; Sovacool, 2014).

A acessibilidade é parte do aspecto de resiliência de uma matriz nacional, a ataques militares, terrorismo e riscos sistêmicos, assim como a estabilidade de negociações e comércio internacional para constância do acesso à energia. (Ren; Sovacool, 2014).

Seguindo essas definições, será feita a análise das fontes de energia e seus papéis para proverem segurança energética.

2.2 FONTES DE ENERGIA

As fontes de energia podem ser divididas em renováveis e não renováveis. As primeiras são aquelas capazes de se renovar por meios naturais e em pouco tempo, sendo, portanto, consideradas inesgotáveis, como são os casos da energia hidrelétrica, eólica, solar, das marés, das ondas do mar e geotérmicas, além da biomassa (Yıldız e MacEachern, 2018). São conhecidas como energias limpas, por não gerarem poluentes significativos no processo de produção. São também conhecidas como energias alternativas por representarem uma opção às fontes principais ou tradicionais de geração de energia, permitindo uma diversificação da matriz energética (Şen, 2018).

Já as não renováveis são recursos naturais que quando utilizados não mais podem ser repostos em prazo útil pela ação humana ou pela natureza. (Viana, Tavares e Lima, 2015).

Concentramos este estudo nas energias hidrelétrica, solar e termelétrica.

2.3 ENERGIA HIDRÁULICA (HIDRELÉTRICA)

Energia hidráulica é decorrente da utilização dos potenciais hídricos. Desde os tempos primitivos, o homem utiliza a energia hidráulica em seu benefício, quando verificou que a força natural dos cursos de água, principalmente junto a cachoeiras ou corredeiras, podia girar as pás de uma roda acoplada, por exemplo, a um moinho. Essas aplicações eram evidentemente precárias, uma vez que o uso da energia tinha que ser realizado no próprio local da queda de água e, por outro lado, suas dimensões estavam limitadas pelos processos primários de fabricação da roda e de seu acoplamento (eixos, engrenagens, correias etc.). Com o advento do uso da corrente elétrica, em fins do século XIX, foi possível transformar a energia hidráulica em uma nova forma de energia que podia ser transportada a grandes distâncias: surgiu, então, a energia hidrelétrica. (Magalhães, 1977).

Ainda para o mesmo autor, o que se utiliza é a energia potencial de um corpo em queda livre (no caso, um certo volume de água) que é medida pelo produto da massa do corpo pela altura da queda. Assim, levando-se em conta as perdas do sistema, o rendimento do conjunto turbina/gerador, é da ordem de 90%.

Mas quais são as principais vantagens e desvantagens deste modal?

2.3.1 Vantagens e Desvantagens da Energia Hidrelétrica

Abaixo temos a Tabela 1, elaborada por Silva, Shayani e Oliveira (2018), com as principais vantagens e desvantagens da energia hidrelétrica:

Tabela 1 - Principais vantagens e desvantagens na geração hidrelétrica.

Hidrelétrica		
	Vantagens	Desvantagens
Governo	Fonte economicamente competitiva, com baixo custo de operação quando comparada a outras fontes; Fonte hídrica renovável.	Incremento populacional que possibilita a sobrecarga nos equipamentos e serviços públicos
Usuário	Produz grandes montantes de energia	Comprometimento da qualidade da água;
Agentes do setor	Flexibilidade operativa;	A retirada da vegetação nativa para formar o reservatório e para a abertura de vias de acesso;
	Maturidade tecnológica;	
	Aumento da segurança energética de todo o sistema	Necessidade de licenciamento ambiental.
Sociedade	Baixa emissão de gases de efeito estufa;	A obra pode interferir em locais com elementos do patrimônio natural, cultural, histórico, arqueológico, paleontológico, paisagístico e espeleológico;
	Reservatórios de acumulação regularizam a vazão dos rios;	
	Desenvolvimento social e econômico obtido a partir do avanço da indústria hidrelétrica;	
	Geração de empregos temporários;	A obra pode atingir diretamente cidades, vilas, distritos, afetando moradias, benfeitorias, equipamentos sociais.
Dinamização da economia local.		

Fonte: Silva; Shayani; Oliveira, 2018, p.5

Analisaremos agora os aspectos da energia térmica.

2.4 ENERGIA TÉRMICA (TERMELÉTRICA)

A utilização do fogo para as mais diversas aplicações é feita desde os tempos antigos (Cleveland, 2004). Há relatos da utilização de carvão como combustível para fogo na China em 1.000 A.C. (Moyeda, 2012). No entanto, somente a partir da primeira revolução industrial, no início do século XVIII, que temos a utilização em escala do carvão para geração de vapor para girar o eixo de um motor (Daemen, 2004).

Embora o carvão e as máquinas a vapor não tenham sido os responsáveis pelo surgimento da Revolução Industrial, foram fundamentais em seu extraordinário desenvolvimento e disseminação. Enquanto a energia eólica e a hidráulica possuíam a vantagem de serem gratuitas, sua grande desvantagem residia na escassez e nas variações imprevisíveis. Em contrapartida, as máquinas a vapor movidas a carvão eram confiáveis durante todas as estações do ano, embora exigissem um investimento inicial mais elevado e fossem onerosas de operar (Landes, 1969).

Durante o século XIX, a partir dos experimentos com eletricidade de Michael Faraday, surgiram os primeiros motores elétricos. E com a demanda por iluminação elétrica, Nikola Tesla e Thomas Edison surgiram como expoentes dessa era devido à Guerra das Correntes, ao qual hoje podemos dizer que o primeiro saiu vitorioso. (Cooper; Seifer, 2018). Sebastian de Ferranti foi o engenheiro eletricitista responsável pela construção da primeira grande usina térmica a carvão, com capacidade de 3.000 cv (2,2 MW) em corrente alternada (CA), na parte sudeste de Londres em 1889 (Wilson, 1988).

Atualmente, o Brasil substituiu a maior parte do carvão pelo gás natural em suas usinas termelétricas (EPE, 2022). Define-se uma usina termelétrica como uma planta química que produz energia a partir do calor gerado pela queima de combustíveis fósseis ou por outras fontes de calor, como, por exemplo, a fissão nuclear (Lima e Souza, 2015).

Aqui também trazemos a mesma questão, quais são as principais vantagens e desvantagens deste modal?

2.4.1 Vantagens e Desvantagens da Energia Térmica

Abaixo temos a Tabela 2, elaborada por Silva, Shayani e Oliveira (2018), com as principais vantagens e desvantagens da energia térmica:

Tabela 2 - Principais vantagens e desvantagens na geração térmica.

Térmica - Gás Natural		
	Vantagens	Desvantagens
Governo	Aumento na arrecadação de tributos e incremento na economia local	Custo final elevado quando comparado às outras fontes energéticas.
Usuário	Independente de variações climáticas.	Interferência na infraestrutura local.
Agentes do setor	Flexibilidade Operacional.	Interferência na fauna e flora;
Sociedade	Baixa emissão de gases de efeito estufa;	Consumo expressivo da água decorrente da tecnologia usada para resfriamento;
		Emissões de óxidos de nitrogênio (NOx), que geram alteração da qualidade do ar, efeitos na saúde da população local e acidificação da água das chuvas;
		Gera emissão de gases de efeito estufa, principalmente o CO ₂ .

Fonte: Silva; Shayani; Oliveira, 2018, p.6

Feitos esses apontamentos, analisaremos a energia solar fotovoltaica.

2.5 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

2.5.1 Breve Histórico

O poder do Sol é conhecido e utilizado desde a concepção da humanidade, tendo sido considerado em muitas culturas como um deus pela energia que emana, capaz de criar vida (Lamont, 2012; Belessiotis; Papanicolaou, 2012). Há registros da utilização na Grécia Antiga de lentes para focar os raios do sol e criar chamas, e da incorporação de formas arquitetônicas para maximizar a absorção de calor do sol e propiciar iluminação (Perlin, 2004, Lamont, 2012).

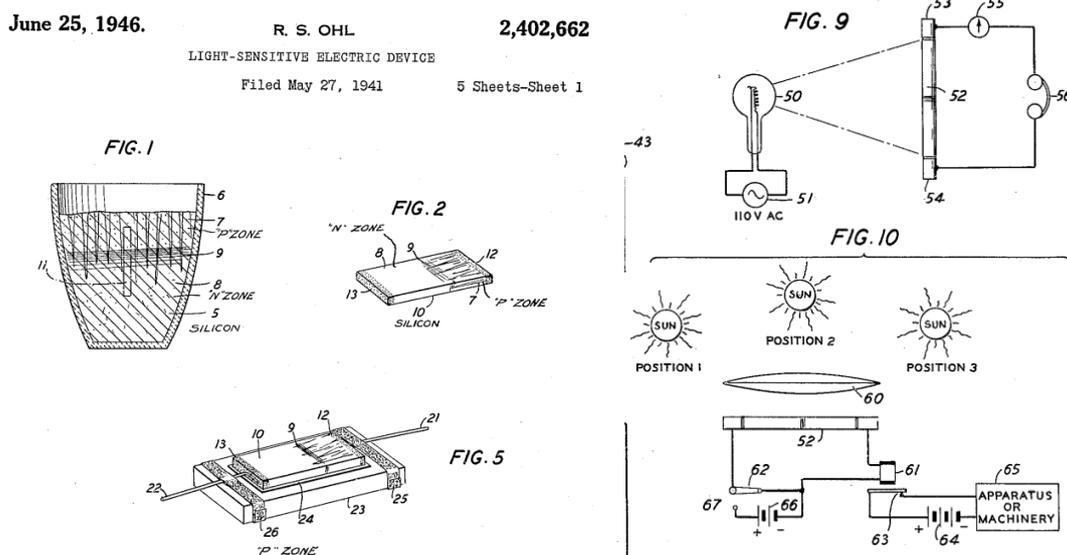
A utilização do Sol era limitada às aplicações de aquecimento e iluminação, uma vez que havia um conhecimento limitado de como a energia do sol funcionava (Lamont, 2012).

Em 1839, o físico francês Alexandre Edmond Becquerel descreve um experimento em que a presença de luz solar proporcionava um aumento de tensão de uma bateria com eletrodos de prata (Lamont, 2012). Esse fenômeno ficou conhecido como Efeito Fotoelétrico e foi descrito por Albert Einstein em 1905 em seu estudo que ganhou o Prêmio Nobel (van Sark, 2012; Lamont, 2012).

A energia solar fotovoltaica é definida como a energia gerada através da conversão direta da radiação solar em eletricidade. Isto se dá, por meio de um dispositivo conhecido como célula fotovoltaica que atua utilizando o princípio do efeito fotoelétrico (Imhoff, 2007). A fusão de dois elementos semicondutores de silício, um dopado com elementos negativos e outro com agentes positivos, como o boro e o fósforo, cria uma junção PN. Nas células solares, quando essas junções PN são irradiadas pela luz solar, os fótons são convertidos em um fluxo de elétrons, em corrente contínua (CC), que se comportam como uma bateria instantânea (Gevorkian, 2010).

A primeira utilização da junção PN para gerar energia em quantidades significativas foi em 1940 (Sze, Ng, 2006), por Russel S. Ohl, cientista da *Bell Telephone Laboratories*, que verificou o efeito fotovoltaico utilizando apenas o material semicondutor e solicitou a primeira patente de um circuito fotovoltaico, Figura 2 (Riordan; Hoddeson, 1997).

Figura 2 – Figuras da patente do dispositivo de S. Ohl.



Fonte: S. Ohl, 1946.

A partir da segunda metade do século XX a velocidade do desenvolvimento da tecnologia fotovoltaica acelerou (Lamont, 2012). Chapin, Fuller e Pearson (1954) apresentam em 1954 a primeira célula solar que possuía uma eficiência energética de 6%, muito superior aos experimentos anteriores que só alcançavam níveis próximos à 1%. Contudo, gerar 1 Watt de energia FV custava mais de 80 vezes o valor de gerar 1 Watt com carvão, que custava cerca de US\$ 3/W (Lamont, 2012).

Em março de 1958, o primeiro satélite movido a energia solar fotovoltaica foi colocado em órbita, o Vanguard I, que mostrou a efetividade do uso de células solares como fonte de energia (NASA, 1970).

A eficiência das células solares é calculada medindo a potência do painel FV e dividindo esse número pela potência total do Sol que atinge a superfície do painel. O resultado costuma ser apresentado em valores percentuais (Lamont, 2012; Hisrt, 2012).

A tecnologia fotovoltaica (FV) foi gradualmente aprimorada, atingindo uma eficiência de 14 % pela empresa Hoffman Electronics em 1960 (Gevorkian, 2010). Entretanto, até o início da década de 1970, a tecnologia continuava cara, cerca de US\$ 100/W (Lamont, 2012). E, desde o fim da Segunda Guerra, a abundância e os preços baixos dos combustíveis fósseis desestimulavam investimentos em energias renováveis (Knothe, 2012).

Os Choques do Petróleo de 1973 e de 1979, acenderam um sinal de alerta nos países ocidentais sobre segurança energética, especialmente nos Estados Unidos

(EUA) (Fthenakis e Nikolakakis, 2012; Knothe,2012), onde foram adotadas políticas de incentivo às energias alternativas (Lamont, 2012) e até restrições à construção de usinas térmicas a carvão e a petróleo (Fthenakis e Nikolakakis, 2012).

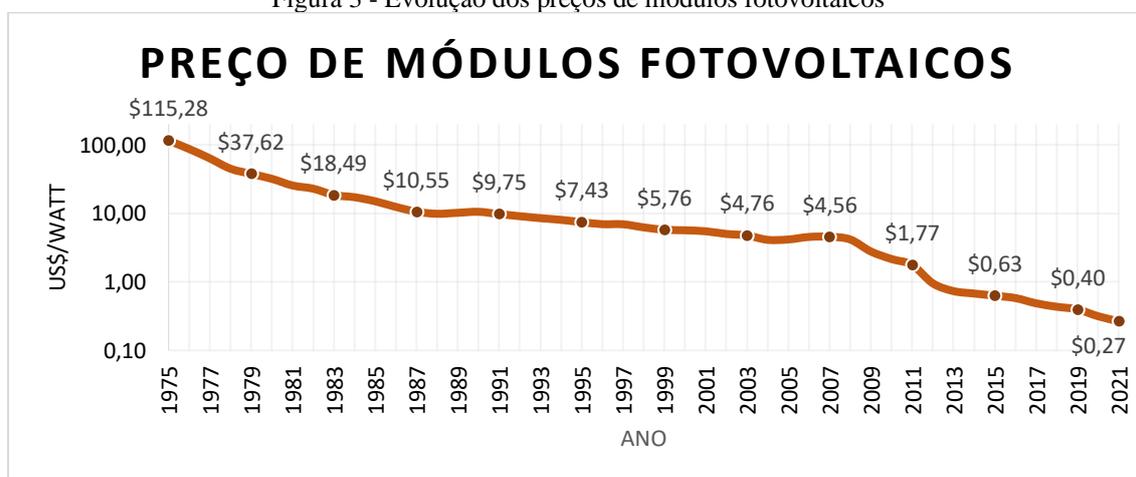
Nesse período a ênfase foi no desenvolvimento de tecnologias para o uso de hidrelétricas e gás natural (Fthenakis e Nikolakakis, 2012), mas o recurso que foi destinado para pesquisas em solar FV fez o custo de produção dessa energia cair para US\$ 7/W (Lamont, 2012).

Nemet e Husmann (2012) apresentam uma queda de custo de geração ainda mais significativa com o preço de módulos FV saindo de cerca de US\$ 2700/W na década de 1950 para aproximadamente US\$ 3/W em 2006.

A Agência Internacional para as Energias Renováveis (IRENA) (2022), a IEA (2022a) e *Our World In Data* (2023) apresentam que o custo em 2021 estava próximo de US\$ 0,3/Watt.

Na Figura 3 temos a evolução dos preços de módulos fotovoltaicos.

Figura 3 - Evolução dos preços de módulos fotovoltaicos

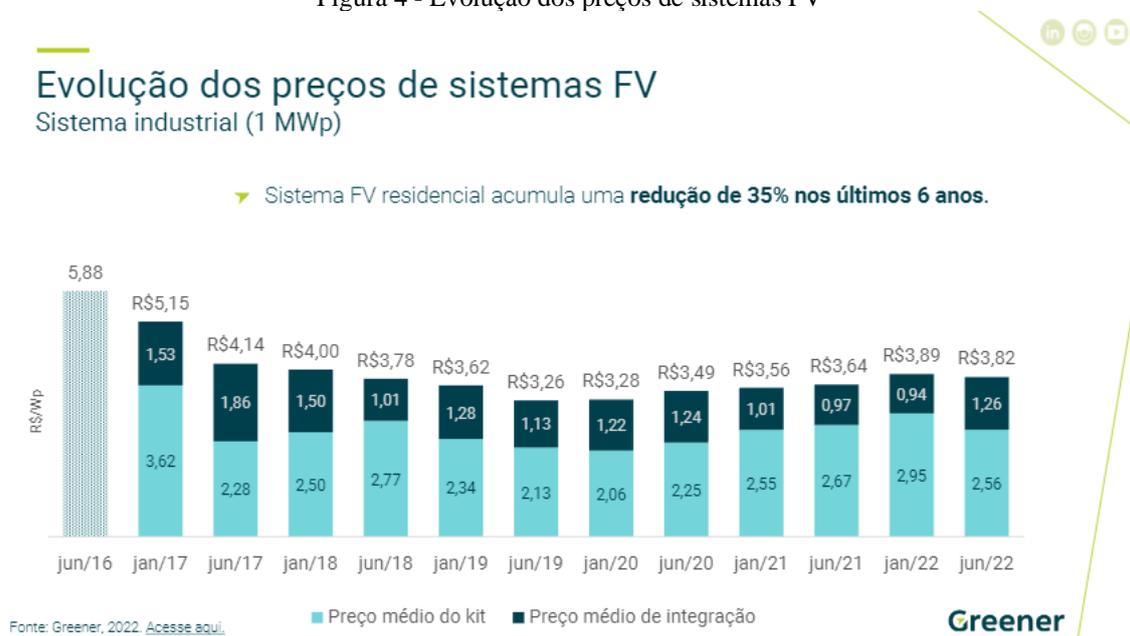


Fonte: Elaboração nossa a partir de dados de *Our World In Data* (2023)

A IRENA (2022) apresenta que no Brasil o custo de instalação de módulos FV foi o segundo mais barato do mundo em 2021, custando US\$ 0,263/Watt, atrás apenas da China, custando US\$ 0,216/Watt. O custo baixo de instalação no Brasil se deve à incentivos fiscais e regulatórios, disponibilidade de estoques na cadeia de suprimentos para fabricação de painéis FV e o aumento da competitividade entre os vendedores atacadistas de FV que atuam no país. (Greener, 2022).

A empresa de consultoria Greener (2022) apresenta na Figura 4 a evolução dos valores médios em Reais de uma instalação FV de grande porte no Brasil, já levando em conta os custos de integração com o sistema elétrico.

Figura 4 - Evolução dos preços de sistemas FV



Fonte: Greener (2022)

Em 2019, foi estimada que a geração de empregos devido ao setor solar FV foi de 28,3 empregos-ano/MWp instalado no Brasil. O acumulado do setor até o ano de 2020 foi a criação de 225 mil empregos diretos e indiretos devido à instalação de FV (GIZ, 2021).

2.5.2 Módulos Fotovoltaicos

Módulos fotovoltaicos, também chamados de painéis solares (Fotovoltaico, 2023, s.p.), são os principais componentes de um sistema fotovoltaico de geração de energia (Almeida et al., 2016) e tem sua vida útil estimada entre 25 e 30 anos (Tan et al., 2022). A partir da progressão tecnológica é considerada a existência de três gerações de painéis FV (LL Kazmerski, 2012).

A primeira geração é a dos painéis de silício cristalino (c-Si), são amplamente utilizados na indústria há muitos anos (Almeida et al., 2016). Van Sark (2012) diz que esse *design*, derivado do que foi apresentado por Chapin, Fuller e Pearson, está bastante aprimorado e foi responsável por gerar 40 GW de energia solar no mundo em 2012, representando 85% do mercado (Almeida et al., 2016).

As tecnologias de painéis solares fotovoltaicos de filme fino, como silício amorfo (a-Si), telureto de cádmio (CdTe) e seleneto de cobre-índio-gálio (CIGS), são categorizadas como a segunda geração de painéis solares fotovoltaicos (LL Kazmerski, 2012). Essas tecnologias de filme fino oferecem vantagens, como flexibilidade e potenciais economias de custo na fabricação (Ehara; Komoto; Van Der Vleuten, 2012).

