

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ALAGOAS  
CAMPUS DE ENGENHARIAS E CIÊNCIAS AGRÁRIAS  
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE ENERGIA

WAGNER CIRILO RODRIGUES

**ESTUDO SOBRE A LEGISLAÇÃO NACIONAL APLICÁVEL AOS SISTEMAS DE  
MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA**

RIO LARGO, AL  
2025

WAGNER CIRILO RODRIGUES

**ESTUDO SOBRE A LEGISLAÇÃO NACIONAL APLICÁVEL AOS SISTEMAS DE  
MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA**

Trabalho de conclusão de curso apresentado à  
Coordenação do Curso de Engenharia de  
Energia da Universidade Federal de Alagoas  
como requisito para obtenção do título de  
Bacharel em Engenharia de Energia.

Orientadora: Prof<sup>a</sup>. Dr<sup>a</sup>. Andréa de  
Vasconcelos Freitas Pinto

RIO LARGO, AL

2025

**Catálogo na Fonte**  
**Universidade Federal de Alagoas**  
**Biblioteca Campus de Engenharias e Ciências Agrárias**  
Bibliotecário Responsável: Erisson Rodrigues de Santana - CRB4 - 1512

R866e Rodrigues, Wagner Cirilo.

Estudo sobre a legislação nacional aplicável aos sistemas de micro e minigeração distribuída fotovoltaica. / Wagner Cirilo Rodrigues. – 2025.

64 f.: il.

Orientador: Andréa de Vasconcelos Freitas Pinto.

Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia de Energia) –  
Graduação em Engenharia de Energia, Campus de Engenharias e Ciências Agrárias,  
Universidade Federal de Alagoas. Rio Largo, 2025.

Inclui bibliografia

1. Políticas energéticas. 2. Sustentabilidade. 3. Regulação da geração distribuída. 4.  
Gerenciamento de energia. I. Título.

CDU: 621.31

# Folha de Aprovação


WAGNER CIRILO RODRIGUES

Um estudo sobre a legislação nacional aplicável aos sistemas  
de micro e minigeração distribuída fotovoltaica

Monografia apresentada ao curso de  
Engenharia de Energia da Universidade  
Federal de Alagoas, como requisito parcial  
para obtenção do título de bacharel em  
Engenharia de Energia.


Aprovado em: 15/05/2025

## Banca Examinadora

Documento assinado digitalmente  
 ANDREA DE VASCONCELOS FREITAS PINTO  
Data: 15/05/2025 16:35:50-0300  
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>


---

Prof<sup>a</sup>. Dr<sup>a</sup>. Andréa de Vasconcelos Freitas Pinto (Orientadora)

Documento assinado digitalmente  
 ALLAN DAVID DA COSTA SILVA  
Data: 15/05/2025 17:34:01-0300  
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

---

Prof. Me. Allan David da Costa Silva, UFAL

Documento assinado digitalmente  
 JULIO INACIO HOLANDA TAVARES NETO  
Data: 15/05/2025 18:27:35-0300  
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

---

Prof. Dr. Júlio Inácio Holanda Tavares Neto, UFAL

## **AGRADECIMENTOS**

A Deus, pela sua orientação, força e sabedoria ao longo de toda a minha jornada acadêmica. Sua presença constante foi fundamental para superar desafios e alcançar essa conquista.

Aos meus pais, José Rodrigues dos Santos e Maria José Cirilo Rodrigues, e aos meus irmãos, Vitor Ramon Cirilo Rodrigues e Pedro Vinicius Cirilo Rodrigues, que sempre estiveram ao meu lado prestando todo apoio e condições afetivas para conclusão desta minha jornada acadêmica.

A minha orientadora Andréa de Vasconcelos Freitas Pinto, que me ajudou na construção deste trabalho e estava a disposição em colaborar na pesquisa para confecção de um trabalho de qualidade.

Agradeço a todo corpo docente da Universidade Federal de Alagoas pela contribuição na qualidade de ensino-aprendizado transmitida na minha formação acadêmica.

Aos colegas de turma e companheiros universitários que colaboraram nas fases da graduação.

A cidade de Marechal Deodoro, Alagoas, pelo apoio no fornecimento de transporte público e gratuito ao longo de toda graduação, com condições favoráveis para finalização do curso superior permitindo meu traslado até a Universidade Federal de Alagoas (UFAL).

A Universidade Federal de Alagoas (UFAL), minha segunda casa, pela vivência e experiência em toda minha graduação. Como também, todos aqueles que formam a UFAL, servidores técnicos e operacionais, pelo trabalho prestado e que puderam colaborar para fazer a UFAL funcionar plenamente.