A terceira geração de painéis solares fotovoltaicos inclui uma variedade de dispositivos em evolução e novas ideias que estão sendo desenvolvidas em laboratórios. Essas tecnologias ainda estão na fase de pesquisa e desenvolvimento e visam atender aos objetivos de desempenho e custo necessários para futuras aplicações fotovoltaicas, como a tecnologia de células FV orgânicas (LL Kazmerski, 2012; Almeida et al., 2016).

Cazzaniga et al. (2019) apresenta que o módulo FV médio possui 2 m². Para grandes áreas, Rosa-Clot e Tina (2020) estimam ser possível ter uma capacidade instalada entre 120 e 220 MWp/km², a depender do modo de arranjo dos painéis, ao qual esse valor máximo só é possível para regiões equatoriais. Em módulos de alta eficiência o valor é cerca de 200 MWp/km² (Cazzaniga *et al.*, 2019).

Os dados do Global Solar Atlas (2023) apresentados na Tabela 3, são os valores estimados de eficiência de geração para um sistema solar com capacidade instalada de 1 kWp no Brasil.

Tabela 3 - Estimativa de eficiência de geração kWh/kWp instalado no Brasil.

Eficiência solar	kWh/kWp por ano	kWh/kWp por dia
Média	1558,55	4,27
Máximo	1784,85	4,89
Mediana	1551,25	4,25
Mínimo	1310,35	3,59

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do Global Solar Atlas, 2023

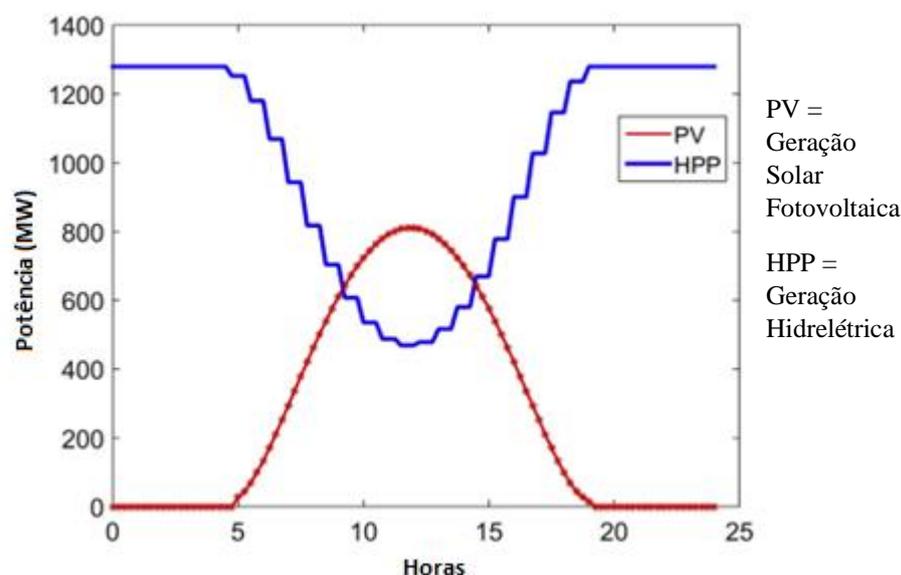
A energia gerada pelos painéis é então armazenada, geralmente em baterias, ou transformada para tensões de distribuição (Dincer; Bicer, 2018). Esses sistemas não serão discutidos por não estarem no escopo deste trabalho.

2.5.3 Usinas Fotovoltaicas e Hidrelétricas Híbridas

O baixo nível dos reservatórios hidrelétricos costuma ser compensado no Brasil com o despacho de termelétricas, dessa forma a reduzindo o uso da água na geração hidrelétrica e permitindo a recuperação do nível dos reservatórios (Cachapuz, 2003).

Uma opção de uso para otimização de recursos é a hibridização das usinas hidrelétricas e fotovoltaicas, permitindo substituir a produção hidrelétrica pela produção solar durante o dia, Figura 5, permitindo assim um melhor controle e gestão da água do reservatório (Rosa-Clot; Tina, 2020, Ming et al., 2018).

Figura 5 - Modelo de funcionamento de uma usina híbrida solar e hidrelétrica chinesa.



Fonte: Rosa-Clot; Tina, 2020, p.93

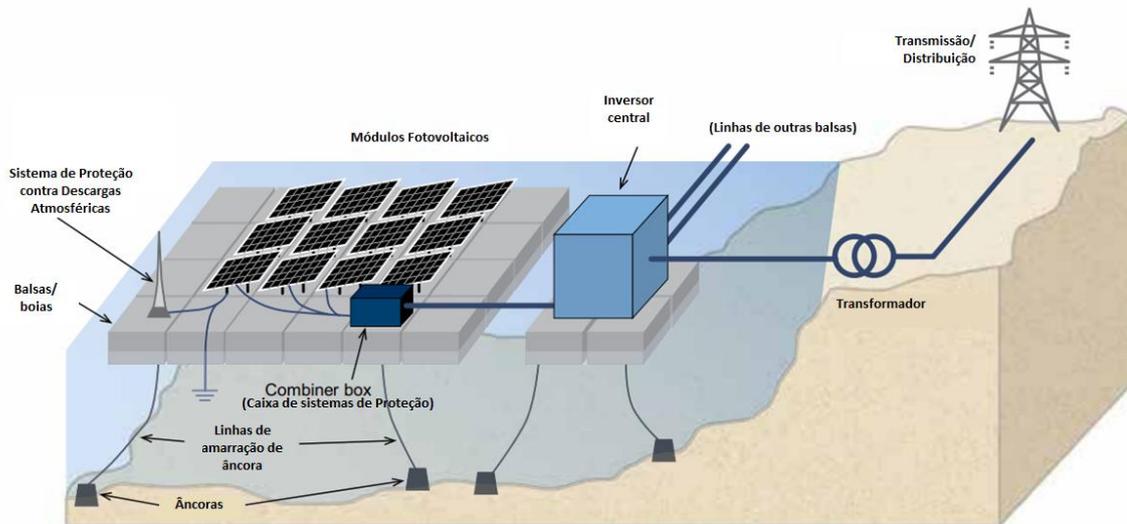
Fang et al. (2017) apresenta que o tamanho máximo da produção solar de uma usina híbrida ideal deve ser igual à capacidade de produção hidrelétrica da mesma, já que não haverá necessidade de investir em sistemas de armazenamento, como bombeamento reverso ou baterias. Na média, utilizando proporcionalmente 2,4% da área dos reservatórios hidrelétricos para instalação de painéis FV o fator de produção hidrelétrica e fotovoltaico máximo é igualado (Rosa-Clot; Tina, 2020).

Rosa-Clot e Tina (2020) citam como exemplo as hidrelétricas de brasileiras de Tucuruí e Ilha Solteira, que com a instalação de painéis fotovoltaicos flutuantes em 2% e 2,4%, respectivamente da área de seus reservatórios, seria o suficiente para igualar as suas produções hidrelétricas durante o período de sol. Os ganhos de produção de energia em uma usina híbrida são estimados em aproximadamente 35,9% da capacidade de produção da usina hidrelétrica do sistema (Cuce *et al.*, 2022).

2.5.4 Energia Solar Fotovoltaica Flutuante (FVF)

A energia solar fotovoltaica flutuante (FVF) se refere à instalação de sistemas FV sobre corpos d'água em estruturas flutuantes ancoradas ao fundo ou às suas margens. (Liu; Kumar; Reindl, 2019). A tecnologia foi testada pela primeira vez em 2007 no Japão (Nagananthini; Nagavinothini, 2021)

Figura 6 - Esquemático de um sistema FVF de larga escala.



Fonte: Banco Mundial, ESMAP, SERIS, 2018, p.8, Tradução Nossa.

A tecnologia FVF é atrativa pelo aspecto de melhorar a eficiência dos painéis solares, uma vez que a água que evapora abaixo dos painéis diminui a temperatura dos módulos, que por sua vez perdem rendimento em temperaturas muito elevadas. Esses ganhos de eficiência são estimados em pelo menos 10% em relação a um sistema FV tradicional (Ferrar, 2022; Goswami; 2018), podendo chegar a 30% em sistemas com rastreamento da posição do sol. (Cazzaniga et al., 2018)

Além disso, a cobertura da superfície da água com painéis, Figura 7, reduz a evaporação (Goswami, 2018), proporcionalmente a área coberta sendo entre 60% e 70% para pequenas áreas (Santos *et al.*, 2022), podendo chegar a uma redução de 90% para um reservatório completamente coberto (Taboada et al., 2017).

Figura 7 - Instalação de painéis FVF em Walden, EUA.



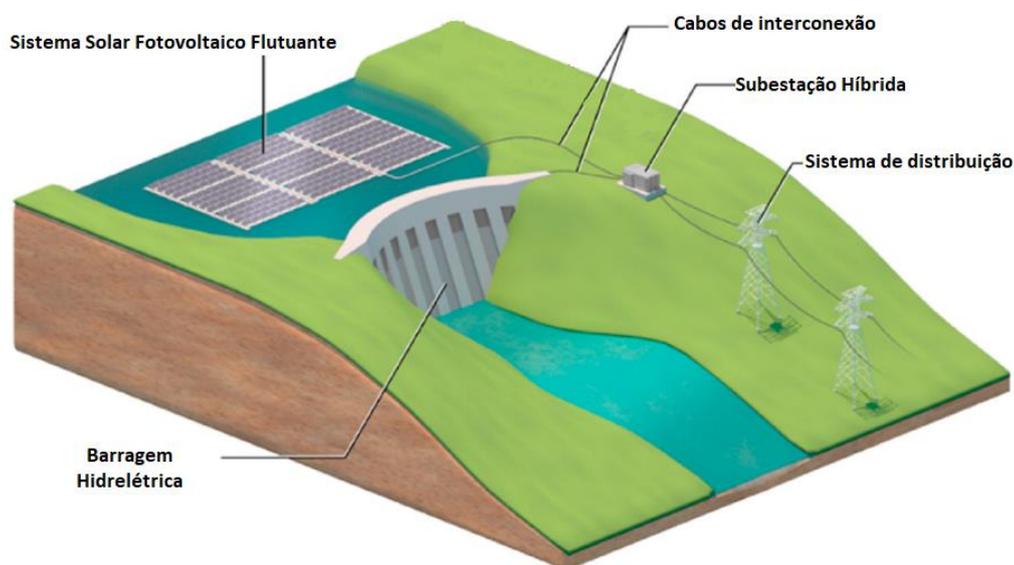
Fonte: *National Renewable Energy Lab*, 2018

As balsas polietileno de alta densidade, utilizadas em alguns sistemas FVF, apresentaram uma redução média de 79% da evaporação (Rosa-Clot; Tina, 2020), com danos ambientais menores do que um sistema FV tradicional. (Pimentel da Silva; Branco, 2018). Farfan e Breyer (2018) apresentam que com uma cobertura de 25% da área dos reservatórios hidrelétricos, a água que deixa de evaporar, permite aumentar a produção com geração hidráulica em 6,23% sem prejuízos ao armazenamento, sendo esse aumento de produção proporcional a área coberta.

Outros benefícios da tecnologia, como colocado por Liu, Kumar e Reindl (2019), são: a sua estrutura modular de fácil instalação e substituição; menos sombra e poeira, permitindo maior incidência de luz solar, melhorando o rendimento dos painéis; e melhoria da qualidade da água com a redução do crescimento de algas. Além disso, pode-se ter uma redução nos custos de integração ao sistema, uma vez que a infraestrutura de transmissão da hidrelétrica existente pode ser aproveitada (Rosa-Clot; Tina, 2020).

Lee et al. (2020) apresenta na Figura 8 um modelo de integração dos sistemas FVF e hidrelétrico.

Figura 8 – Modelo de usina FVF e hidrelétrica híbrida.



Fonte: (adaptado de) Lee et al., 2020, p. 1417, Tradução Nossa.

Por outro lado, Rosa-Clot e Tina (2020) citam os problemas a serem superados com sujeira provocada por dejetos de pássaros, desgaste mecânico e falhas de isolamento devido ao movimento da água. Os custos de instalação são de 10% a 15% maiores, contudo, esse custo é balanceado no longo prazo com uma maior eficiência energética (Banco Mundial; ESMAP; SERIS, 2018). Além disso, o aproveitamento das linhas de transmissão das hidrelétricas faz o sistema FVF ser economicamente competitivo (Jurasz; Kies; Zajac, 2020.)

Novamente trazemos a mesma questão, quais são as principais vantagens e desvantagens deste modal?

2.5.5 Vantagens e Desvantagens da Energia Solar

Abaixo temos a Tabela 4 elaborada por Silva, Shayani e Oliveira (2018) com as principais vantagens e desvantagens da energia solar

Tabela 4 - Principais vantagens e desvantagens na geração FV

Solar Fotovoltaica		
	Vantagens	Desvantagens
Governo	Incremento na economia local;	Alto custo de instalação (geração centralizada).
Usuário	Geração descentralizada que permite a aceleração da eletrificação em regiões isoladas e de difícil acesso	Alto custo de instalação (geração descentralizada).
Agentes do setor	Alta flexibilidade locacional da instalação;	Alteração da paisagem e do uso do solo;
	Baixa interferência na fauna e flora	Intermitência da luz do sol
Sociedade	Geração de empregos temporários e permanentes.	Geração de expectativas em torno do empreendimento;
		Possibilidade de emissão de gases de efeito estufa e de SO ₂ , riscos de acidentes e danos ambientais devido à utilização de produtos químicos corrosivos, manuseamento de substâncias explosivas e gases tóxicos, geração de resíduos tóxicos. Decorrente do silício (matéria prima dos painéis fotovoltaicos)

Fonte: (adaptado de) Silva; Shayani; Oliveira, 2018, p.7

Feitos esses apontamentos faremos um breve histórico sobre o uso da energia elétrica no Brasil.

2.6 ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

2.6.1 Breve Histórico

O Brasil teve os primeiros contatos com a energia elétrica e suas aplicações no final do século XIX quando D. Pedro II requisitou a Thomas Edison que introduzisse no país os aparelhos e processos apresentados pelo engenheiro ao imperador na Exposição de Filadélfia de 1876. (Centro da Memória da Eletricidade no Brasil (CMEB), 2006).

Em junho de 1883 foi inaugurado pelo imperador o primeiro serviço de iluminação pública da América do Sul na cidade de Campos dos Goytacazes no atual estado do Rio de Janeiro (CMEB, 2006). “Essa instalação era térmica e funcionava com uma máquina motriz a vapor que, acionando três dínamos, tornava possível a iluminação com 39 lâmpadas” (CMEB, 2006, p. 41).

Segundo Rosim (2008) do final do século XIX até o início do século XX, o setor de eletricidade no país se desenvolveu em dois grandes blocos, um de grandes empresas municipais e outro de grandes investidores estrangeiros, em especial dos grupos Light e Amforp. Nesse período, o parque gerador brasileiro era predominantemente hidráulico (Gomes et al., 2002).

Na década de 1930 com a ascensão de Getúlio Vargas ao poder, o Estado começa a tomar posições que colocavam os interesses nacionais acima dos interesses regionais. Nessa linha, em 1934 foi promulgado o Código de Águas, Decreto nº 24.643, de 10 de julho de 1934, primeiro marco regulatório do setor elétrico (Gomes e Vieira, 2009).

O Código de Águas, foi um projeto intervencionista na gestão de águas (Gomes et al., 2002). Segundo Rosim (2008, p.6) “Este Decreto determinava que a propriedade das quedas d’água e do potencial hidrelétrico deixava de ser do proprietário da terra e passava a ser patrimônio da nação, sob forma de propriedade da União.”.

As primeiras experiências de estatização começaram na década de 1940, após o fim da Segunda Guerra Mundial (Lorenzo, 2001). Em 1945, o Governo Federal criou a Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (CHESF). A CHESF foi a primeira empresa de eletricidade de âmbito federal (Camargo, 2005).

Em 1957, foi criada a Central Elétrica de Furnas S.A.(Furnas) que marcou a segunda intervenção do Estado na produção de energia elétrica (CMEB, 2006). A

empresa foi criada para auxiliar na superação de problemas de abastecimento que começavam a afetar a região Sudeste (Lorenzo, 2001).

Em 1962, foi criada a Centrais Elétricas Brasileira SA (Eletrobrás) que tinha características de uma *holding* e passou a administrar a CHESF e Furnas. No final de 1963 a Eletrobras já possuía participação em 10 concessionárias estaduais (Cachapuz, 2003).

Com a instauração do regime militar em 1964 houve ampliação da participação do Estado no setor elétrico, e as empresas estatais foram utilizadas como instrumento de desenvolvimento econômico (Gomes; Vieira, 2009).

No período, que ficou conhecido como “Milagre Brasileiro”, a Eletrobrás comprou a Amforp em 1964 e a Light em 1979, consolidando a influência do Estado, por meio da estatal, no setor elétrico (Gomes; Vieira, 2009). Em 1976, se iniciaram os estudos e pouco tempo depois começaram as primeiras interligações entre os sistemas regionais, para a implantação do Sistema Nacional de Supervisão e Coordenação da Operação Interligada (SINSC). (CMEB, 2006).

No início da década de 1980, os efeitos da crise mundial provocada pelo segundo choque do petróleo culminaram em uma forte recessão no Brasil. Em 1983, a inflação era próxima dos 180%, o PIB brasileiro apresentou taxa negativa de 3% e o setor elétrico era responsável por uma dívida externa de US\$ 15 bilhões. (Cachapuz, 2003).

Lorenzo (2001) aponta que após a intervenção federal o setor elétrico foi gradativamente perdendo sua eficiência. E em 1984, uma baixa hidraulicidade em conjunção com um aumento da carga acarretaram desligamentos no sistema que afetaram a região Sudeste, exigindo a geração de energia térmica a carvão (Cachapuz, 2003).

Ocorreram racionamentos de energia entre março de 1987 e janeiro de 1988, afetando mais de 5 milhões de consumidores atendidos pela CHESF e pela Eletronorte (CMEB, 2006). Em julho de 1987, foi promulgado o Decreto nº 94.686, que instituiu o Programa de Emergência para Suprimento de Energia Elétrica ao Nordeste, que entre as medidas incluía “a ampliação da potência instalada de usinas termelétricas em até 300MW, durante o segundo semestre de 1987” (Brasil, 1987, p. 11.934).

Gomes e Vieira (2009) e Lorenzo (2001) apresentam que no início de 1990 o setor elétrico estava em uma situação delicada, com grandes dívidas e a privatização se

mostrava com uma das soluções. Dando início a esse processo, em 12 de abril de 1990, foi sancionada a Lei nº 8.031 que instituiu o Programa Nacional de Desestatização (PND), que tinha entre os objetivos: “II - contribuir para a redução da dívida pública, concorrendo para o saneamento das finanças do setor público; III - permitir a retomada de investimentos nas empresas e atividades que vierem a ser transferidas à iniciativa privada” (Brasil, 1990, p. 7.103).

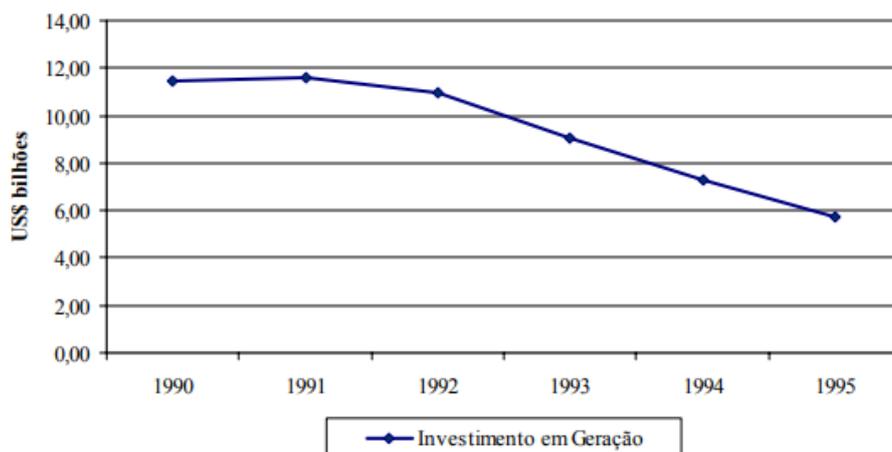
O Centro da Memória da Eletricidade no Brasil (2006) afirma que o PND teve sua eficácia comprometida devido à crise inflacionária e a recessão que assolava o país. Fatos que contribuíram para a queda do então Presidente da República Fernando Collor.

Sobre o processo de reformas no setor elétrico nesse período, Pires (1999) afirma que:

“A trajetória de reformas do setor, cujo início data de meados dos anos 90, não é marcada por passos coerentes e articulados. Ao contrário, trata-se de um processo ad hoc e gradual que só adquiriu um caráter mais abrangente, consistente e coordenado a partir de 1997, quando foi implementada uma série de políticas regulatórias” (Pires, 1999, p.141).

Os investimentos no setor elétrico na primeira metade da década de 1990 continuavam diminuindo, como apresentado por Rosim (2008) na Figura 9. Por outro lado, o consumo de eletricidade cresceu 7,6% em 1995, 6% em 1996 e 6,5% em 1997 (Cachapuz, 2003).

Figura 9 - Investimentos em geração de eletricidade no Brasil no período de 1990 a 1995.



Fonte: Rosim, 2008.

A criação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que se tornou o novo órgão regulador e fiscalizador do setor elétrico no final do ano de 1997 e a constituição do Operador Nacional do Sistema (ONS) em agosto de 1998, que passou a operar o Sistema Interligado Nacional (SIN), que foi constituído em 1999 substituindo o SINSIC, foram marcos das reformas no setor de energia elétrica empreendidos pelo Presidente da República Fernando Henrique Cardoso. (Cachapuz, 2003).

Contudo, Camargo (2005) diz que as medidas de privatização e regulação não tiveram o efeito desejado, uma vez que:

“[...] o liberalismo de mercado não fez surgir os investimentos esperados, ao invés, as empresas recém-privatizadas possuíam alto grau de endividamento. A ausência de chuvas e de investimento nos fez reviver uma situação já esquecida por muitos, o famigerado racionamento, agora no ano de 2001, e atingindo quatro das cinco regiões que compõem a federação.” (Camargo, 2005, p.11).

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) (2010) afirma que a crise foi causada pela estiagem, que ocasionou a redução da produção de energia hidráulica no período. Landau (CCEE, 2019) assevera que a falta de planejamento, insegurança jurídica e regulatória foram fatores determinantes para potencialização da crise.

Claudio J. D. Sales (CCEE, 2019) salienta que as condições hidrológicas desfavoráveis poderiam ter sido contornadas e a crise de 2001 evitada se o planejamento de políticas públicas entre 1996 e 2001 tivesse sido seguido. Entretanto, atrasos em obras e indefinições regulatórias fizeram os investimentos, principalmente do setor privado, serem postergados.

Como forma de combater a crise foi editado o Decreto nº 3.900, de 29 de agosto de 2001, que criou a Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial (CBEE) que tinha por objetivos em seu Estatuto Social:

“Art. 3º A CBEE tem por objetivo a aquisição, o arrendamento e a alienação de bens e direitos, a celebração de contratos e a prática de atos destinados:

I - à viabilização do aumento da capacidade de geração e da oferta de energia elétrica de qualquer fonte em curto prazo; e

II - à superação da crise de energia elétrica e ao reequilíbrio de oferta e demanda de energia elétrica.” (BRASIL, 2001, p.5).

Como apresentado por Rosim (2008), a crise foi contornada com o uso de usinas térmicas, inserção de geradores a diesel pelas indústrias e pelo racionamento, assim como aplicação de multas pelo excesso de consumo.

Araújo Neto (2011) diz que devido a essa diversificação houve um aumento considerável da segurança energética no país. Isso foi decorrente do aumento significativo no investimento em termelétricas para combater a crise de abastecimento (Rosim, 2008). Dado que pode ser verificado na Tabela 5, que mostra a evolução da capacidade instalada de geração de energia elétrica.

Tabela 5 - Capacidade instalada de geração elétrica em MW de 1992 a 2002

Capacidade instalada de Geração elétrica em MW			
Ano	Hidrelétrica	Termelétrica	Nuclear
1992	47.709	6.684	657
1993	48.591	6.975	657
1994	49.921	7.051	657
1995	51.367	7.097	657
1996	53.119	7.025	657
1997	54.889	7.426	657
1998	56.759	7.788	657
1999	58.997	8.507	657
2000	61.063	10.623	1.966
2001	62.409	10.481	1.966
2002	64.474	13.813	2.007
Crescimento no período	16.765	7.129	1.350
Δ de 10 anos	35,1%	106,7%	205,5%

Fonte: Elaboração própria com dados da EPE, 2022.

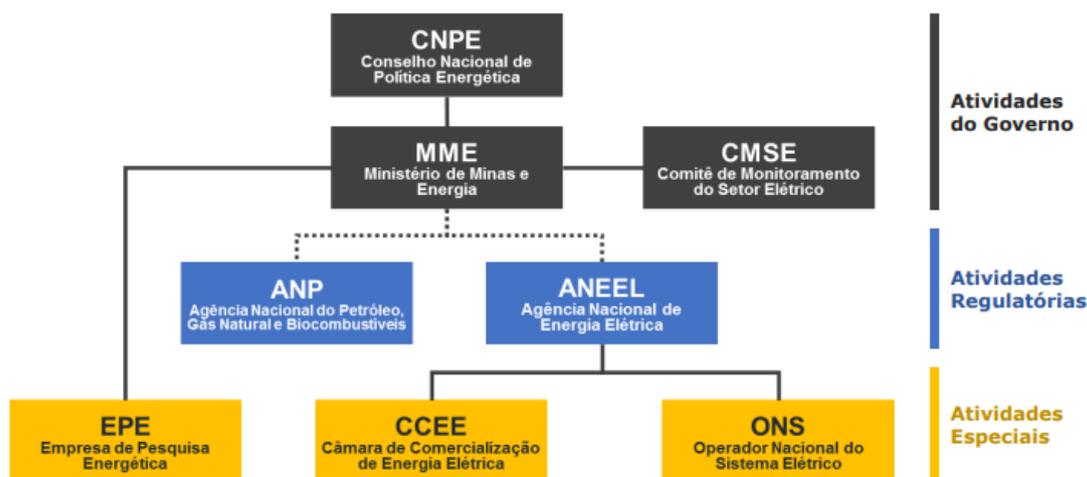
O fim do racionamento foi anunciado em 1º de março de 2002 (CCEE, 2019). Como forma de mitigar os riscos de uma nova crise, várias medidas foram tomadas, como a integração das linhas de transmissão da região Sul e Norte do país (Hunt, Stilpen e Freitas, 2018); criação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa) e da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), para promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional (Brasil, 2002).

Em 2004, temos uma nova reforma do setor elétrico, com a implementação de leilões centralizados para a expansão da oferta (Instituto E+ Transição Energética,

2020). Foi criada a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) (Brasil, 2004a), a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), também se retirou a Eletrobrás e suas controladas do PND (Brasil, 2004b).

A organização do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) depois da reforma, conforme EPE (2019), é apresentado na Figura 10:

Figura 10 - Organograma do Setor Elétrico Brasileiro a partir de 2004.



Fonte: EPE (2019)

Camargo (2005) apresenta esse período com críticas à falta de continuidade das políticas, mas com otimismo para as mudanças estruturais após a crise de 2001.

“Não bastasse a manifesta relevância de seu desenvolvimento para a sustentabilidade do país, como um setor de infra-estrutura que é, [...], é com pesar que verificamos que sua sobrevivência restou fundada nas transposições de seus expoentes e em esforços condicionados pelas itinerantes vicissitudes, como que um ato reflexo.

Apesar dessas frustrantes constatações, entendemos que a estruturação ao qual fora submetido o setor elétrico, fundado num modelo de liberalismo intervencionista, culminou num panorama o qual demonstra possibilidade de prosseguimento rumo ao seu desenvolvimento auto-sustentável, desde que permaneça dedicado à consolidação tanto de sua regulamentação quanto de suas instituições.” (Camargo, 2005, p.77).

A partir dessas mudanças, a CCEE (2019) apresenta que os investimentos no setor elétrico aumentaram, principalmente devido aos leilões de energia feitos pela

CCEE. Sendo ampliada principalmente a capacidade de geração hidrelétrica com o leilão das usinas de Santo Antônio e Jirau no rio Madeira, em 2007 e 2008 respectivamente, e da usina de Belo Monte, em 2010. Há também a expansão do SIN com a integração de Manaus em 2013, ultrapassando a marca de 100.000 km de linhas de transmissão instalada (ONS, 2023).

Em 11 de setembro de 2012, foi anunciada a Medida Provisória (MP) nº 579, que foi convertida na Lei nº 12.783 em 11 de janeiro de 2013, que trouxe a redução da tarifa média de energia elétrica em 20% (CCEE, 2019; Rocha, 2013). Contudo, Rocha (2013, p.5) já previa problemas na lei: “Com a nova receita de remuneração do segmento de transmissão, vislumbra-se a possibilidade de surgimento de quadros de desincentivo à eficiência das empresas, [...] ou à perda de qualidade do serviço”.

Os atrasos em projetos de novas usinas e uma expectativa de chuvas muito otimista pelo ONS em 2012, permitiu que os níveis dos reservatórios hidrelétricos fossem reduzidos. Aliados à diminuição do preço da eletricidade, que incentivou o consumo, que cresceu a taxas de 2,5% em 2013 e 2014, o país ficou vulnerável à uma nova crise. Em 2014 a estiagem trouxe essa crise, inclusive obrigando algumas hidrelétricas a pararem de funcionar para garantir o abastecimento de água à população. (Hunt; Stilpen; De Freitas, 2018).

O Tribunal de Contas da União (2014) apontou que a MP nº 579/2012, convertida na Lei nº 12.783/2013 traria benefícios fiscais de R\$ 16,8 bilhões ao ano, mas até o fim do ano de 2014 custaria aos cofres públicos mais de R\$ 61 bilhões com subsídios. Para Landau (2015, apud CCEE, 2019, p. 149) “(A crise de 2014) Foi consequência da intervenção desastrosa do governo via MP nº 579. A seca apenas agravou o desequilíbrio criado com a mudança nas regras contratuais [...]. Em pouco mais de dois anos, o setor acumula desequilíbrios financeiros acima de R\$ 100 bilhões”².

A CCEE (2019) apresenta que a solução encontrada pelo governo, assim como em crises anteriores, foi o despacho de térmicas, que culminaram no aumento médio de 50% da conta de energia elétrica.

Com o *Impeachment* da Presidente Dilma Rousseff em 2016, tivemos novas mudanças no setor elétrico, com a retomada das privatizações pelo novo Presidente

² Às Escuras. **Folha De São Paulo**, 6 fev. 2015.

da República, Michel Temer, e maior participação do mercado (Memória da Eletricidade, 2022).

A Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico (ANA) (2022) apresenta que as chuvas entre 2012 e 2017 foram abaixo da média, mas com uma leve recuperação em 2018. Entretanto, em 2019 a seca voltou mais intensa e os reservatórios do SIN estavam nos menores níveis dos últimos 5 anos no final de 2019.

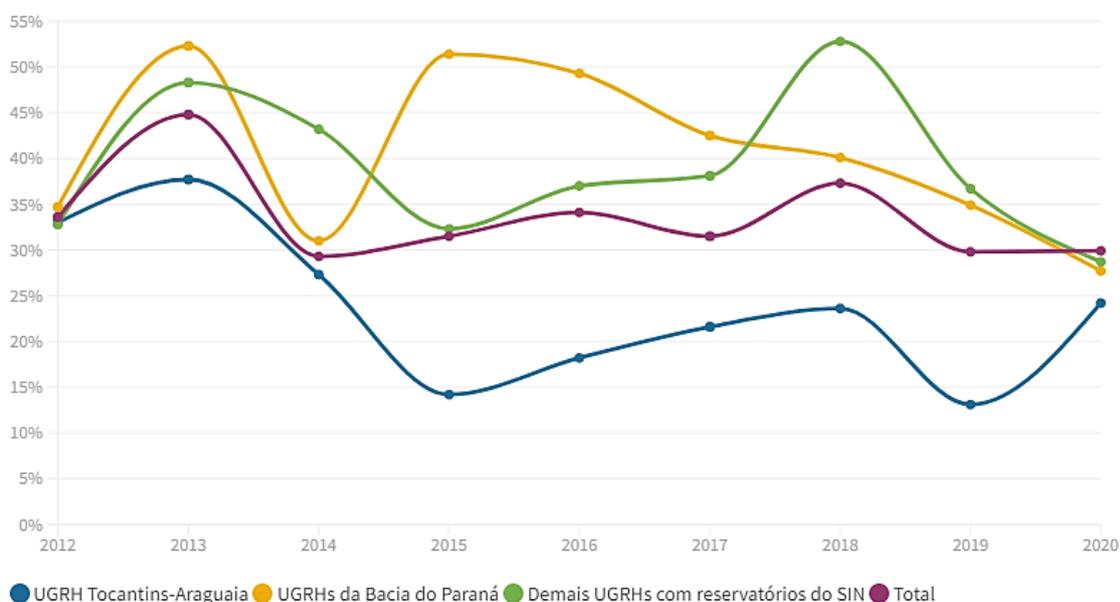
O mesmo autor continua: “Ao final de 2020, o volume útil do SIN era praticamente igual ao de 2019, de cerca de 30%. Em junho de 2021, era de 54,1%, o menor valor observado para essa data desde 2015.” (ANA, 2022, p.36). Fontenelle, Peyerl e Hidalgo (2022) apontam que o problema de 2014 estava se repetindo com o agravante que os reservatórios não tiveram tempo de se recuperar.

A ANA (2022) apresenta na Figura 11 o volume de água armazenada nos reservatórios entre 2012 e 2020.

Figura 11 - Volume de água Armazenado nos reservatórios do SIN entre 2012 e 2020

Volume de Água Armazenado nos Reservatórios do SIN

Porcentagem do volume útil armazenado em 31 de dezembro de cada ano



Fonte: (adaptado de) ANA, 2022.

Em 28 de junho de 2021 foi criada pela MP nº 1.055, a Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética (CREG) para o estabelecimento de medidas emergenciais para o enfrentamento da situação de escassez hídrica e para garantir a

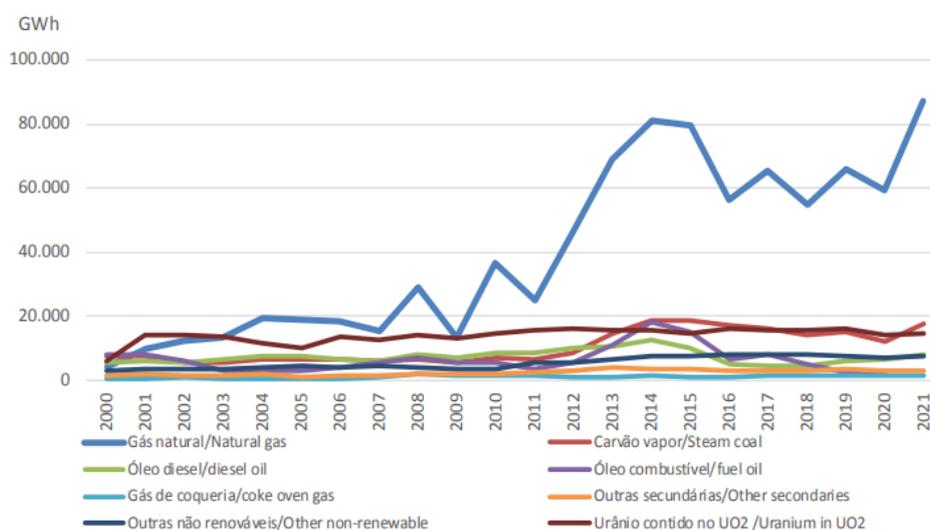
continuidade do fornecimento de energia elétrica no Brasil (Brasil, 2021b). Alvarenga Cumplido *et al.* (2023) apresentam que em outubro de 2020, o CMSE, submetido à CREG (Brasil, 2021b), autorizou a ONS a acionar usinas térmicas e importar energia da Argentina e do Uruguai.

Na Figura 12, a EPE (2021) apresenta o crescimento da geração de energia elétrica por fontes não renováveis:

Figura 12 – Geração de energia elétrica de fontes não renováveis entre 2000 e 2021.

Gráfico 1.1.a - Geração de energia elétrica: fontes não renováveis

Chart 1.1.a - Electricity generation: non-renewable sources



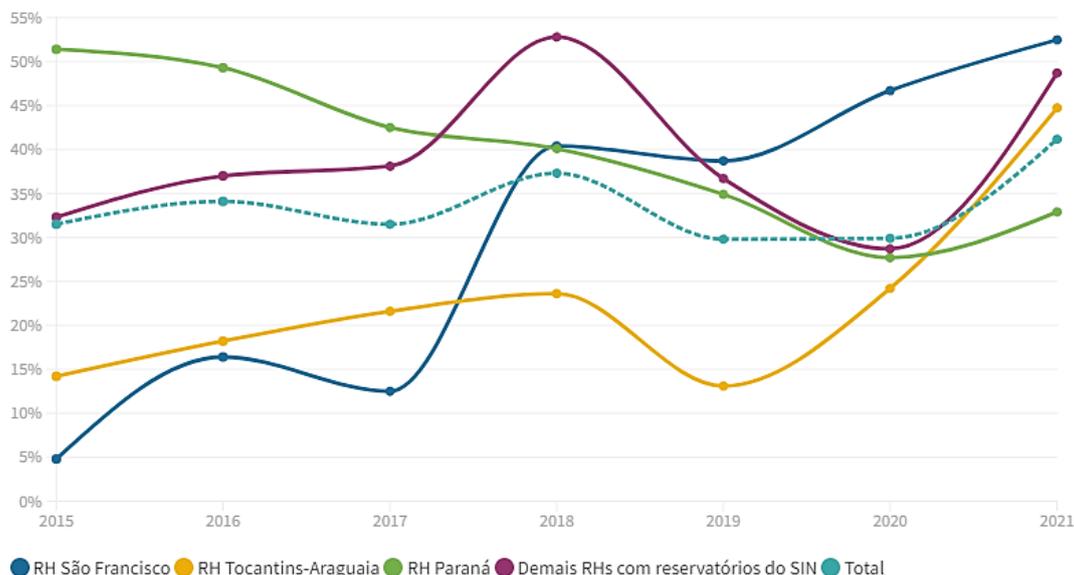
Fonte: BEN 2022, EPE, 2021

No final de 2021 os níveis dos reservatórios estavam se recuperando, Figura 13 (ANA, 2023). Em reunião no dia 06 de abril de 2022, o CMSE determinou a revogação das medidas de combate a crise destacando a assertividade das ações adotadas para a recuperação dos reservatórios hidrelétricos. Em junho de 2022, o volume armazenado do SIN estava em quase 80%, maior valor desde 2011 (ANA, 2023).

Figura 13 - Volume de água Armazenado nos reservatórios do SIN entre 2015 e 2021

Volume de Água Armazenado nos Reservatórios do SIN

Porcentagem do volume útil armazenado em 31 de dezembro de cada ano



Fonte: ANA, 2023.