“Não basta que todos sejam iguais perante a lei.  
É preciso que a lei seja igual perante todos.”

Salvador Allende

## RESUMO

A regulação brasileira do setor elétrico tem passado por alterações decorrentes do crescimento de novos usuários à rede de distribuição, o uso intensificado de sistemas de energias renováveis e a geração distribuída (GD). A legislação brasileira da GD, deve ter a função estratégica de atender toda demanda solicitada, com foco no âmbito legal e regulatório da integração de sistemas fotovoltaicos à rede de distribuição elétrica. A análise jurídica busca compreender decretos, resoluções normativas e leis que norteiam o setor, para que seja mensurável de que forma o arcabouço normativo vigente tem acompanhado o crescimento da geração distribuída e solar fotovoltaica no país. Neste contexto, o objetivo desta pesquisa é apresentar a evolução de novas conexões de sistemas fotovoltaicos no Brasil, a sua respectiva regulação e normatização, e realizar uma avaliação crítica como contribuição à legislação pertinente ao setor. O método utilizado, no desenvolvimento da pesquisa, consiste na realização de um estudo exploratório e bibliográfico, com embasamento na análise de informações do crescimento e perspectivas do mercado da GD, coleta do histórico de aumento de conexões solar fotovoltaica no Brasil e aspectos regulatórios fundamentais. Os resultados encontrados foram constatações do alto crescimento da geração distribuída nos últimos anos no país, em especial entre 2023 à 2024 pelo direito adquirido, do domínio de instalação da energia solar fotovoltaica e notável potencial de ampliação de novas injeções à rede de sistemas de tecnologia solar fotovoltaica futuras. Concluiu-se que, mesmo com avanço regulatório e normativo no cenário da geração distribuída no Brasil, há necessidade de mais aperfeiçoamento na legislação para sanar equivocadas compreensões normativas e alavancar adequadamente o mercado solar no país.

**Palavras-chave:** Políticas energéticas; sustentabilidade; regulação da geração distribuída e gerenciamento de energia.

## ABSTRACT

The Brazilian regulation of the electricity sector has undergone changes resulting from the growth of new users connected to the distribution grid, the intensified use of renewable energy systems, and distributed generation (DG). Brazilian legislation on DG must serve the strategic function of meeting all requested demand, focusing on the legal and regulatory aspects of integrating photovoltaic systems into the power distribution grid. The legal analysis aims to understand the decrees, normative resolutions, and laws that guide the sector, so it is possible to assess how the current regulatory framework has kept pace with the growth of distributed and solar photovoltaic generation in the country. In this context, the objective of this research is to present the evolution of new connections of photovoltaic systems in Brazil, their respective regulation and standardization, and to carry out a critical assessment as a contribution to the relevant legislation in the sector. The method used in the development of the research consists of conducting an exploratory and bibliographical study, based on the analysis of information regarding the growth and prospects of the DG market, the collection of the historical increase in photovoltaic solar connections in Brazil, and key regulatory aspects. The results found included evidence of the high growth of distributed generation in recent years in the country, especially between 2023 and 2024 due to acquired rights, the dominance of photovoltaic solar energy installation, and the notable potential for expanding new injections into the photovoltaic solar technology systems grid in the future. It was concluded that, even with regulatory and normative advances in the distributed generation scenario in Brazil, there remains a need for further improvement of the legislation to address misinterpretations of regulations and adequately boost the solar market in the country.

**Key-words:** Energy policies; sustainability; regulation of distributed generation and energy management.

## LISTAS DE FIGURAS

Figura 1 -	Benefícios da fonte solar fotovoltaica no brasil .....	22
Figura 2 -	Monitoramento da geração distribuída .....	23
Figura 3 -	Geração distribuída e geração centralizada .....	24
Figura 4 -	Horário de ponta, fora ponta e intermediário .....	43
Figura 5 -	Custos e componentes da Te .....	50
Figura 6 -	Custos e componentes da TUSD .....	52

## LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Matriz elétrica mundial 2022 .....	16
Gráfico 2 - Matriz elétrica brasileira 2023 .....	17
Gráfico 3 - Comparativo: fonte renováveis e não renováveis .....	18
Gráfico 4 - Emissões per capita dos 10 maiores emissores entre 1990 à 2019 .....	19
Gráfico 5 - Evolução da fonte solar fotovoltaica no brasil .....	21

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 -	Cobrança progressiva – TUSD .....	28
Tabela 2 -	Subgrupos A, pela tensão de fornecimento.....	41
Tabela 3 -	Horários de ponta da distribuidora .....	43
Tabela 4	Critérios para determinar a demanda faturada .....	45
Tabela 5	Migração do grupo B para grupo A .....	47