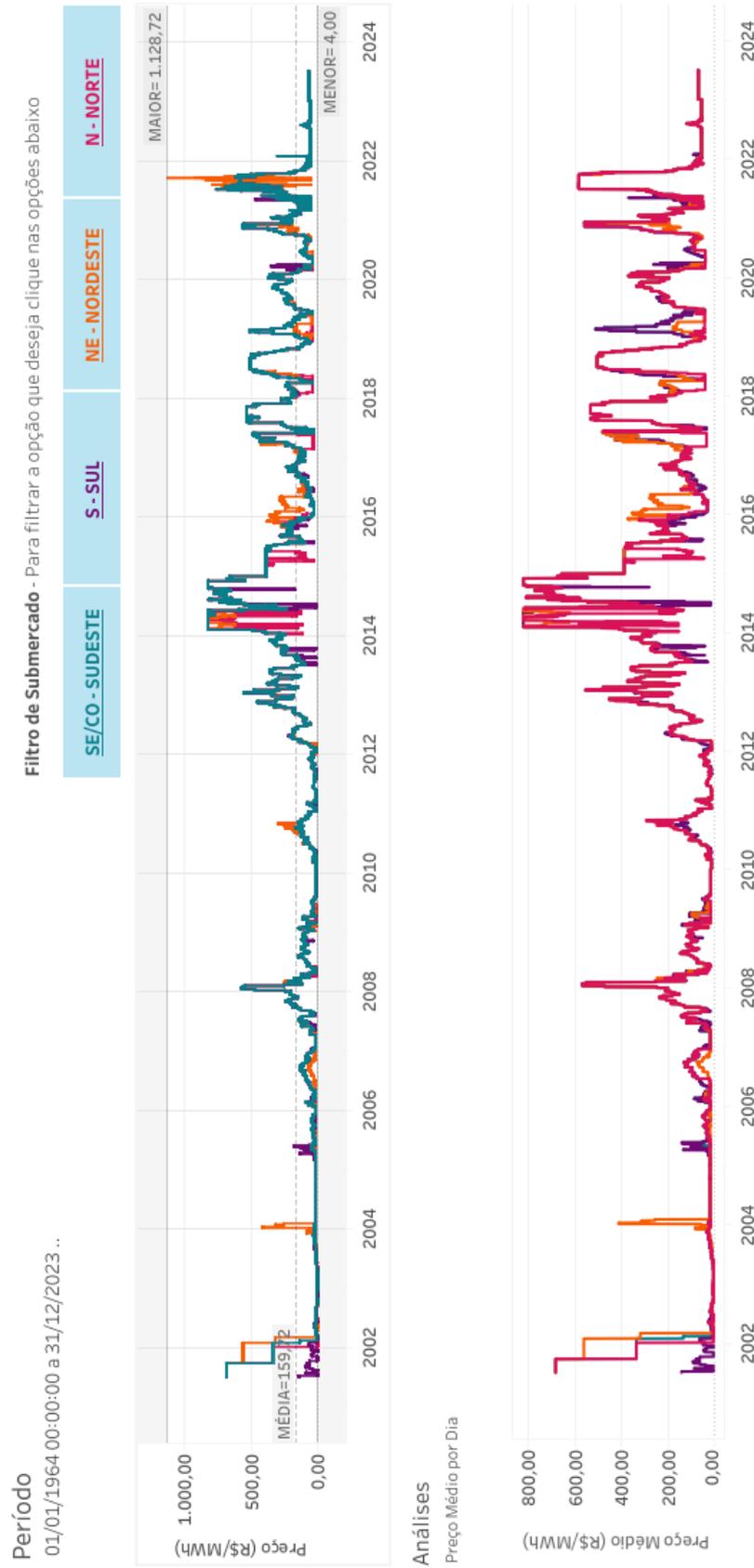
Na Figura 14 temos o histórico de preços de energia elétrica entre 2001 e 2023 comercializado pela CCEE (CCEE, 2023) Esse gráfico servirá de base para discussão do custo da produção de energia elétrica e da viabilidade da solução proposta na seção de Resultados e discussão deste trabalho.

Hunt, Stilpen e De Freitas (2018), analisando o histórico brasileiro, apresentam que o país sofre uma crise energética em intervalos de 10 a 15 anos. Que são resolvidas com medidas emergenciais como apresenta Alvarenga Cumplido *et al.* (2023):

“Historicamente, o Brasil baseia-se no modelo de gestão de crise para enfrentar as situações de seca. Deste modo, ações reativas e emergenciais são tomadas após a ocorrência da escassez hídrica, concentrando-se na resposta aos efeitos da seca. Esse modelo não permite aumentar a resiliência do sistema para lidar com crises futuras, como ocorreria caso a gestão de riscos fosse adotada” (Alvarenga Cumplido *et al.*, 2023, p.138).

Diante dessa revisão histórica, vamos verificar como se encontra o Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) atualmente.

Figura 14 - Histórico de Preços de Energia Elétrica no Brasil entre 2001 e 2023

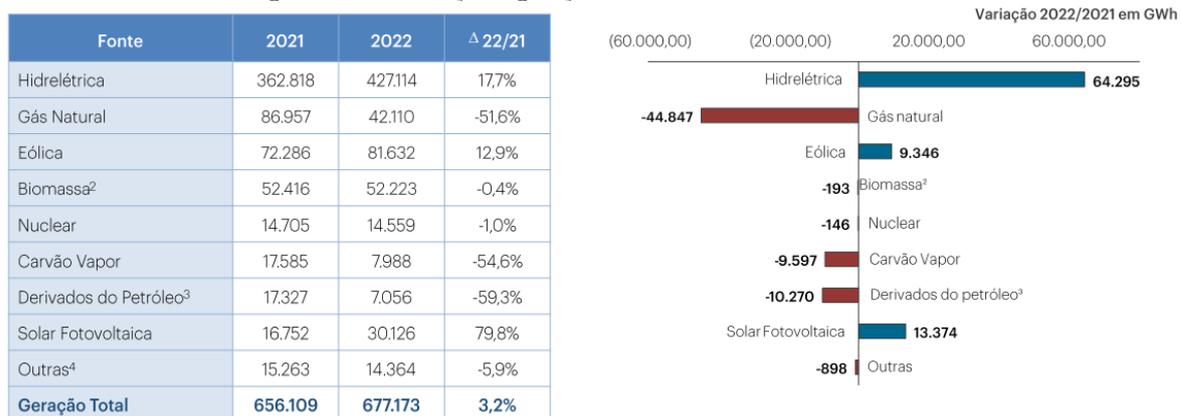


Fonte: CCEE, 2023

2.6.2 O Sistema Elétrico Brasileiro

Conforme apresentado na Figura 1, a matriz elétrica brasileira é mais de 73% renovável. Em 2022, com a normalização do regime de chuvas e dos níveis dos reservatórios a oferta de hidreletricidade pôde compensar diminuição da oferta das demais fontes, Figura 15. (EPE, 2023a).

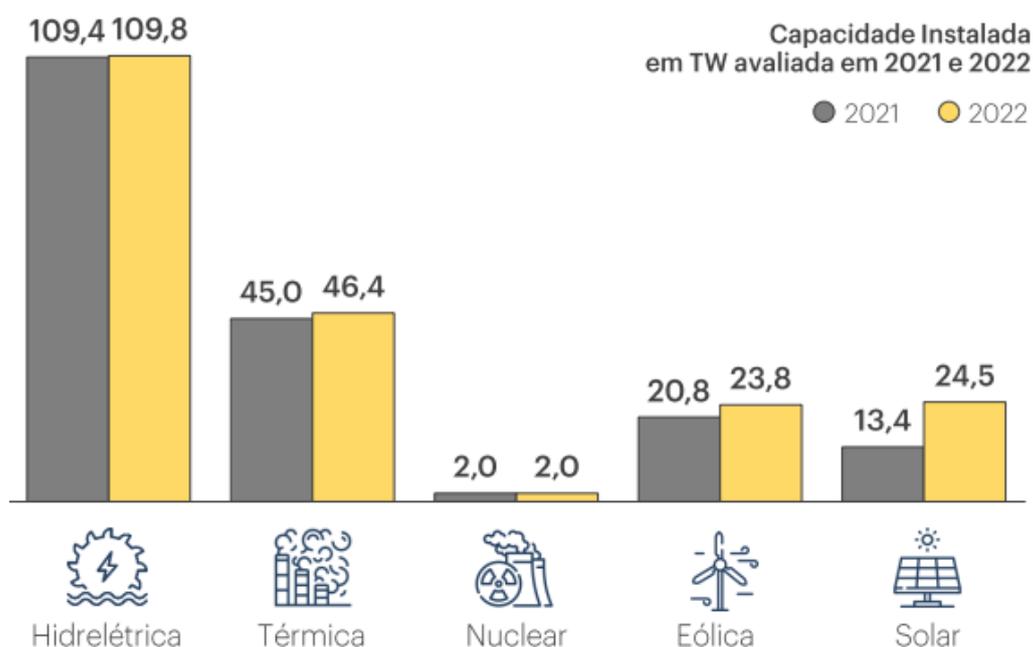
Figura 15 - Diferença de geração elétrica entre 2021 e 2022.



Fonte: BEN, EPE, 2023a

Além disso, a Capacidade Instalada de Geração é apresentada na Figura 16, pela EPE (2023):

Figura 16 - Capacidade Instalada de Geração em 2021 e 2022



Fonte: BEN 2023, EPE, 2023a

O ONS (2023) apresenta que as linhas de transmissão do SIN possuem mais de 169.752 km de extensão, distribuídos em linhas com tensões de 132 kV até 800 kV.

A Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico (ANA) (2021) diz que o Brasil possui 45.583 km² de área ocupada por reservatórios artificiais de água, dos quais 31.000 km² são de reservatórios para geração hidrelétrica pertencentes ao SIN. Além disso, a taxa de evaporação média desses reservatórios é de 22 l/s.km².

Na Tabela 6, temos os valores investidos para a expansão do SEB nos últimos 10 anos dado pelo Ministério de Minas e Energia (MME) (2023):

Tabela 6 - Investimentos na Expansão de Energia (Acumulados no Decênio 2014-2024)
Investimentos na Expansão de Energia (Acumulados no Decênio)
 Cenário 2014 - 2024

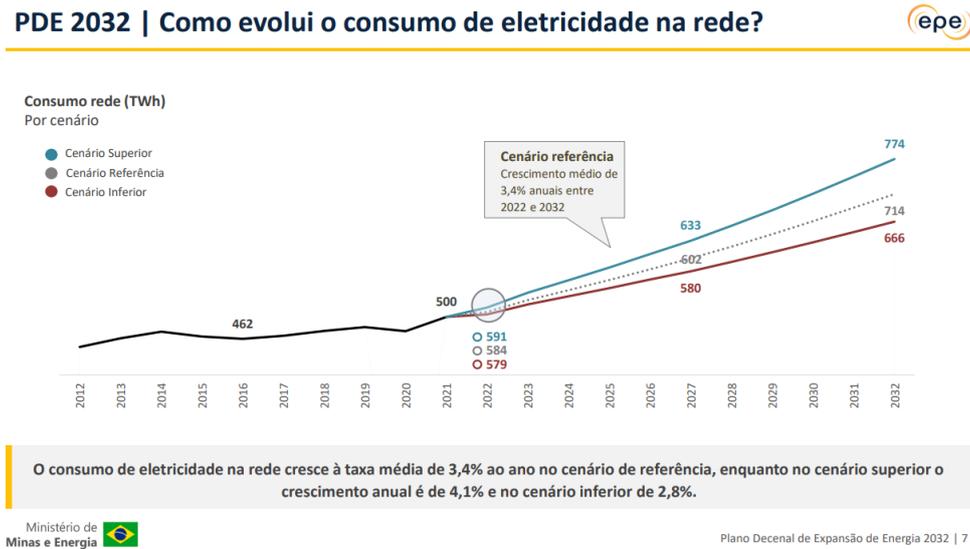
Descrição	Unidade	Brasil
Energia Elétrica	10⁹ R\$	376,50
Geração	10⁹ R\$	268,50
Hidroelétricas	10⁹ R\$	73,10
Térmicas	10⁹ R\$	39,60
Nuclear	10⁹ R\$	11,00
Gás Natural	10⁹ R\$	26,30
Carvão	10⁹ R\$	2,30
Óleo Combustível/Diesel	10⁹ R\$	0,00
PCH + Biomassa + Eólica + Solar	10⁹ R\$	155,80
Transmissão	10⁹ R\$	108,00
Petróleo e Gás	10⁹ R\$	993,00
Biocombustíveis	10⁹ R\$	38,00
Total (*)	10⁹ R\$	1.407,50
(*) % do PIB Acumulado no Período	%	2,84
(*) % dos Investimentos Totais Acumulados no Período	%	14,44
Taxa de Câmbio dos Investimentos	R\$/US\$	5,00
Energia Elétrica	10⁹ US\$	75,30
Geração	10⁹ US\$	53,70
Hidroelétricas	10⁹ US\$	14,62
Térmicas	10⁹ US\$	7,92
Nuclear	10⁹ US\$	2,20
Gás Natural	10⁹ US\$	5,26
Carvão	10⁹ US\$	0,46
Óleo Combustível/Diesel	10⁹ US\$	0,00
PCH + Biomassa + Eólica + Solar	10⁹ US\$	31,16
Transmissão	10⁹ US\$	21,60
Petróleo e Gás	10⁹ US\$	198,60
Biocombustíveis	10⁹ US\$	7,60
Total (*)	10⁹ US\$	281,50

Fonte: (adaptado de) sieBRASIL, 2023

2.6.3 Previsão de crescimento de demanda energética para 2032

A previsão de crescimento de demanda energética é feita pela EPE no Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE), que indica as perspectivas da expansão do setor de energia para os próximos 10 anos (EPE, 2023b). No documento de 2022 foram apresentadas a expectativa de consumo total de eletricidade, Figura 17.

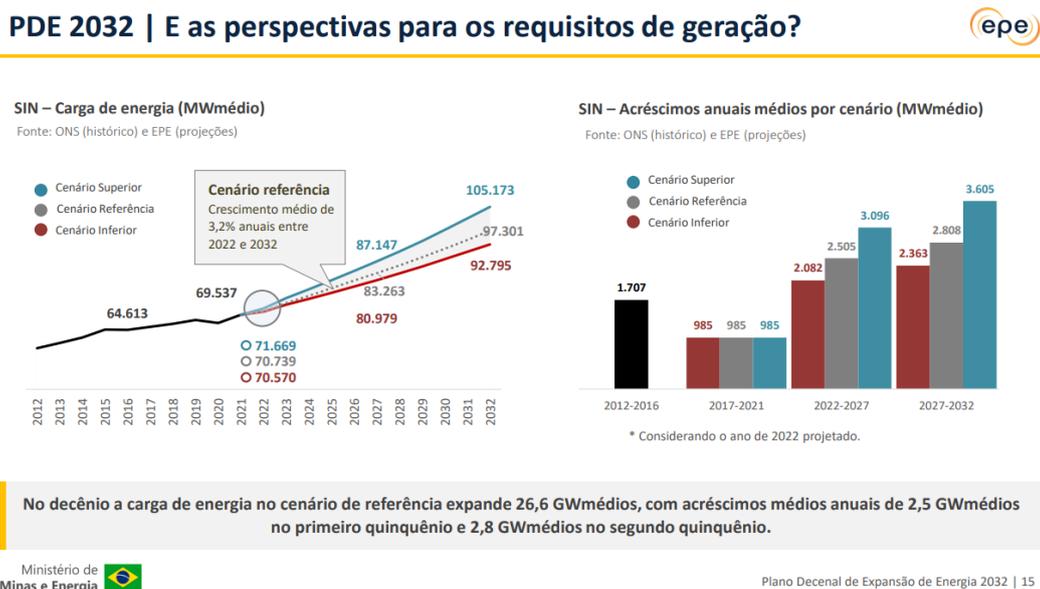
Figura 17 - Perspectiva de consumo de energia elétrica até 2032.



Fonte: PDE 2032, EPE, 2022

Além disso, o documento apresenta quais devem ser os requisitos de carga para alcançar essa geração, Figura 18, e como deve ser a composição da capacidade instalada, Figura 19.

Figura 18 - Perspectiva de requisitos de geração para 2032.



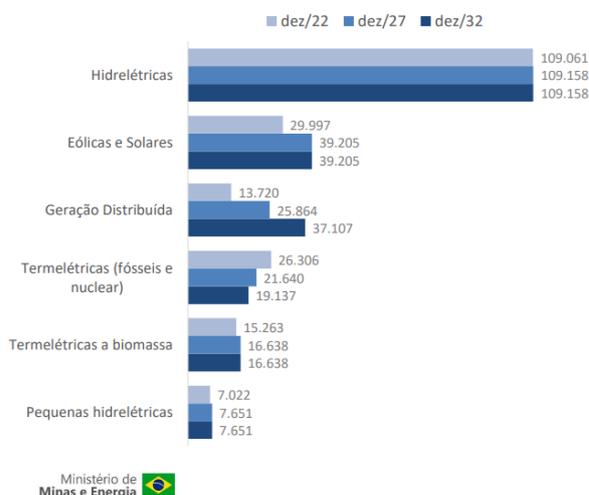
Fonte: PDE 2032, EPE, 2022

Figura 19 – Evolução da capacidade instalada até 2032

Premissas: Evolução da Capacidade Instalada Existente e Contratada



Evolução da capacidade instalada e contratada no SIN (MW)



O Caso Base consiste em um cenário com configuração inicial, **sem expansão indicativa**, para avaliação de necessidades do SIN e, conseqüente, **quantificação dos requisitos** conformes os critérios de suprimento.

- Configuração do sistema existente em maio de 2022
 - Utiliza-se como base a configuração do sistema existente e empreendimentos contratados, indicados com status "verde" (em construção) pela fiscalização, conforme Departamento de Monitoramento do Setor Elétrico (DMSE) de abril/2022 (que subsidia o PMO de maio/2022).
 - Expansão contratada em leilões regulados
 - Perspectiva de entrada pelo ACL (Ambiente de Contratação Livre)
- Não foram consideradas no parque contratado as termelétricas a gás natural que constam na Lei 14.182
- Retirada da oferta termelétrica existente em final de contrato*, e aquelas com expectativa de perda dos benefícios relacionados a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e do Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT) ao longo do horizonte decenal

* Detalhado no slide 10
Plano Decenal de Expansão de Energia 2032 | 6

Fonte: PDE 2032, EPE, 2022

Cabe ressaltar que na Figura 19 não há previsão da expansão significativa da geração hidrelétrica e que não está incluso a expansão de 6 GW de térmicas da Lei de Desestatização da Eletrobrás (Brasil, 2021a).

2.6.4 Segurança Energética da matriz brasileira

Ribeiro et al. (2008) apresenta que o Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) tem flexibilidade devido a interligação do sistema por meio do SIN, sendo capaz de transferir energia elétrica entre as regiões do país e proporcionando maior segurança energética.

Araújo Neto (2011) aponta que o índice de concentração da produção de energia primária do Brasil passou de 94,78% em 1970 para 51,63% em 2009, o que indica uma segurança energética considerável do país. No entanto as constantes crises energéticas apresentam um cenário de incertezas quanto a robustez da segurança energética do Brasil.

Então, como melhorar a segurança energética do Brasil?

3 MATERIAIS E MÉTODOS

Esta pesquisa foi conduzida por meio de uma abordagem bibliográfica e documental. Foram realizados levantamentos e análises de estudos, estatísticas e documentos relevantes para embasar a fundamentação e conclusões deste trabalho.

Foram consultados livros, artigos científicos, relatórios técnicos, documentos governamentais e outras publicações relevantes.

Além disso, foi realizada uma análise do Custo Normalizado da Energia (*Levelized Cost Of Electricity* - LCOE) para avaliar a viabilidade econômica da implantação massiva de geração de energia elétrica fotovoltaica em conjunto com as usinas de geração hidrelétrica existentes no país. O LCOE é uma métrica utilizada para comparar o custo nivelado da eletricidade gerada por diferentes fontes de energia, levando em consideração a energia total produzida e os custos de investimento, operação e manutenção ao longo da vida útil do projeto.

Trata-se de uma pesquisa aplicada que foi motivada por razões de ordem prática. Quanto aos objetivos a pesquisa é classificada como exploratória.

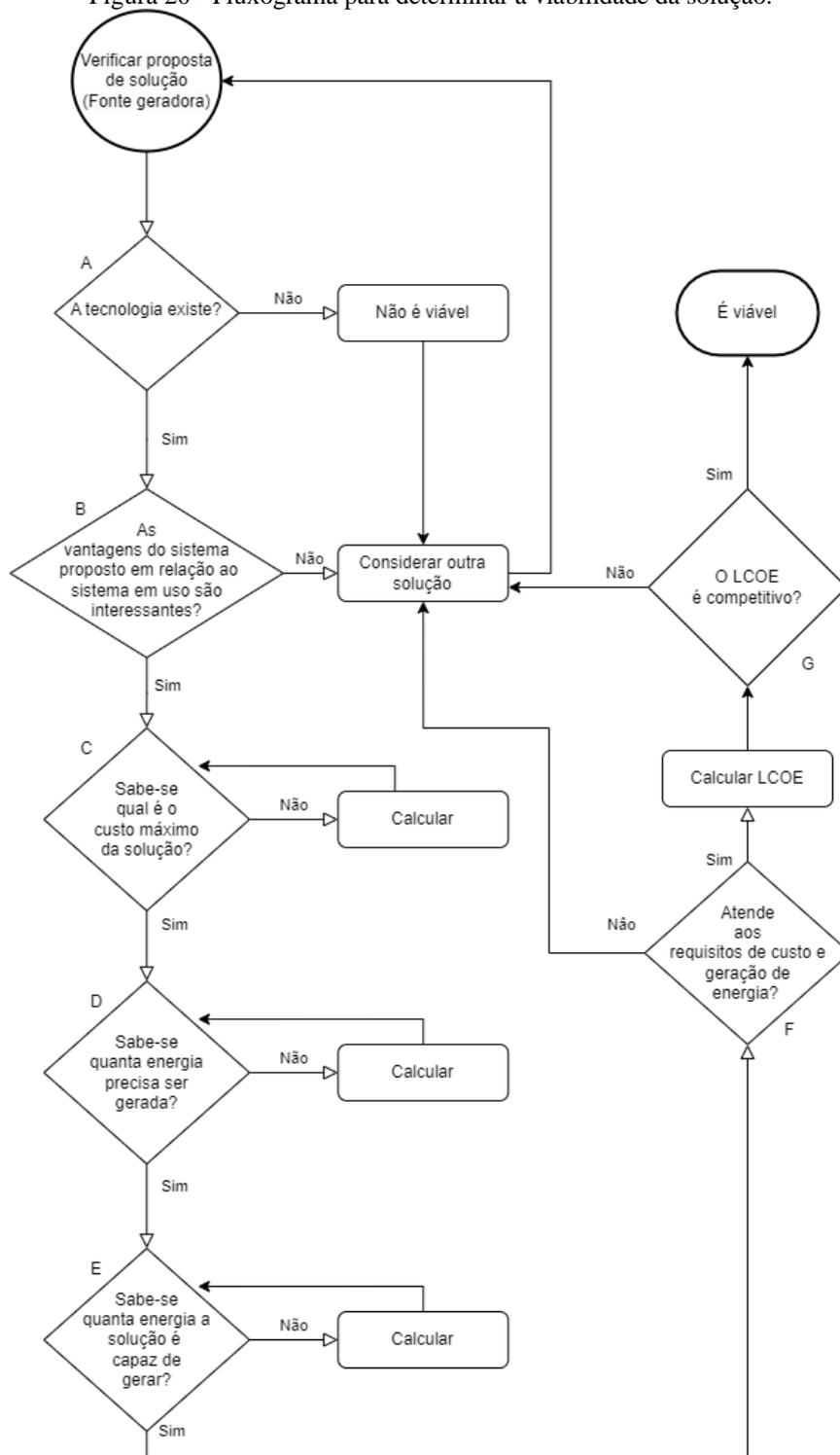
Utilizaram-se técnicas de análise de dados e interpretação dos resultados obtidos, a fim de responder à questão problema desta pesquisa: "**Qual o investimento necessário para substituição das usinas termoeletricas por geração solar fotovoltaica e se haveria viabilidade técnica e econômica para essa substituição?**".

É importante destacar que esta pesquisa não tem a pretensão de esgotar o tema em questão, mas sim de apresentar uma análise inicial e exploratória sobre a viabilidade técnico-econômica da integração de geração de energia solar fotovoltaica e solar fotovoltaica flutuante com geração hidrelétrica no Brasil.

3.1 MÉTODO PARA DETERMINAR A VIABILIDADE DA SOLUÇÃO

A fim de sistematizar o método, utilizou-se de um fluxograma, Figura 20, das etapas para determinar a viabilidade das soluções propostas.

Figura 20 - Fluxograma para determinar a viabilidade da solução.



Fonte: Elaboração própria

3.2 VIABILIDADE TÉCNICA

3.2.1 Capacidade da tecnologia

Inicialmente, verificamos se a tecnologia para produção em massa de geração fotovoltaica existe e comporta uma utilização massiva.

Em se tratando de viabilidade técnica, Victoria et al. (2021) diz que a tecnologia fotovoltaica está pronta para se tornar a principal fonte geradora no mundo, uma vez que possui custos baixos e continua sendo estudada para melhorias de eficiência; possui versatilidade com relações a materiais para sua fabricação e locais para instalação, citando o exemplo do FVF; e estratégias de integração com as outras fontes geradoras permitem a sua utilização em larga escala.

3.2.2 Vantagens e desvantagens da solução

Em seguida, para **confrontar as principais vantagens e desvantagens de cada um dos sistemas de geração de energia**, verificaram-se os apontamentos de Silva, Shayani e Oliveira (2018) nas Tabelas 1, 2 e 4, a respeito das tecnologias de geração hidrelétrica, termelétrica e solar fotovoltaica.

De forma resumida tem-se que as principais vantagens da energia térmica são: a sua alta flexibilidade operacional, a independência de variações no clima e o aumento na arrecadação de impostos. E suas principais desvantagens são: os custos elevados de produção de energia elétrica, impactos ambientais expressivos na fauna, flora e no uso da água, além da emissão de gases do efeito estufa como CO₂ e NO_x.

Para um sistema hidrelétrico as vantagens são: o de ser uma tecnologia madura, energeticamente segura, com volume elevado de produção e um custo baixo custo de operação. E suas principais desvantagens são: os danos ambientais causados pelo alagamento para o estabelecimento do reservatório, podendo comprometer a vegetação, a qualidade da água e todos os aspectos patrimoniais dessa região.

Por sua vez, para um sistema solar fotovoltaico tem-se como principais vantagens: a baixa interferência na fauna e flora, a flexibilidade do local de instalação e o incremento na economia local. As principais desvantagens desse sistema são: o seu custo elevado de instalação, a intermitência da luz solar, risco de acidentes com produtos

químicos e corrosivos de baterias e a emissão de GEE durante o processo de fabricação e descarte.

3.3 VIABILIDADE ECONÔMICA

3.3.1 Valor máximo da solução

Para encontrarmos um valor máximo para a solução proposta é necessário a **identificação dos custos de geração termelétrica no Brasil**. Verificar os custos em excesso resultantes da geração térmica, principalmente nos anos de crise energética, permitirá avaliar se um investimento em uma solução híbrida hidrelétrica e solar FV é aplicável considerando um padrão de razoabilidade e racionalidade econômica.

Determinar esse custo é complexo, uma vez que o governo brasileiro não elabora, pelo menos de forma pública, um relatório com a discriminação de custos específicos com geração de energia elétrica. Dessa forma, para estimar esse custo serão utilizados os valores do painel de preços da CCEE, Figura 14.

A partir das informações constantes no Balanço Energético Nacional 2023 (EPE, 2023a) podemos obter o consumo total de energia elétrica do país ano a ano. E utilizando o Painel de Preços da CCEE (CCEE, 2023) consegue-se extrair o preço médio aproximado da energia em Reais por MWh (R\$/MWh) ano a ano. Contudo esse preço não está corrigido pela inflação no período.

De forma a realizar uma análise de equivalência, colocou-se na Tabela 7 a média dos preços anuais extraídos dos anos disponíveis em que tivemos crises energéticas, 2014 e 2021, e de dois anos com a geração com pouca variação aparente, vide Figura 14, 2011 e 2022, como referência de custo de geração. Os valores então foram corrigidos utilizando a Calculadora do Cidadão do Banco Central do Brasil (BCB, 2023) pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) para os valores de 2022.

Tabela 7 - Preço médio da energia elétrica corrigido pelo IPCA

Ano	Geração total (MWh)	Preço Médio (R\$/MWh)	Preço estimado da energia no ano	IPCA acumulado até 2022	Preço Médio Corrigido (R\$/MWh)	Preço estimado da energia no ano corrigido
2011	531.758.000	R\$ 29,00	R\$ 15.420.982.000,00	102,6%	R\$ 58,75	R\$ 31.238.283.237,40
2014	590.542.000	R\$ 646,00	R\$ 381.490.132.000,00	69,7%	R\$ 1.096,13	R\$ 647.312.455.977,60
2021	656.109.000	R\$ 270,00	R\$ 177.149.430.000,00	16,4%	R\$ 314,36	R\$ 206.255.081.349,00
2022	677.173.000	R\$ 59,00	R\$ 39.953.207.000,00	Referência	R\$ 59,00	R\$ 39.953.207.000,00

Fonte: Elaboração própria com dados da CCEE (2023) e EPE, 2023a

A partir da Tabela 7 podemos observar que entre 2011 e 2022 a geração total cresceu, mas o preço médio da energia corrigido se manteve próximo ao de 2011. A partir disso conseguimos verificar que a estimativa de preços corrigida, ainda que aproximada, está em linha com o que seria esperado em um cenário de base. Portanto podemos dizer que o preço da energia no Brasil em anos sem crise é de aproximadamente R\$ 59,00/MWh em valores de dezembro de 2022.

Essa informação nos permite estimar na Tabela 12 quanto foi gasto a mais em geração de energia elétrica nas crises de 2014 e 2021 se comparados a um ano com padrão normal de geração. O resultado dos valores em excesso desses anos é o custo máximo da solução.

3.3.2 Quantidade de energia que a solução deve produzir

Continuando a análise econômica, conforme apresentado no PDE 2032 (MME/EPE, 2022), a estimativa de geração de energia elétrica em 2032 será entre 666 e 774 TWh/ano, com o cenário de referência apresentado estimando a necessidade de geração em 714TWh.

Sabendo que a necessidade de geração será de 714 TWh, verifica-se inicialmente qual foi o total de geração de energia renovável em 2021 no BEN 2022 (EPE, 2022) e esse valor será utilizado como referência da quantidade de energia que o país conseguiu gerar em um momento de crise. Os valores de geração hidrelétrica das últimas crises, 2014 e 2021, servirá como base de quanto o país consegue gerar de energia hídrica em um momento de seca e recuperar o nível dos reservatórios. Também serão utilizados os dados de 2022 como comparação para a geração em um cenário de normalidade. Esses valores foram colocados na Tabela 8.

Tabela 8 - Geração de energia no Brasil em 2014, 2021 e 2022

Ano	2014 (crise)	2021 (crise)	2022 (normal)
Geração renovável (incluindo hidrelétrica) (MWh)	432.745.000	507.581.000	595.083.000
Geração hidrelétrica (MWh)	373.439.000	362.818.000	427.114.000
Geração não renovável (MWh)	157.798.000	148.528.000	82.090.000
Geração total (MWh)	590.542.000	656.109.000	677.173.000

Fonte: Elaboração própria com dados da CCEE e EPE, 2022 e 2023a

A partir da Tabela 8 pode-se verificar que o Brasil consegue gerar em situações de crise pelo menos 360 TWh de energia hidrelétrica e gerou em média pouco menos de 155 TWh de energia não renovável nesses anos.

Diante disso, como proposta de solução serão avaliados 3 cenários:

1. Substituir 155 TWh/ano de geração não renovável por geração solar fotovoltaica;
2. Implementar um **sistema híbrido hidrelétrico e solar fotovoltaico** capaz de gerar e suprir toda a demanda de energia elétrica em 2032;
3. Implementar um **sistema híbrido hidrelétrico e solar fotovoltaico flutuante (FVF)** capaz de gerar e suprir toda a demanda de energia elétrica em 2032.

3.3.3 Modelagem dos Cenários

3.3.3.1 Cenário 1 - Substituir 155 TWh/ano de geração não renovável por geração solar fotovoltaica

O primeiro passo para modelar esse sistema será calcular qual a dimensão de capacidade instalada de um sistema capaz de gerar 155 TWh de energia elétrica. Conforme apresentado na Tabela 3, o *Global Solar Atlas* (2023) estima que em média um sistema solar de 1 kWp no Brasil é capaz de produzir 1558,55 kWh em um ano. Desse

modo, podemos dividir esses valores para obtermos o valor de capacidade instalada necessário para o sistema desejado.

Assim, convertemos 155 TWh para kWh:

$$155 \text{ TWh} = 155 * 10^9 \text{ kWh} \quad (1)$$

Então prosseguimos para a divisão:

$$\frac{155 * 10^9 \text{ kWh}}{1558,55 \frac{\text{kWh}}{\text{kWp}}} = 99.451.413,17 \text{ kWp} = 99,45 \text{ TWP} \quad (2)$$

Utilizando o valor de R\$ 3,82/Wp para instalação do kit de painéis solares e integração ao sistema elétrico de um sistema industrial (1 MWp) em junho de 2022, apresentado por Greener (2022), podemos estimar o custo do sistema solar proposto.

Primeiro convertemos o valor em kWp para Wp:

$$99.451.413,17 \text{ kWp} = 99.451.413.172,50 \text{ Wp} \quad (3)$$

Então prosseguimos para a multiplicação:

$$\begin{aligned} 99.451.413.172,5 \text{ Wp} * 3,82 \frac{\text{R\$}}{\text{Wp}} = \\ = \text{R\$ } 379.904.398.318,95 = \text{R\$ } 379,9 \text{ bilhões} \end{aligned} \quad (4)$$

3.3.3.2 Cenário 2 - Implementar um sistema híbrido hidrelétrico e solar fotovoltaico capaz de gerar e suprir toda a demanda de energia elétrica em 2032

Tendo como referência o valor de necessidade de geração de 714 TWh do PDE 2032 (MME/EPE, 2022) e a capacidade de geração hidrelétrica em período de crise não sendo inferior a 360 TWh, extraído da Tabela 8, verifica-se que o sistema híbrido deve ser capaz de suprir os 354 TWh restantes.

Conforme apresentado por Fang et al (2017), o fator de capacidade máximo de produção solar para uma usina híbrida ideal não deve exceder a produção hidrelétrica. E como colocado por Cazzaniga et al (2018) essa métrica é atingida na média instalando-se painéis solares em área proporcional a 2,4% da área do reservatório da usina hidrelétrica. Dessa forma, utilizando o dado da ANA (2021) que os reservatórios

hidrelétricos do Sistema Interligado Nacional possuem extensão de 31.000 km², podemos verificar qual o tamanho máximo que podemos dimensionar o sistema solar FV.

$$31.000 \text{ km}^2 * 2,4\% = 744 \text{ km}^2 \quad (5)$$

Conforme apresentado por Rosa-Clot e Tina (2020) para grandes áreas a capacidade de instalação solar varia entre 120 e 220 MWp/km², como a maior parte do território do Brasil se encontra próximo da linha do Equador, onde o temos o máximo de irradiação solar (Nfaoui; El-Hami, 2018), o potencial do país deve ser próximo ao topo desse limite, para esse estudo adotaremos o valor de 200 MWp/km² proposto por Cazzaniga (2019).

Assim o valor máximo de potência instalada é dado por:

$$\begin{aligned} 714 \text{ km}^2 * 200 \text{ MWp}/\text{km}^2 &= 148,8 \text{ TWp} \\ &= 148.800.000 \text{ kWp} \end{aligned} \quad (6)$$

Utilizando novamente o valor de produção médio brasileiro de 1558,55 kWh em um sistema de 1 kWp em um ano extraído do Global Solar Atlas (2023) podemos estimar qual seria a produção desse sistema FV.

Assim a produção estimada é dada por:

$$\begin{aligned} 148.800.000 \text{ kWp} * 1558,55 \text{ kWh}/\text{kWp} &= \\ = 231.912.240.000 \text{ kWh} &= 231.912 \text{ TWh} \end{aligned} \quad (7)$$

Utilizando novamente o valor de 3,82 R\$/Wp temos:

$$\begin{aligned} 148.800.000.000 \text{ Wp} * 3,82 \text{ R}\$/\text{Wp} &= \\ = \text{R}\$ 568.416.000.000,00 &= \text{R}\$ 568 \text{ bilhões} \end{aligned} \quad (8)$$

3.3.3.3 Cenário 3 - Implementar um sistema híbrido hidrelétrico e solar fotovoltaico flutuante (FVF) capaz de gerar e suprir toda a demanda de energia elétrica em 2032

O cálculo do Cenário 3 segue os mesmos procedimentos do Cenário 2, contudo no passo (7), estimamos uma geração com o ganho de eficiência conservador de

10% para um sistema fotovoltaico flutuante de mesma dimensão, conforme colocado por Ferrar (2022) e Goswami (2018).

Portanto temos:

$$\begin{aligned} 148.800.000 \text{ kWp} * 1558,55 \text{ kWh/kWp} * 1,1 &= \\ &= 255.103.464.000 \text{ kWh} = 255.103 \text{ TWh} \end{aligned} \quad (9)$$

Contudo, também deve-se considerar o aumento de custos de 15%, a banda maior do aumento apontado por Banco Mundial, ESMAP e SERIS (2018).

Dessa forma:

$$\begin{aligned} 148.800.000.000 \text{ Wp} * 3,82 \text{ R\$/Wp} * 1,15 &= \\ &= \text{R\$ } 653.678.400.000,00 = 653,68 \text{ bilhões} \end{aligned} \quad (10)$$

3.3.4 Custo da energia

Determinar fatores de segurança energética, emissões de GEE e impactos ambientais é fundamental para avaliar sistemas de energia (La Picirelli *et al.*, 2022). Ademais a análise dos custos de um projeto energético é indispensável para a tomada de decisão na indústria e para gestores públicos (IEA, 2020b).

3.3.4.1 Custo Normalizado da Energia – Levelized Cost Of Energy (LCOE)

O Custo Normalizado da Energia (LCOE) é a principal ferramenta para comparar os custos unitários de geração de diferentes tecnologias de geração de energia ao longo de sua vida útil (IEA, 2020a) O LCOE é o preço que a energia deve ser comercializada para atingir o seu ponto de equilíbrio, ou seja os custos e a receita do projeto se igualam (Darling *et al.*, 2011).

O LCOE se baseia em várias premissas de momento econômico, geração e eficiência de cada fonte geradora, removendo riscos de mercado e métodos de financiamento da equação. Por isso se apresenta como uma métrica interessante para se fazer uma análise comparativa inicial de investimento em diferentes fontes de geração e modelagem de sistemas (Branker; Pathak; Pearce, 2011; IEA, 2020a).

IRENA (2022, p. 182), apresenta a seguinte fórmula de cálculo do LCOE:

$$LCOE = \frac{(A)}{(B)} = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (11)$$

Onde:

LCOE = Média do Custo Normalizado da Energia ao longo da vida útil de um projeto;

t = Tempo em anos;

I_t = Capital investido no ano t;

M_t = Custos com Operação e Manutenção (O&M) no ano t³;

F_t = Custos com combustível no ano t;

E_t = Energia gerada no ano t;

r = Taxa de desconto⁴;

n = Vida útil do sistema.

3.3.4.2 LCOE de outras fontes

Na Tabela 9 temos os valores do LCOE em 2021, a taxa de desconto de 7,5%, de fontes renováveis no mundo apresentados por IRENA (2022):

Tabela 9 – Tendências de custo total médio ponderado global instalado, fator de capacidade e custo nivelado de energia de fontes renováveis entre 2010 e 2021.

	Custo total instalado			Fator de Capacidade			Custo Nivelado da Energia (LCOE)		
	(2021 USD/kW)			(%)			(2021 USD/kWh)		
	2010	2021	Δ	2010	2021	Δ	2010	2021	Δ
Bioenergia	2 714	2 353	-13%	72	68	-6%	0,078	0,067	-14%
Geotérmica	2 714	3 991	47%	87	77	-11%	0,05	0,068	34%
Hidrelétrica	1 315	2 135	62%	44	45	2%	0,039	0,048	24%
Solar FV	4 808	857	-82%	14	17	25%	0,417	0,048	-88%
Heliotérmica	9 422	9 091	-4%	30	80	167%	0,358	0,114	-68%
Eólica Onshore	2 042	1 325	-35%	27	39	44%	0,102	0,033	-68%
Eólica Offshore	4 876	2 858	-41%	38	39	3%	0,188	0,075	-60%

Fonte: IRENA, 2022, p.15 (tradução nossa)

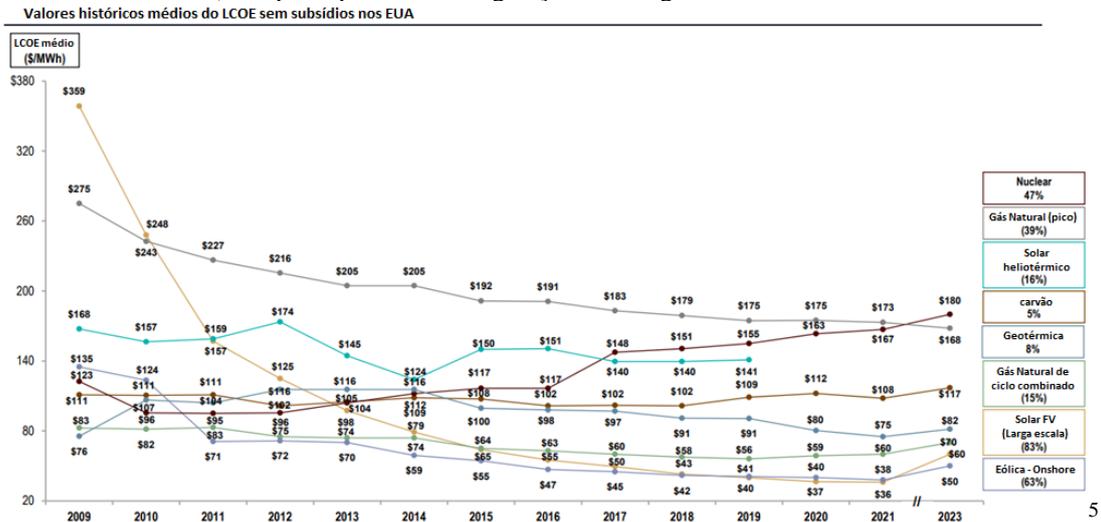
Na Figura 21, feita por Lazard (2023), temos a evolução histórica comparativa do LCOE das principais fontes de geração de energia elétrica nos Estados

³ LAZARD (2023) considera implícito em M_t um aumento de 2% ao ano dos custos de O&M.