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ABRADEE	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ABGD	Associação Brasileira de Geração Distribuída
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
AIR	Análise de Impacto Regulatório
CCC	Conta de Consumo de Combustível
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CGD	Contrato de Geração Distribuída
CIP	Contribuição para Iluminação Pública
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
COFINS	Contribuição para Financiamento da Seguridade Social
CUSD	Contratos de Uso do Sistema Elétrico
DOU	Diário Oficial da União
EMUC	Empreendimento com Múltiplas Unidades Consumidoras
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FV	Energia Solar Fotovoltaica
GD	Geração Distribuída
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadoria e Serviços

INEL	Instituto Nacional de Energia Limpa
LT	Linhas de Transmissão
LER	Leilão de Energia Reserva
LEN	Leilão de Energia Nova
LEE	Leilão de Energia Existente
MME	Ministério de Minas e Energia
MMGD	Micro e minigeração Distribuída
NBR	Norma Brasileira Regulamentadora
ONS	Operador Nacional do Sistema
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética
UC	Unidade Consumidora
PIS	Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PL	Projeto de Lei
REN	REN Resolução Normativa
SCEE	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
SIN	Sistema Interligado Nacional
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
SIGA	Sistema de Informações de Geração da ANEEL
TE	Tarifa de Energia
TUSD	Tarifa pelo Uso do Sistema de Distribuição
UG	Unidade Geradora

## SUMÁRIO

1	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	15
2	<b>REFERENCIAL TEÓRICO</b> .....	16
2.1	Matriz Energética.....	16
2.1.1	Matriz energética mundial .....	16
2.1.2	Matriz energética brasileira .....	17
2.2	Setor de energia solar fotovoltaico no brasil.....	19
2.2.1	Contextualização histórica.....	19
2.2.2	Geração distribuída e geração centralizada .....	22
2.3	Sistema elétrico de potência .....	25
2.4	Legislação brasileira da geração distribuída .....	26
2.4.1	Incentivos à geração distribuída no Brasil .....	26
2.4.1.1	Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996.....	27
2.4.1.2	Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022 .....	28
2.4.1.3	Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002.....	30
2.4.1.4	Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.....	31
2.4.1.5	Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004 .....	31
2.4.1.6	Resolução Normativa nº 77, de 18 de agosto de 2004 .....	32
2.4.1.7	Resolução Normativa nº 167, de 10 de outubro de 2005.....	32
2.4.1.8	Resolução Normativa nº 345, de 16 de dezembro de 2008 .....	33
2.4.1.9	Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012 .....	34
2.4.2	Agências reguladoras.....	35
2.4.3	Tributação da energia elétrica .....	36
2.4.4	Grupos tarifários de energia elétrica.....	38
2.4.5	Postos tarifários.....	41

2.4.6	Demanda Contratada .....	43
2.4.6.1	Critérios para determinar demanda faturada .....	45
2.4.6.2	Ajuste da demanda contratada .....	46
2.4.7	Condições para migração do grupo B para o grupo A.....	47
2.4.8	Incidência de tributação componentes tarifárias da energia elétrica .	47
2.4.9	Plano nacional de energia 2030 .....	53
2.5	Sistema elétrico de distribuição .....	53
3	<b>MATERIAIS E MÉTODOS</b> .....	54
3.1	Coleta de dados e informações (Primeira etapa) .....	55
3.2	Análise da legislação e normatização (Segunda etapa) .....	55
4	<b>RESULTADOS E DISCUSSÃO</b> .....	56
4.1	Estudo de caso: Empresa A x Concessionária B .....	56
5	<b>CONCLUSÃO</b> .....	61
	<b>REFERÊNCIAS</b> .....	63

## 1. INTRODUÇÃO

No Brasil, a Resolução Normativa 482 (REN ANEEL nº 482/2012) foi o documento inicial a estabelecer diretrizes para a regulamentação da geração distribuída para a micro e minigeração distribuída, sendo caracterizada pela criação do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), que permitiu a injeção da energia ativa gerada por Unidade Consumidora (UC) com Geração Distribuída (GD) na rede elétrica (Pimentel, 2022). Isso permitiu que consumidores se tornassem prosumidores, gerando sua própria energia e injetando o excedente na rede elétrica, recebendo créditos a serem compensados posteriormente na UC. Em seguida, as atualizações pela Resolução Normativa 687 (REN ANEEL nº 687/2015), o Projeto de Lei 5829 (PL nº 5829/2019) e a Resolução Normativa 1059 (REN ANEEL nº 1.059/2023) promoveram atos de embasamento normativo e regulatório para o setor (ANEEL, 2023).