⁴ Definido por Mota (2015, p.73) como Taxa Interna de Retorno, “pode ser entendida como o valor de taxa de juros que faz com que o Valor Presente Líquido de um determinado investimento seja igual à zero”.

Unidos (EUA), onde podemos verificar uma queda no preço das energias renováveis e um aumento do preço das térmicas.

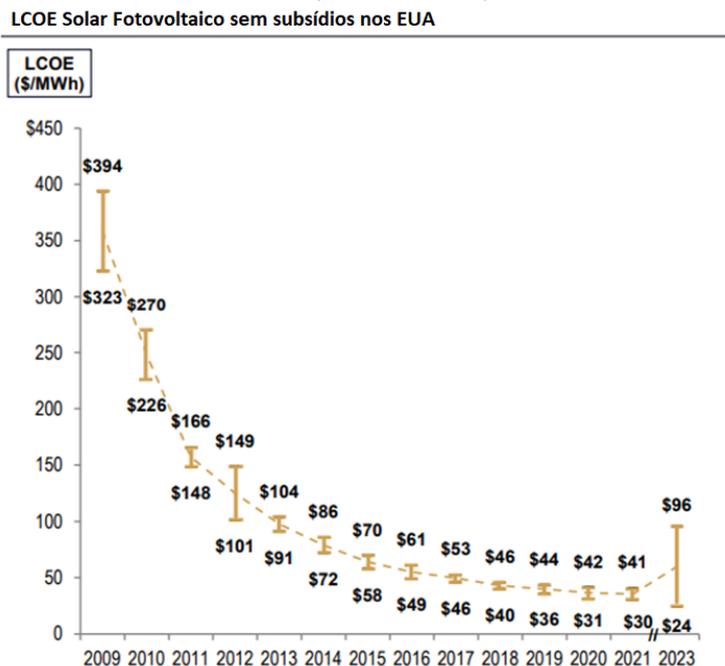
Figura 21 - Evolução histórica comparativa do Custo Normalizado da Energia médio sem subsídios (em dólar/MWh) das principais fontes de geração de energia elétrica nos Estados Unidos.



Fonte: Lazard, 2023, p.12, Tradução Nossa.

Na Figura 22, o mesmo autor também apresenta a evolução do LCOE da energia solar fotovoltaica centralizada, onde podemos verificar a queda acentuada do preço desde 2009 com os avanços na tecnologia de geração FV.

Figura 22 - Evolução do LCOE da geração de energia solar fotovoltaica centralizada sem subsídios nos EUA (em dólar/MWh).



Fonte: (adaptado de) Lazard, 2023, p.13, Tradução Nossa.

⁵ Gás Natural (pico) são as usinas despachadas em momentos de pico de demanda (Masters, 2004)

3.3.4.3 LCOE do Cenário 1

Seguindo o fluxograma apresentado na Figura 20, verifica-se que a solução desse primeiro cenário não contempla a necessidade de crescimento de demanda energética do país não será feita uma análise mais aprofundada de sua viabilidade com os cálculos do LCOE.

3.3.4.4 LCOE do Cenário 2

Para verificar o Custo Normalizado da Energia (LCOE) para o Cenário 2, seguiram-se os procedimentos apresentados na seção 3.4.1 deste trabalho, sendo utilizadas as premissas constantes na Tabela 10, e os cálculos do LCOE feitos utilizando a planilha constante no Apêndice A.

Tabela 10 - Premissas para cálculo do LCOE do Cenário 2

Premissas utilizadas	Valores	Fonte
Custo inicial do empreendimento	R\$ 568.bilhões	Calculado
Custos de Operação e Manutenção (O&M) (US\$10/KWp)	R\$ 744.000.000,00	IRENA, 2022
Taxa de Crescimento anual dos custos de O&M (%)	2,00%	LAZARD, 2023
Custo Anual com Combustíveis (\$)	n/a	-
Produção de energia (MWh)	231.912.240	Calculado
Eficiência dos módulos solares	31,00%	IEA, 2020a
Taxa anual de decaimento da eficiência dos módulos	0,50%	IEA, 2020a
Vida útil do projeto (anos)	25	IRENA, 2022
Taxas de desconto (%)	5% - 7,5% - 10%	IRENA, 2022
Taxa de câmbio (TC) (US\$ --> R\$)	5	BCB, 2023

Fonte: Elaboração própria.

3.3.4.5 LCOE do Cenário 3

Da mesma forma, para verificar o Custo Normalizado da Energia (LCOE) para o Cenário 3, seguem-se os procedimentos apresentados na seção 3.4.1 deste trabalho, sendo utilizadas as premissas constantes na Tabela 11, e os cálculos do LCOE feitos utilizando a planilha constante no Apêndice A.

Tabela 11 - Premissas para cálculo do LCOE do Cenário 3

Premissas utilizadas	Valores	Fonte
Custo inicial do empreendimento	R\$ 653,68 bilhões	Calculado
Custos de Operação e Manutenção (O&M) (US\$10/KW)	R\$ 744.000.000,00	IRENA, 2022
Taxa de Crescimento dos custos de O&M (%)	2,00%	LAZARD, 2023
Custo Anual com Combustíveis (\$)	n/a	-
Produção de energia (MWh)	255.103.464	Calculado
Eficiência dos módulos solares	31,00%	IEA, 2020a
Taxa anual de decaimento da eficiência dos módulos	0,50%	IEA, 2020a
Vida útil do projeto (anos)	25	IRENA, 2022
Taxas de desconto (%)	5% - 7,5% - 10%	IRENA, 2022
Taxa de câmbio (TC) (US\$ --> R\$)	5	BCB, 2023

Fonte: Elaboração própria.

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Nesta seção, serão apresentados os resultados obtidos a partir da metodologia descrita na seção anterior, bem como a discussão dos principais achados deste estudo.

O primeiro objetivo específico deste trabalho **confrontar as principais vantagens e desvantagens de cada um dos sistemas de geração de energia**, foi atingido ao se verificar os apontamentos nas Tabelas 1, 2 e 4 de Silva, Shayani e Oliveira (2018) tem-se que: “A fonte solar fotovoltaica chama atenção por possuir vantagens que sobressaem suas desvantagens, tornando assim a mais recomendada para investimentos que visam atender aspectos socioambientais” (Silva, Shayani e Oliveira, 2018, p.8).

A partir do exposto por Rosa-Clot e Tina (2020) e Ming et al. (2018) a utilização de sistemas de geração de energia elétrica híbridos hidrelétricos e solar fotovoltaicos é uma possível solução a qual se complementam os aspectos positivos de ambas as fontes e se minimizam os aspectos negativos.

Dessa forma, essa solução híbrida, se for viável, como proposta de solução se apresenta como candidata ideal para prover uma geração completamente renovável para o país

Essa informação nos permite estimar na Tabela 12 quanto foi gasto a mais em geração de energia elétrica nas crises de 2014 e 2021 se comparados a um ano com padrão normal de geração.

Tabela 12 - Preço adicional da energia nas crises de 2014 e 2021

Ano	Geração total (MWh)	Preço Médio Corrigido (R\$/MWh)	Preço médio ano padrão (R\$/MWh)	Preço estimado da energia no ano corrigido
2014	590.542.000	R\$ 1.096,13	-	R\$ 647.312.455.977,60
2014	590.542.000	-	R\$ 59,00	R\$ 34.841.978.000,00
			Diferença	R\$ 612.470.477.977,60
2021	656.109.000	R\$ 314,36	-	R\$ 206.255.081.349,00
2021	656.109.000	-	R\$ 59,00	R\$ 38.710.431.000,00
			Diferença	R\$ 167.544.650.349,00

Fonte: Elaboração própria com dados da CCEE (2023) e EPE (2022)

Com base nesses resultados podemos estimar que o custo adicional de geração de energia elétrica com a utilização de termelétricas foi em excesso de

R\$ 780 bilhões com as duas últimas crises, em um intervalo de 7 anos. Esse valor supera em mais de duas vezes o investimento do decênio 2014 a 2024 no setor elétrico ou em quase três vezes o investimento com geração, segundo os dados disponíveis no sieBRASIL (2023).

Como estimado por Hunt.; Stilpen e De Freitas (2018), as crises de energia no Brasil ocorrem em intervalos de 10 a 15 anos, portanto, como a última foi em 2021, podemos estimar que a próxima crise será entre 2031 e 2036. Dessa forma verificamos que uma solução ou investimentos no setor elétrico que evitem ou mitiguem consideravelmente os efeitos de uma crise que custem menos que 780 bilhões de reais nessa janela de tempo devem ser considerados como economicamente viáveis, uma vez que os investimentos em infraestrutura tendem a gerar benefícios duradouros, enquanto esses gastos emergenciais somente evitaram a falta de energia durante a crise sem trazer melhorias consideráveis para o SEB.

Tendo esse valor de R\$ 780 bilhões como referência, para o terceiro objetivo específico foram analisados três cenários como **propostas de solução para implementação massiva de um sistema fotovoltaico e hidrelétrico híbrido**, tornando a matriz energética brasileira próxima da completa renovabilidade, e verificando se os custos dessas soluções são condizentes com os padrões de razoabilidade e racionalidade econômica identificados como viáveis no objetivo anterior.

4.1 CENÁRIO 1 - SUBSTITUIR 155 TWh/ANO DE GERAÇÃO NÃO RENOVÁVEL COM GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA.

Apesar do valor elevado de quase 380 bilhões de reais, se o sistema já estivesse implementado em 2021, 167 bilhões teriam sido economizados naquele ano e se considerarmos a vida útil de até 30 anos, como colocado por (Tan et al., 2022), e supormos que o sistema não tivesse perdas ao longo desse período, utilizando o valor do kWh a 59 reais, seriam economizados mais 274 bilhões de reais.

A partir desse primeiro cenário, verificamos que a implementação de um sistema fotovoltaico massivo aparenta ser uma solução interessante para o problema de fornecimento de energia elétrica do país. Contudo, como o sistema do Cenário 1 não contempla a necessidade de crescimento de demanda energética do país, e seguindo o fluxograma da Figura 20, não será feita uma análise mais aprofundada de sua viabilidade.

4.2 CENÁRIO 2 - IMPLEMENTAR UM SISTEMA HÍBRIDO HIDRELÉTRICO E SOLAR FOTOVOLTAICO CAPAZ DE GERAR E SUPRIR TODA A DEMANDA POR ENERGIA ELÉTRICA EM 2032.

Os resultados obtidos para o LCOE do Cenário 2 são apresentados abaixo, na Tabela 13:

Tabela 13 - Resultados do Custo Nivelado da Energia para o Cenário 2.

Taxa de desconto	5,0%		7,5%		10,0%	
(A) Custo Total em 25 anos	R\$ 568.534.396.434		\$568.506.156.909		R\$ 596.564.381.734	
(B) Produção Total em 25 anos	3.568.283.329.450kWh		3.568.283.329.450kWh		3.568.283.329.450kWh	
Razão (A/B) = (LCOE) (R\$)	R\$ 0,16/kWh	R\$ 159,33/MWh	R\$ 0,16/kWh	R\$ 159,32/MWh	R\$ 0,16/kWh	R\$ 159,32/MWh
Razão (A/B)/TC = (LCOE) (US\$)	\$ 0,03/kWh	\$ 31,87/MWh	\$ 0,03/kWh	\$ 31,86/MWh	\$ 0,03/kWh	\$ 31,86/MWh

Fonte:Elaboração própria.

Segundo GIZ (2021), para criação de empregos, para cada MWp instalado espera-se que sejam criados 28,3 empregos, portanto, podemos estimar que essa solução geraria 4,21 milhões de empregos no país.

Diante desses, resultados verificamos que o sistema proposto como solução para o Cenário 2 teria uma potência FV instalada de 148,8 GWp, com produção anual híbrida, solar FV e hidrelétrica, estimada em 591,9TWh, com um custo de instalação previsto em R\$ 568,4 bilhões, LCOE de R\$ 0,16/kWh e criaria 4,21 milhões de empregos.

4.3 CENÁRIO 3 - IMPLEMENTAR UM SISTEMA HÍBRIDO HIDRELÉTRICO E SOLAR FOTOVOLTAICO FLUTUANTE (FVF) CAPAZ DE GERAR E SUPRIR TODA A DEMANDA DE ENERGIA ELÉTRICA EM 2032.

Os resultados obtidos para o LCOE do Cenário 3 são apresentados abaixo, na Tabela 14:

Tabela 14 - Resultados do Custo Nivelado da Energia para o Cenário 3.

Taxa de desconto	5,0%		7,5%		10,0%	
(A) Custo Total em 25 anos	R\$ 653.796.796.434		R\$ 653.768.556.909		R\$ 653.749.139.389	
(B) Produção Total em 25 anos	3.925.111.662.395kWh		3.925.111.662.395kWh		3.925.111.662.395kWh	
Razão (A/B) = (LCOE) (R\$)	R\$ 0,17/kWh	R\$ 166,57/MWh	R\$ 0,17/kWh	R\$ 166,56/MWh	R\$ 0,17/kWh	R\$ 166,56/MWh
Razão (A/B)/TC = (LCOE) (US\$)	\$ 0,03/kWh	\$ 33,31/MWh	\$ 0,03/kWh	\$ 33,31/MWh	\$ 0,03/kWh	\$ 33,31/MWh

Fonte:Elaboração própria.

Outra vantagem desse sistema é a diminuição de 79% evaporação da água da superfície coberta pelo sistema FVF, como colocado por Rosa-Clot e Tina (2020). A partir dos dados da ANA (2021), que nos diz que a taxa de evaporação média é de 22 l/s.km², e do resultado da Equação (6) podemos estimar a economia de água:

$$744 \text{ km}^2 * 22 \text{ l/s} \cdot \text{km}^2 * 79\% = 12.930 \text{ l/s} \quad (12)$$

Em um ano isso representa uma economia de mais de 408 bilhões de litros de água nos reservatórios. Conforme apontado por Farfan e Breyer (2018), essa economia nos permite aumentar a produção hidrelétrica em 6,23% para 25% da área coberta sem prejuízos ao armazenamento. Utilizando, 2,4% da área coberta e os 360 TWh de geração hidráulica de referência do Cenário 3, estima-se um ganho de cerca de 0,6%, ou seja, mais 2,16 TWh com a geração hidrelétrica.

Diante desses resultados, verificamos que o sistema proposto como solução para o Cenário 3 teria uma potência FV instalada de 148,8 GWp, com produção anual híbrida, solar FV e hidrelétrica, estimada em 615,1 TWh ou 617,26 TWh se considerarmos o ganho com água não evaporada, com um custo de instalação previsto em R\$ 653,7 bilhões, LCOE de R\$ 0,17/kWh e criaria 4,21 milhões de empregos.

Na Tabela 15 estão os resultados obtidos com os 3 cenários:

Tabela 15 - Resultados obtidos nos Cenários 1, 2 e 3.

	Cenário 1		Cenário 2		Cenário 3	
Taxa de desconto	-		7,50%		7,50%	
Custo Inicial	R\$ 379,90 bilhões		R\$ 568,42 bilhões		R\$ 653,68 bilhões	
Custo Total em 25 anos	-		R\$ 568,50 bilhões		R\$ 653,75 bilhões	
Produção ano 1	155 TWh		231,9 TWh		255,1 TWh	
Produção Total (25 anos)	-		3.568.283 TWh		3.925.112 TWh	
Razão (LCOE) (R\$)	-	-	R\$ 0,16/kWh	R\$ 159,32/MWh	R\$ 0,17/kWh	R\$ 166,56/MWh
Razão (LCOE) (US\$)	-	-	\$ 0,03/kWh	\$ 31,86/MWh	\$ 0,03/kWh	\$ 33,31/MWh
Novos empregos	2,81 milhões		4,21 milhões		4,21 milhões	

Fonte: Elaboração própria

Verificamos que a produção total dos 3 cenários não foi suficiente para gerar os 354 TWh estimados para suprir a demanda de energia elétrica do país em 2032. Apesar disso, se considerarmos as demais formas de geração de energia elétrica renovável já instaladas no Brasil será possível suprir toda a demanda projetada no PDE 2032. (EPE/MME, 2022).

Somente com geração eólica foram gerados mais de 80 TWh em 2022 (EPE, 2023). Considerando a integração das usinas híbridas dos Cenários 2 ou 3 com a geração eólica já presente no país, teríamos a produção acima da banda inferior projetada de 666 TWh/ano (EPE/MME, 2022).

A partir desses resultados, do ponto de vista de tomada de decisão, o Cenário 2 é o que apresenta melhor LCOE e tecnologia mais madura, contudo, se houver um barateamento dos custos dos sistemas FVF, considerando os benefícios associados, estes podem se tornar uma opção melhor.

5 CONCLUSÃO

Seguindo a estimativa de Cuce et al. (2022) a produção estimada de sistemas híbridos hidrelétricos e solares FV propostos deveriam ser 35,9% maiores que a produção hidrelétrica, portanto, um ganho de 129,24 TWh, para uma geração de 360 TWh totalizando 489,24 TWh de produção. Contudo, verificamos que essa estimativa é conservadora, uma vez que no Cenário 2 verificou-se um ganho de 64,4% e 70,9% no Cenário 3.

Ainda que a produção total dos sistemas híbridos do Cenário 2 e do Cenário 3 não possuam a capacidade de produção total de energia elétrica do país até 2032, essa proposta de solução se integrada às demais fontes renováveis no país será capaz de suprir toda a demanda

Além disso, os valores do Custo Nivelado da Energia (LCOE) das soluções se mostram competitivos, na faixa de US\$ 32-33/MWh ou US\$ 0,03/kWh, estando em linha com o LCOE mais baixo, geração eólica *onshore*, apresentado pela IRENA (2022) na Tabela 9. Também estão dentro da banda de valores, próximo aos valores mais baixos, de LCOE FV calculados por Lazard (2023) em 2023, Figura 22. E, principalmente, bastante inferiores aos US\$ 168/MWh da geração térmica a gás (pico) apresentado por Lazard (2023) na Figura 21.

Apesar dos custos elevados, R\$ 568,4 bilhões do Cenário 2 e R\$ 653,7 bilhões para o Cenário 3, verificamos que o Brasil investiu nos últimos 9 anos R\$ 376,5 bilhões no setor elétrico, portanto verificamos que a ordem de magnitude dos investimentos não é discrepante. Principalmente se considerarmos que o investimento na expansão de combustíveis no mesmo período foi de mais de R\$ 1,0 trilhão, segundo os dados do sieBRASIL (2023) apresentados na Tabela 6.

Também devemos considerar que o valor da solução apesar de elevado é menor que o valor de R\$ 780 bilhões, calculado na Tabela 12, gastos para sanar as crises energéticas de 2014 e 2021, e será feito na forma de investimentos, com benefícios imediatos e à longo prazo, propiciando segurança energética para o país.

Diante do exposto, verificamos que a implementação massiva de sistemas fotovoltaicos ou sistemas fotovoltaicos flutuantes para a hibridização da geração

hidrelétrica se mostram como soluções técnico-econômicas viáveis para prover segurança energética para Brasil.

5.1 CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO

- Apresentação de um modelo de geração híbrido hidrelétrico e solar fotovoltaico como alternativa ao modelo brasileiro atual hidrelétrico e térmico.
- Sugestão de um método para determinar a viabilidade de fontes geradoras de energia elétrica a partir da análise do Custo Normalizado da Energia.
- Estimativa de custos das térmicas e das crises de energia elétrica de 2014 e 2021 para o Brasil.

5.2 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

- Analisar de forma mais aprofundada o custo da geração com as diferentes fontes de energia para o País;
- Verificar se as reduções de evaporação de um sistema FVF se traduzem em ganhos adicionais de geração hidrelétrica do sistema híbrido, uma vez que a literatura sobre o assunto é escassa;
- Verificar se os ganhos estimados de geração hidrelétrica em um sistema híbrido hidrelétrico e fotovoltaico no Brasil se confirmam em um modelo real;
- Avaliar a integração de mais fontes ao modelo híbrido proposto, como a geração eólica, e os impactos da integração das fontes adicionais.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS E SANEAMENTO BÁSICO (ANA). **Conjuntura dos recursos hídricos no Brasil 2022**: informe anual. Brasília: ANA. 2023. Disponível em <https://www.snirh.gov.br/portal/centrais-de-conteudos/conjuntura-dos-recursos-hidricos> . Acesso em: 22 jun. 2023

ALMEIDA, Eliane. ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA: REVISÃO BIBLIOGRÁFICA. **Revista FUMEC**, v. 1, n. 2, 2015.

ALVARENGA CUMPLIDO, Meiriele *et al.* Secas e crises hídricas no Sudeste do Brasil: um histórico comparativo entre os eventos de 2001, 2014 e 2021 com enfoque na bacia do rio Paraná. **Revista Brasileira de Climatologia**, v. 32, p. 129-153, 10 jan. 2023. Disponível em: <https://doi.org/10.55761/abclima.v32i19.16154>. Acesso em: 22 jun. 2023.

ANA, Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico (Brasil). **Evaporação líquida de reservatórios artificiais no Brasil** / Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico. -- Brasília: ANA, 2021. 92 p.: il. ISBN: 978-65-88101-20-9

ANA. **Conjuntura dos recursos hídricos no Brasil 2021**: informe anual. Brasília: ANA. 2022. Disponível em <https://www.snirh.gov.br/portal/centrais-de-conteudos/conjuntura-dos-recursos-hidricos> . Acesso em: 22 jun. 2023

ARAÚJO NETO, Laércio Tavares de. **A ampliação da matriz energética brasileira entre 1970 e 2009**. Recife, 2011. 81 f.: Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Pernambuco. CCSA, Economia, 2011.

BANCO MUNDIAL; ESMAP; SERIS, **Where Sun Meets Water: Floating Solar Market Report - Executive Summary (English)**. Washington, D.C. : World Bank Group.2018 Disponível em: <http://documents.worldbank.org/curated/en/579941540407455831/Floating-Solar-Market-Report-Executive-Summary>

BAZÁN NAVARRO, Ciro Eduardo *et al.* Does economic growth promote electric power consumption? Implications for electricity conservation, expansive, and security policies. **The Electricity Journal**, v. 36, n. 1, p. 107235, Jan. 2023. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.tej.2023.107235>. Acesso em: 21 jun. 2023.

BCB, Banco Central do Brasil. **BCB - Calculadora do cidadão**. Disponível em: <https://www3.bcb.gov.br/CALCIDADAOPUBLICO/corrigirPorIndice.do?method=corrigirPorIndice> . Acesso em: 2 Jul. 2023.

BELESSIOTIS, V. G.; PAPANICOLAOU, E. History of solar energy. *In*: BELESSIOTIS, V. G.; PAPANICOLAOU, E. **Comprehensive renewable energy**. [S. l.]: Elsevier, 2012. p. 85-102. ISBN 9780080878737. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/b978-0-08-087872-0.00303-6>. Acesso em: 24 jun. 2023.

BRANKER, K.; PATHAK, M. J. M.; PEARCE, J. M. A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 15, n. 9, p. 4470-4482, Dez. 2011. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.07.104>. Acesso em: 4 jul. 2023.

BRASIL, Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética. **Plano decenal de expansão de energia 2026**. Brasília: [s. n.], 2017. 271 p.

BRASIL, Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética. **Plano decenal de expansão de energia 2032**. Brasília, 2022

BRASIL, Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética. **Nº NT-EPE-PR 003/2022**: oferta de Energia Elétrica – PNE2050. Rio de Janeiro: [s. n.], 2022. 164 p.

BRASIL. Decreto nº 3900, de 29 de agosto de 2001. Decreto nº 3.900 de 29/08/2001. **Diário Oficial da União**, 30 ago. 2001. Disponível em: <https://legis.senado.leg.br/norma/402632>. Acesso em: 21 jun. 2023.

BRASIL. Decreto nº 94686, de 27 de julho de 1987. Decreto nº 94.686 de 27/07/1987. **Diário Oficial da União**, 28 jul. 1987. Disponível em: <https://legis.senado.leg.br/norma/517326>. Acesso em: 21 jun. 2023.

BRASIL. Lei nº 10438, de 26 de abril de 2002. Lei nº 10.438 de 26/04/2002. **Diário Oficial da União - Edição Extra**, 29 abr. 2002. Disponível em: <https://legis.senado.leg.br/norma/552314>. Acesso em: 21 jun. 2023.

BRASIL. Lei nº 10847, de 15 de março de 2004. Lei nº 10.847 de 15/03/2004. **Diário Oficial da União**, 16 mar. 2004a. Disponível em: <https://legis.senado.leg.br/norma/552723>. Acesso em: 21 jun. 2023.

BRASIL. Lei nº 10848, de 15 de março de 2004. Lei nº 10.848 de 15/03/2004. **Diário Oficial da União**, 16 mar. 2004b. Disponível em: <https://legis.senado.leg.br/norma/552724>. Acesso em: 21 jun. 2023.

BRASIL. Lei nº 14182, de 12 de julho de 2021. Lei nº 14.182 de 12/07/2021. **Diário Oficial da União**, 13 jul. 2021a. Disponível em: <https://legis.senado.leg.br/norma/34276459>. Acesso em: 21 jun. 2023.

BRASIL. Lei nº 14182, de 12 de julho de 2021. Lei nº 14.182 de 12/07/2021. **Diário Oficial da União**, 13 jul. 2021b. Disponível em: <https://legis.senado.leg.br/norma/34276459>. Acesso em: 21 jun. 2023.

BRASIL. Lei nº 8031, de 12 de abril de 1990. Lei nº 8.031 de 12/04/1990. **Diário Oficial da União**, 13 abr. 1990. Disponível em: <https://legis.senado.leg.br/norma/549907>. Acesso em: 21 jun. 2023.

BRASIL; MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA; EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Nacional de Energia 2050**. Brasília: [s. n.], 2020. 243 p. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-563/Relatorio%20Final%20do%20PNE%202050.pdf>. Acesso em: 15 mar. 2023.

CACHAPUZ, Paulo. **História da operação do sistema interligado nacional**. Rio de Janeiro: Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2003. ISBN 8585147598.

CAMARGO, Luiz Gustavo Barduco Cugler. **O setor elétrico brasileiro e sua normatização contemporânea**. 2005. 82 p. Trabalho de Conclusão de Curso — Unisantos, Santos, 2005.

CASTILHO, Denis. Privatização da Eletrobras. **Revista da ANPEGE**, 23 out. 2022. Disponível em: <https://doi.org/10.5418/ra2022.v18i36.16258>. Acesso em: 22 jun. 2023.

CAZZANIGA, Raniero *et al.* Integration of PV floating with hydroelectric power plants. **Heliyon**, v. 5, n. 6, p. e01918, jun. 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2019.e01918>. Acesso em: 4 Jul. 2023.

CAZZANIGA, R. *et al.* Floating photovoltaic plants: Performance analysis and design solutions. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 81, p. 1730-1741, Jan. 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.269>. Acesso em: 29 jun. 2023.

CCEE. **20 anos do mercado brasileiro de energia elétrica**. São Paulo: CCEE, 2019. *E-book* (236 p.). ISBN 978-65-80021-00-0. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/documents/80415/919440/CCEE%2020%20anos%20Livro%20Versão%20Digital.pdf/200a7a28-af2b-1fa5-9993-d7f2a793eec5>. Acesso em: 18 jan. 2023.

CCEE. **Painel de Preços - CCEE**. 2023. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/web/guest/precos/painel-precos>. Acesso em: 30 jun. 2023.

CENTRO DA MEMÓRIA DA ELETRICIDADE NO BRASIL. **Panorama do setor de energia elétrica no Brasil**. 2. ed. Rio de Janeiro: [s. n.], 2006. 810 p. ISBN 9788585147730.

CHAPIN, D. M.; FULLER, C. S.; PEARSON, G. L. A new silicon p-n junction photocell for converting solar radiation into electrical power. **Journal of Applied Physics**, v. 25, n. 5, p. 676-677, maio 1954. Disponível em: <https://doi.org/10.1063/1.1721711>. Acesso em: 24 jun. 2023.

CLEVELAND, Cutler J. **Encyclopedia of Energy, Six -Volume Set, Volume 1-6 (Encyclopedia of Energy Series)**. [S. l.]: Elsevier Science, 2004. 5376 p. ISBN 9780121764807.

COMITÊ DE MONITORAMENTO DO SETOR ELÉTRICO (CMSE). **Nota Informativa - 264ª Reunião do CMSE (Ordinária) (06-04-2022)**, 2022. Disponível em: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cmse/atas/2022/anexo-1_nota-informativa-264a-reuniao-do-cmse-ordinaria-06-04-2022.pdf/view.

COOPER, Christopher; SEIFER, Marc J. **Truth about Tesla: The Myth of the Lone Genius in the History of Innovation**. [S. l.]: Quarto Publishing Group USA, 2018. ISBN 9780760363706.

CORREIO BRAZILIENSE, Agência Estado. Consumidores devem pagar R\$ 13,1 bilhões por uso de energia de térmicas neste ano. **Correio Braziliense**, 12 jul. 2021. Disponível em: <<https://www.correiobraziliense.com.br/economia/2021/07/4937122-consumidores-devem-pagar-rs-131-bilhoes-por-uso-de-energia-de-termicas-neste-ano.html>> Acesso em: 28 jan. 2023.

COSTA, Evaldo *et al.* Influence of public policies on the diffusion of wind and solar PV sources in Brazil and the possible effects of COVID-19. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 162, p. 112449, Jul. 2022. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112449>. Acesso em: 22 jun. 2023.

CUCE, Erdem *et al.* Floating PVs in Terms of Power Generation, Environmental Aspects, Market Potential, and Challenges. **Sustainability**, v. 14, n. 5, p. 2626, 24 fev. 2022. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/su14052626>. Acesso em: 29 jun. 2023.

DAEMEN, Jaak J. K. Coal Industry, History of. In: DAEMEN, Jaak J. K. **Encyclopedia of Energy**. [S. l.]: Elsevier, 2004. p. 457-473. ISBN 9780121764807. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/b0-12-176480-x/00043-7>. Acesso em: 24 jun. 2023.

DARLING, Seth B. *et al.* Assumptions and the levelized cost of energy for photovoltaics. **Energy & Environmental Science**, v. 4, n. 9, p. 3133, 2011. Disponível em: <https://doi.org/10.1039/c0ee00698j>. Acesso em: 4 Jul. 2023.

DINCER, Ibrahim; BICER, Yusuf. 4.19 PV-Based Energy Conversion Systems. In: DINCER, Ibrahim; BICER, Yusuf. **Comprehensive Energy Systems**. [S. l.]: Elsevier, 2018. p. 762-793. ISBN 9780128149256. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-809597-3.00430-2>. Acesso em: 24 jun. 2023.

EHARA, T.; KOMOTO, K.; VAN DER VLEUTEN, P. Very Large-Scale Photovoltaic Systems. In: EHARA, T.; KOMOTO, K.; VAN DER VLEUTEN, P. **Comprehensive Renewable Energy**. [S. l.]: Elsevier, 2012. p. 733-744. ISBN 9780080878737. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/b978-0-08-087872-0.00149-9>. Acesso em: 24 jun. 2023.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. **Balanco Energético Nacional (BEN) 2021**. 2021. Disponível em <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2022> Acesso em 23 de jun. 2023.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. **Balanco Energético Nacional (BEN) 2022**. 2022. Disponível em <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2022> Acesso em 23 de jun. 2023.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. **Balanco Energético Nacional (BEN) 2023: relatório síntese**. 2023a. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2023> Acesso em 30 de jun. 2023.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. **Balanco Energético Nacional**. 2010. Disponível em: <https://ben.epe.gov.br/>

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. Estudos de inventário de usinas hidrelétricas reversíveis - Metodologia e resultados preliminares para o Estado do Rio de Janeiro, **Nota Técnica EPE-DEE-NT-006/2019-r0**. Ministério de Minas e Energia, Rio de Janeiro, 2019

EPE. Site da **Empresa de Pesquisa Energética**. 2023b. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-pde> . Acesso em: 1 jul. 2023.

FANG, Wei *et al.* Optimal sizing of utility-scale photovoltaic power generation complementarily operating with hydropower: A case study of the world's largest hydro-photovoltaic plant. **Energy Conversion and Management**, v. 136, p. 161-172, mar. 2017. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2017.01.012>. Acesso em: 29 jun. 2023.

FARFAN, Javier; BREYER, Christian. Combining floating solar photovoltaic power plants and hydropower reservoirs: A virtual battery of great global potential. **Energy Procedia**, v. 155, p. 403-411, nov. 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2018.11.038>. Acesso em: 25 jun. 2023.

FARRAR, Lewis W. et al. Floating solar PV to reduce water evaporation in water stressed regions and powering water pumping: Case study Jordan. **Energy Conversion and Management**, v. 260, p. 115598, maio 2022. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.115598>. Acesso em: 24 jun. 2023.

FINKLER, A.; FINKLER, D. R.; CASTRO, J. L. D. S. C. L. D. S.; MILKE, T. F. Relação do crescimento econômico e consumo de energia elétrica. **Salão do Conhecimento**, [S. l.], v. 2, n. 2, 2016. Disponível em: <https://www.publicacoeseventos.unijui.edu.br/index.php/salaoconhecimento/article/view/7237>. Acesso em: 21 jun. 2023.

FONTENELLE, Ana Luiza; PEYERL, Drielli; HIDALGO, Ieda Geriberto. Looking at the past to understand the present and future of urban water–energy nexus. *In*: FONTENELLE, Ana Luiza; PEYERL, Drielli; HIDALGO, Ieda Geriberto. **Advances in Science, Technology & Innovation**. Cham: Springer International Publishing, 2022. p. 85-88. ISBN 9783031008078. Disponível em: https://doi.org/10.1007/978-3-031-00808-5_20. Acesso em: 22 jun. 2023.

FOTOVOLTAICO *In*: **Dicionário da Língua Portuguesa**. Lisboa: Priberam Informática, 2023. Disponível em: <https://dicionario.priberam.org/fotovoltaiico>

FTHENAKIS, V. M.; NIKOLAKAKIS, T. Storage Options for Photovoltaics. *In*: FTHENAKIS, V. M.; NIKOLAKAKIS, T. **Comprehensive Renewable Energy**. [S. l.]: Elsevier, 2012. p. 199-212. ISBN 9780080878737. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/b978-0-08-087872-0.00106-2>. Acesso em: 24 jun. 2023.

GEORGAKELLOS, Dimitrios A. Impact of a possible environmental externalities internalization on energy prices: The case of the greenhouse gases from the Greek electricity sector. **Energy Economics**, v. 32, n. 1, p. 202-209, jan. 2010. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2009.05.010>. Acesso em: 22 jun. 2023.

GEVORKIAN, Peter. **Alternative energy systems in building design**. New York: McGraw-Hill, 2010. 522 p. ISBN 9780071621472.

GIACOMELLI SOBRINHO, Valny; LAGUTOV, Viktor; BARAN, Sándor. Green with savvy? Brazil's climate pledge to the Paris Agreement and its transition to the green economy. **Energy and Climate Change**, v. 1, p. 100015, dez. 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.egycc.2020.100015>. Acesso em: 24 jun. 2023.

GIZ, a. Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit. **A mão de obra na cadeia produtiva do setor solar brasileiro**. Brasília: Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, 2021. 42 p.

GLOBAL SOLAR ATLAS. **Global Solar Atlas**. 2023. Disponível em: <https://globalsolaratlas.info/detail?r=BRA&c=-15.129112,-54.3875,4>. Acesso em: 27 jun. 2023.

GOMES, Antônio Claret Silva et al. O setor elétrico. In: SÃO PAULO, Elizabeth Maria De; KALACHE FILHO, Jorge (Org.). **Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social 50 anos: histórias setoriais**. Rio de Janeiro: DBA, 2002. Sem volume, p. 321 -347.

GOMES, J. P. P.; VIEIRA, M. M. F. O campo da energia elétrica no Brasil de 1880 a 2002. **Revista de Administração Pública**, Rio de Janeiro, RJ, v. 43, n. 2, p. 295 a 322, 2009. Disponível em: <https://bibliotecadigital.fgv.br/ojs/index.php/rap/article/view/6689>. Acesso em: 21 jun. 2023.

GREEN, Constance McLaughlin. **Vanguard: A history**. Washington: Scientific and Technical Information Division, **National Aeronautics and Space Administration**, 1970. 308 p.

GREENER. **Estudo estratégico geração distribuída 2022**. São Paulo: [s. n.], 2022. 122 p. Disponível em: <https://www.greener.com.br/estudo/estudo-estrategico-geracao-distribuida-2022-mercado-fotovoltaico-1-semester/>. Acesso em: 27 Jan. 2023.

HIRST, L. C. Principles of solar energy conversion. In: HIRST, L. C. **Comprehensive renewable energy**. [S. l.]: Elsevier, 2012a. p. 293-313. ISBN 9780080878737. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/b978-0-08-087872-0.00115-3>. Acesso em: 24 jun. 2023.

HUNT., Julian David; STILPEN, Daniel; DE FREITAS, Marcos Aurélio Vasconcelos. A review of the causes, impacts and solutions for electricity supply crises in Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 88, p. 208-222, maio 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.02.030>. Acesso em: 21 jun. 2023.

IEA, International Energy Agency. **Special Report on Solar PV Global Supply Chains**. [S. l.]: International Energy agency, 2022. 126 p.

IEA. **Projected costs of generating electricity**. 2. ed. Paris: International Energy Agency, Nuclear Energy Agency, Organization for Economic Co-operation and Development, 2010. 215 p. ISBN 9789264084315.

IEA. **Projected costs of generating electricity. 2020.** ed. Paris: International Energy Agency, Nuclear Energy Agency, Organization for Economic Co-operation and Development, 2020a. 223 p.

IEA. **Renewables 2020 analysis and forecast to 2025.** Paris, 2020b. 172 p. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/renewables-2020>.

İLHAMI, Yıldız; MACEACHERN, Craig. 1.2 Historical Aspects of Energy. *In*: İLHAMI, Yıldız; MACEACHERN, Craig. **Comprehensive Energy Systems.** [S. l.]: Elsevier, 2018. p. 24-48. ISBN 9780128149256. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-809597-3.00102-4>. Acesso em: 24 jun. 2023.

IMHOFF, Johninon. **Desenvolvimento de conversores estáticos para sistemas fotovoltaicos autônomos.** 2007. Universidade Federal de Santa Maria, [s. l.], 2007. Disponível em: <http://repositorio.ufsm.br/handle/1/8608>. Acesso em: 21 jun. 2023.

INSTITUTO E+ TRANSIÇÃO ENERGÉTICA. **Panorama do sistema elétrico brasileiro.** Rio de Janeiro: [s. n.], 2020. 86 p.

IRENA, International Renewable Energy Agency. **RENEWABLE POWER GENERATION COSTS IN 2021.** Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2022. 204 p. ISBN 978-92-9260-452-3.

JURASZ, Jakub; KIES, Alexander; ZAJAC, Pawel. Synergetic operation of photovoltaic and hydro power stations on a day-ahead energy market. **Energy**, v. 212, p. 118686, dez. 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118686>. Acesso em: 29 jun. 2023.

KAZMERSKI, L.L. Comprehensive Renewable Energy. *In*: KNOTHE, G. **Comprehensive Renewable Energy.** [S. l.]: Elsevier, 2012. p. 11-14. ISBN 9780080878737. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/b978-0-08-087872-0.00502-3>. Acesso em: 24 jun. 2023.

KNOTHE, G. Historical Perspectives on Biofuels. *In*: KNOTHE, G. **Comprehensive Renewable Energy.** [S. l.]: Elsevier, 2012. p. 11-14. ISBN 9780080878737. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/b978-0-08-087872-0.00502-3>. Acesso em: 24 jun. 2023.

KRUYT, Bert *et al.* Indicators for energy security. **Energy Policy**, v. 37, n. 6, p. 2166-2181, jun. 2009. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.02.006>. Acesso em: 24 jun. 2023.

LA PICIRELLI, Lidiane *et al.* Life cycle assessment of prospective scenarios maximizing renewable resources in the Brazilian electricity matrix. **Renewable Energy Focus**, nov. 2022. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.ref.2022.11.002>. Acesso em: 1 Jul. 2023.

LAMONT, L. A. History of photovoltaics. *In*: LAMONT, L. A. **Comprehensive renewable energy.** [S. l.]: Elsevier, 2012. p. 31-45. ISBN 9780080878737. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/b978-0-08-087872-0.00102-5>. Acesso em: 24 jun. 2023.

LANDAU, Elena. Um modelo incompleto. In: ROCKMANN, Roberto (org.). **20 anos do mercado brasileiro de energia elétrica**. São Paulo: CCEE, 2019. p. 92-97. ISBN 978-65-80021-00-0. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/documents/80415/919440/CCEE%2020%20anos%20Livro%20Versão%20Digital.pdf/200a7a28-af2b-1fa5-9993-d7f2a793eec5>. Acesso em: 18 Jan. 2023.

LANDES, David S. **The unbound Prometheus**: Technological change and industrial development in Western Europe from 1750 to the present. Cambridge: Cambridge University Press, 1969. 566 p. ISBN 0521094186.

LAZARD. **2023 Levelized Cost of Energy+ report**. [S. l.: s. n.], 2023. Disponível em: <https://www.lazard.com/research-insights/levelized-cost-of-energyplus/>.

LEE, Nathan *et al.* Hybrid floating solar photovoltaics-hydropower systems: Benefits and global assessment of technical potential. **Renewable Energy**, v. 162, p. 1415-1427, dez. 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.08.080>. Acesso em: 29 jun. 2023.

LIMA, Maria Thereza da Silva Lopes; SOUZA, Marina Corrêa de. Discorrendo sobre o uso das termelétricas no Brasil. **Ciência e Natura**, v. 37, p. 17, 18 jun. 2015. Disponível em: <https://doi.org/10.5902/2179460x18493>. Acesso em: 21 jun. 2023.

LIMA, M. A. *et al.* Renewable energy in reducing greenhouse gas emissions: Reaching the goals of the Paris agreement in Brazil. **Environmental Development**, v. 33, p. 100504, mar. 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.envdev.2020.100504>. Acesso em: 21 jun. 2023.

LIU, Haohui; KUMAR, Abhishek; REINDL, Thomas. The Dawn of Floating Solar—Technology, Benefits, and Challenges. In: LIU, Haohui; KUMAR, Abhishek; REINDL, Thomas. **Lecture notes in civil engineering**. Singapore: Springer Singapore, 2019. p. 373-383. ISBN 9789811387425. Disponível em: https://doi.org/10.1007/978-981-13-8743-2_21. Acesso em: 25 jun. 2023.

Lorenzo, Helena Carvalho. O setor elétrico brasileiro: passado e futuro. Perspectivas: **Revista de Ciências Sociais**, v. 24/25, 2001/2002. Disponível em: <<http://hdl.handle.net/11449/108151>>

MAGALHÃES, L. C. de A. Energia hidrelétrica. **Revista de Administração Pública**, Rio de Janeiro, RJ, v. 12, n. 4, p. 17 a 55, 1978. Disponível em: <https://bibliotecadigital.fgv.br/ojs/index.php/rap/article/view/7476>. Acesso em: 27 jan. 2023.

MASTERS, Gilbert M. The Electric Power Industry. In: MASTERS, Gilbert M. **Renewable and Efficient Electric Power Systems**. Hoboken, NJ, USA: John Wiley & Sons, Inc., 2004. p. 107-168. ISBN 9780471668824. Disponível em: <https://doi.org/10.1002/0471668826.ch3>.

MEMÓRIA DA ELETRICIDADE. **Linha do Tempo**. 2022. Disponível em: <https://memoriadaeletricidade.com.br/linha-do-tempo>. Acesso em: 24 jun. 2023.

MING, Bo *et al.* Optimal daily generation scheduling of large hydro–photovoltaic hybrid power plants. **Energy Conversion and Management**, v. 171, p. 528-540, set. 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.06.001>. Acesso em: 26 jun. 2023.

MOTA, V. A. S. (2015). **A Energia Solar Fotovoltaica Distribuída Como Alternativa Para a Crise Energética Nacional: Modelo de Expansão Acelerada Através de Subsídios Economicamente Justificados**. Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia Elétrica, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 175p.

MOYEDA, David K. Pulverized Coal-Fired Boilers pulverized coal coal-fired boilers and Pollution Control. *In*: MOYEDA, David K. **Encyclopedia of Sustainability Science and Technology**. New York, NY: Springer New York, 2012. p. 8347-8372. ISBN 9780387894690. Disponível em: https://doi.org/10.1007/978-1-4419-0851-3_101. Acesso em: 24 jun. 2023.

NAGANANTHINI, R.; NAGAVINOTHINI, R. Investigation on floating photovoltaic covering system in rural Indian reservoir to minimize evaporation loss. **International Journal of Sustainable Energy**, v. 40, n. 8, p. 781-805, 11 Jan. 2021. Disponível em: <https://doi.org/10.1080/14786451.2020.1870975>. Acesso em: 29 jun. 2023.

NARULA, Kapil; REDDY, B. Sudhakara. A SES (sustainable energy security) index for developing countries. **Energy**, v. 94, p. 326-343, jan. 2016a. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.10.106>. Acesso em: 24 jun. 2023.

NASA. **Vanguard: A history.**, Constance McLaughlin Green; Milton Lomask. Washington: Scientific and Technical Information Division, National Aeronautics and Space Administration; 1970. v. 4202: NASA historical series. ASIN: B000QC96NO. 308 p.

NATIONAL RENEWABLE ENERGY LAB. [**Walden Floating PV**]. 12 set. 2018. Fotografia. Disponível em: <https://www.flickr.com/photos/nrel/29744454747>. Acesso em: 24 jun. 2023.

NFAOUI, Mohamed; EL-HAMI, Khalil. Extracting the maximum energy from solar panels. **Energy Reports**, v. 4, p. 536-545, nov. 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.egy.2018.05.002>. Acesso em: 4 Jul. 2023.

OLIVEIRA, Ana Carolina **Energia Solar: Utilização, Desafios e Potencialidades** / Ana Carolina Oliveira; orientadora Raiane Ferreira de Miranda. -- Urutaí, 2022. 28 p. TCC (Graduação em Engenharia Agrícola) -- Instituto Federal Goiano, Campus Urutaí, 2022. Disponível em: https://repositorio.ifgoiano.edu.br/bitstream/prefix/3126/2/tcc_Ana%20Oliveira.pdf Acesso em: 27 jan. 2023.

ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Resultados da operação**: dados gerais. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/dados-gerais>.

OUR WORLD IN DATA. **Solar (photovoltaic) panel prices**. Disponível em: <https://ourworldindata.org/grapher/solar-pv-prices>. Acesso em: 24 jun. 2023.

PDE 2032, **Plano Decenal de Expansão de Energia 2032** / Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2022

PERLIN, John. Solar Energy, History of. *In*: PERLIN, John. **Encyclopedia of Energy**. [S. l.]: Elsevier, 2004. p. 607-622. ISBN 9780121764807. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/b0-12-176480-x/00035-8>. Acesso em: 24 jun. 2023.

PIMENTEL DA SILVA, Gardênio Diogo; BRANCO, David Alves Castelo. Is floating photovoltaic better than conventional photovoltaic? Assessing environmental impacts. **Impact Assessment and Project Appraisal**, v. 36, n. 5, p. 390-400, 28 maio 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.1080/14615517.2018.1477498>. Acesso em: 28 jun. 2023.

PIRES, José Claudio Linhares. O Processo de Reformas do Setor Elétrico Brasileiro. **REVISTA DO BNDES**, Rio De Janeiro, v. 6, n. 12, p. 137-168, dez. 1999. Disponível em:

<https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/bitstream/1408/11556/1/RB%2012%20O%20Processo%20de%20Reformas%20do%20Setor%20El%C3%A9trico%20Brasileiro_P_BD.pdf> Acesso em: 28 jan. 2023.

REN; SOVACOOOL. Quantifying, measuring, and strategizing energy security: Determining the most meaningful dimensions and metrics. **Energy**, v. 76, p. 838-849, nov. 2014. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.08.083>. Acesso em: 25 jun. 2023.

RIORDAN, M.; HODDESON, L. The origins of the PN junction. **IEEE Spectrum**, v. 34, n. 6, p. 46-51, jun. 1997a. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/6.591664>. Acesso em: 24 jun. 2023.

ROCKMANN, Roberto (org.). **20 anos do mercado brasileiro de energia elétrica**. São Paulo: CCEE, 2019. *E-book* (236 p.). ISBN 978-65-80021-00-0. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/documents/80415/919440/CCEE%2020%20anos%20Livro%20Versão%20Digital.pdf/200a7a28-af2b-1fa5-9993-d7f2a793eec5>. Acesso em: 18 jan. 2023.

ROSA-CLOT, Marco; TINA, Giuseppe Marco. **Floating PV Plants**. [S. l.]: Elsevier, 2020. *E-book*. ISBN 9780128170618. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/c2018-0-01890-3>. Acesso em: 26 jun. 2023.

ROSAS LUNA, Márcia Andréa *et al.* Solar photovoltaic distributed generation in Brazil: the case of resolution 482/2012. **Energy Procedia**, v. 159, p. 484-490, fev. 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2018.12.036>. Acesso em: 24 jun. 2023.

ROSIM, Sidney Olivieri. **Geração de energia elétrica - Um enfoque histórico e institucional das questões comerciais no Brasil**. 2008. Universidade de São Paulo, [s. l.], 2008. Disponível em: <http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/86/86131/tde-05052008-102427/>. Acesso em: 21 jun. 2023.

S. OHL, Russel. **Light-sensitive electric device**. US2402662A. Depósito: 27 maio 1941. Concessão: 25 jun. 1946.

SALES, Claudio. A escassez e os investidores. *In*: CCEE. **20 anos do mercado brasileiro de energia elétrica**. São Paulo: CCEE, 2019. p. 86-91. ISBN 978-65-80021-00-0. Disponível em:

<https://www.ccee.org.br/documents/80415/919440/CCEE%2020%20anos%20Livro%20Versão%20Digital.pdf/200a7a28-af2b-1fa5-9993-d7f2a793eec5>. Acesso em: 18 Jan. 2023.

SANTOS, Fernando Roberto dos *et al.* Effects of a Floating Photovoltaic System on the Water Evaporation Rate in the Passaúna Reservoir, Brazil. **Energies**, v. 15, n. 17, p. 6274, 28 ago. 2022. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/en15176274>. Acesso em: 25 jun. 2023.

SCHAEFFER, R.; SZKLO, A. S.; LUCENA, A. F. P.; SOUZA, R. R.; BORBA, B. S. M. C.; COSTA, I. V. L.; PEREIRA JR, A. O.; CUNHA, S. H. F. **Mudanças Climáticas e Segurança Energética no Brasil**. Rio de Janeiro: Nova Brasileira, 2008. 67 p.

ŞEN, Zekâi. 1.29 Energy Innovation. *In*: ŞEN, Zekâi. **Comprehensive Energy Systems**. [S. l.]: Elsevier, 2018. p. 1144-1198. ISBN 9780128149256. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-809597-3.00137-1>. Acesso em: 24 jun. 2023.

SEVERINO, Mauro Moura; OLIVEIRA, M. A. G. Fontes e Tecnologias de Geração Distribuída para Atendimento a Comunidades Isoladas. *In*: Yolanda Vieira de Abreu; Marco Aurélio Gonçalves de Oliveira; Sinclair Mallet-Guy Guerra. (Org.). **Energia, Economia, Rotas Tecnológicas**. Textos selecionados. 1ed. Málaga, Espanha.: Editora da Universidade de Málaga, 2010, v. 1, p. 266-325 Disponível em: <<http://labfontes.ene.unb.br/geracao-distribuida/fontes-e-tecnologias-de-geracao-distribuida-para-atendimento-a-comunidades-isoladas> > Acesso em: 27 jan. 2023.

SIEBRASIL. **sieBRASIL** / Ministério de Minas e Energia. 2023. Disponível em: <https://www.mme.gov.br/SIEBRASIL/default.aspx>. Acesso em: 26 jun. 2023.

SILVA, L. R. J. R.; SHAYANI, R. A.; OLIVEIRA, M.A.G. Análise comparativa das fontes de energia solar fotovoltaica, hidrelétrica e termelétrica, com levantamento de custos ambientais. *In*: **VII Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2018**, Gramado, RS. Anais do VII Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2018

SZE, S.; NG, K. Photodetectors and solar cells. *In*: SZE, S.; NG, K. **Physics of semiconductor devices**. Hoboken, NJ, USA: John Wiley & Sons, Inc., 2006. p. 663-742. ISBN 9780470068328. Disponível em: <https://doi.org/10.1002/9780470068328.ch13>. Acesso em: 24 jun. 2023.

TABOADA, M. E. *et al.* Solar water heating system and photovoltaic floating cover to reduce evaporation: experimental results and modeling. **Renewable Energy**, v. 105, p. 601-615, maio 2017. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.12.094>. Acesso em: 25 jun. 2023.

TAN, Verity *et al.* Estimating the Lifetime of Solar Photovoltaic Modules in Australia. **Sustainability**, v. 14, n. 9, p. 5336, 28 abr. 2022. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/su14095336>. Acesso em: 3 Jul. 2023.

TCU, Tribunal de Contas da União. **Impactos da Medida Provisória 579/2012 Sobre a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)**. Brasília: Tribunal de Contas da União, 2014. 2 p.

TRAPP, Guilherme Sperling; RODRIGUES, Luís Henrique. Avaliação do custo sistêmico total da geração de energia eólica em face da substituição das fontes hidrelétrica e termoelétrica considerando as externalidades socioeconômicas e ambientais. **Gestão & Produção**, v. 23, n. 3, p. 556-569, 7 jul. 2016. Disponível em: <https://doi.org/10.1590/0104-530x2028-15>. Acesso em: 21 jun. 2023.

VAN SARK, W. G. J. H. M. Introduction to Photovoltaic Technology. In: VAN SARK, W. G. J. H. M. **Comprehensive Renewable Energy**. [S. l.]: Elsevier, 2012. p. 5-11. ISBN 9780080878737. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/b978-0-08-087872-0.00150-5>. Acesso em: 24 jun. 2023.

VIANA, Maurício Boratto; TAVARES, Wagner Marques; LIMA, Paulo César Ribeiro in: GANEM, Roseli Senna. **Políticas setoriais e meio ambiente**. Brasília: Câmara dos Deputados, 2015. 374 p. ISBN 978-85-402-0262-7. v.

VICTORIA, Marta *et al.* Solar photovoltaics is ready to power a sustainable future. **Joule**, v. 5, n. 5, p. 1041-1056, maio 2021. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.joule.2021.03.005>. Acesso em: 6 jul. 2023.

WILSON, J. F. **Ferranti and the British electrical industry, 1864-1930**. Manchester: Manchester University Press, 1988. 176 p. ISBN 0719023688.

ZHAO, Xin *et al.* Exploring the role of environmental regulation on energy security: Contextual findings for sustainable development in Chinese Provinces. **Gondwana Research**, Jan. 2023. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.gr.2022.12.017>. Acesso em: 22 jun. 2023.

ZULUAGA, Cristian Felipe *et al.* The climate change perspective of photovoltaic power potential in Brazil. **Renewable Energy**, maio 2022. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2022.05.029>. Acesso em: 21 jun. 2023.

APÊNDICE A – MODELO DE PLANILHA DE CÁLCULO DO LCOE

Custo Nivelado da Energia - Levelized Cost Of Energy (LCOE)

Premissas utilizadas	Valores	Construção	Operação								
Custo inicial do empreendimento	R\$ 653.678.400.000,00	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2026	31/12/2027	31/12/2028	31/12/2029	31/12/2030	31/12/2031	31/12/2032
Custos de Operação e Manutenção (O&M) (10 USD)	R\$ 7.440.000,00	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Taxa de crescimento dos custos de O&M (%)	2,00%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Custo Anual com Combustíveis (\$)	-	-	7.440.000	7.588.800	7.740.576	7.895.388	8.053.295	8.214.361	8.378.648	8.546.221	8.717.146
Produção de energia (kWh)	255.103.464.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Eficiência dos módulos solares	31,00%	100,00%	90,91%	82,64%	75,13%	68,30%	62,09%	56,45%	51,32%	46,65%	42,41%
Taxa anual de decaimento da eficiência dos módulos	0,50%	-	6.148.760	5.701.578	5.286.918	4.902.414	4.545.875	4.215.266	3.908.701	3.624.432	3.360.837
Vida útil do projeto (anos)	25	Operação	Operação	Operação	Operação	Operação	Operação	Operação	Operação	Operação	Operação
Taxa de desconto (%)	10,00%	31/12/2033	31/12/2034	31/12/2035	31/12/2036	31/12/2037	31/12/2038	31/12/2039	31/12/2040	31/12/2041	31/12/2042
Taxa de câmbio (US\$ --> R\$)	5	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
início	31/12/2022	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		8.891.489	9.069.318	9.250.705	9.435.719	9.624.433	9.816.922	10.013.260	10.213.526	10.417.796	10.626.152
Custos totais	início	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ano		3.116.413	2.889.764	2.679.600	2.484.720	2.304.013	2.136.448	1.981.070	1.836.992	1.703.393	1.579.510
Custo inicial do empreendimento	653.678.400.000	Operação	Operação	Operação	Operação	Operação	Operação	Operação	Operação	Operação	Operação
Custos de Operação e Manutenção (O&M) (10 USD)	-	31/12/2043	31/12/2044	31/12/2045	31/12/2046	31/12/2047	31/12/2048	31/12/2049	31/12/2050	31/12/2051	31/12/2052
Custo Anual com Combustíveis (\$)	-	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Taxa de desconto (%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Valor presente dos custos (NPV)	653.678.400.000	10.838.675	11.055.449	11.276.558	11.502.089	11.732.131	11.966.773	12.206.109	12.450.231	12.699.235	12.953.220
NPV dos custos totais 10 anos	\$653.720.094.782	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
NPV dos custos totais 25 anos	R\$653.749.139.389	14,86%	13,51%	12,28%	11,17%	10,15%	9,23%	8,39%	7,63%	6,93%	6,30%
NPV dos custos totais 30 anos	\$653.753.480.743	1.464.636	1.358.117	1.259.345	1.167.756	1.082.829	1.004.078	931.054	863.341	800.552	742.330

Produção total de energia	início	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Produção anual	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Decaimento da eficiência dos módulos	0,000	100,00%	98,04%	96,12%	94,23%	92,38%	90,57%	88,80%	87,06%	85,35%	83,68%
Valor presente da produção (NPV)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
NPV da produção de 10 anos	4.351.141.579.128kWh	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
NPV da produção de 25 anos	3.925.111.662.395kWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
NPV da produção de 30 anos	2.089.416.652.459kWh	82,03%	80,43%	78,85%	77,30%	75,79%	74,30%	72,84%	71,42%	70,02%	68,64%
Em Reais		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LCOE 10 anos	R\$ 0,31/kWh	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
LCOE 25 anos	R\$ 0,17/kWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LCOE 30 anos	R\$ 0,15/kWh	67,30%	65,98%	64,68%	63,42%	62,17%	60,95%	59,76%	58,59%	57,44%	56,31%
LCOE 10 anos	R\$ 312,87/MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LCOE 25 anos	R\$ 166,56/MWh										
LCOE 30 anos	R\$ 150,25/MWh										
Em Dólar (5 reais)											
LCOE 10 anos	\$ 0,06/kWh	\$ 62,57/MWh									
LCOE 25 anos	\$ 0,03/kWh	\$ 33,31/MWh									
LCOE 30 anos	\$ 0,03/kWh	\$ 30,05/MWh									