O Brasil, em sua vasta extensão, atualmente, conta com mais de um milhão de UC conectadas e participantes da SCEE (Pimentel, 2022). O crescimento exponencial ano a ano da potência instalada em GD já passou de 37,9 GW (SIGA, 2025). Além disso, o mercado de GD antes de 2022 era regulamentado e normatizado somente pelas resoluções normativas em que poderiam ser revisadas a qualquer tempo. Contudo, após diversas audiências públicas e discussões intensas entre os agentes interessados, obteve-se o acordo que gerou o Marco Legal da Geração Distribuída (Pimentel, 2022)

A Lei nº 14.300 de 07 de janeiro de 2022, instituiu o marco legal da micro e minigeração distribuída no Brasil. Ela regulamenta e normatiza o uso de sistemas de geração de energia renovável (ANEEL, 2023). O objetivo é incentivar o uso de fontes renováveis e dar segurança jurídica para quem investe em sistemas de GD, e instituiu o SCEE, prazo de transição para a tarifa de uso da rede, fomento à energia renovável, e aos benefícios sobre redução das contas de energia elétrica (BRASIL, 2022).

Este estudo apresenta a evolução da GD no Brasil, a sua respectiva regulação e realiza a avaliação crítica como contribuição à legislação brasileira pertinente, vigente ao tempo de sua publicação, concernente à integração de sistemas fotovoltaicos à rede, visando identificar oportunidades e riscos ao arcabouço legal para o desenvolvimento sustentável do setor energético nacional.

## 2 REFERENCIAL TEÓRICO

### 2.1 Matriz Elétrica

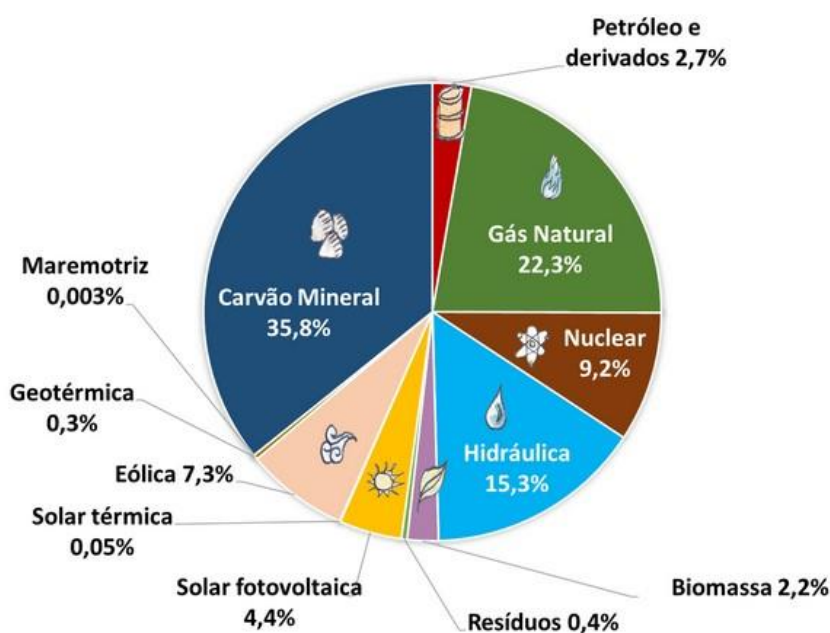
#### 2.1.1. Matriz elétrica mundial

Historicamente, os combustíveis fósseis como o carvão mineral, o gás natural e o petróleo foram os principais recursos utilizados em grande quantidade para a geração de energia elétrica. Ainda hoje, essas fontes não renováveis dominam a matriz energética global (EMBER, 2023).

Segundo a Agência Internacional de Energia (IEA), em 2023, cerca de 60% da eletricidade mundial ainda era produzida a partir de combustíveis fósseis. Embora as fontes renováveis, como a solar, eólica e hidrelétrica, tenham crescido significativamente na última década, sua participação conjunta na matriz elétrica global ainda é limitada quando comparada aos combustíveis fósseis, representando aproximadamente 30% da geração total de eletricidade.

Com o Gráfico 1, observa-se que a maior parte da energia elétrica é gerada por fontes elétricas de origem não renováveis, essas responsáveis pela geração de 61,2% da eletricidade mundial. Logo, a energia elétrica continua dependente de poucas fontes energéticas. Dessa forma, muitos governos têm investido em novas formas de geração de energia elétrica para diversificar sua matriz energética (Rezende, 2015).

Gráfico 1 – Matriz elétrica mundial 2022.



Fonte: EPE, 2022.

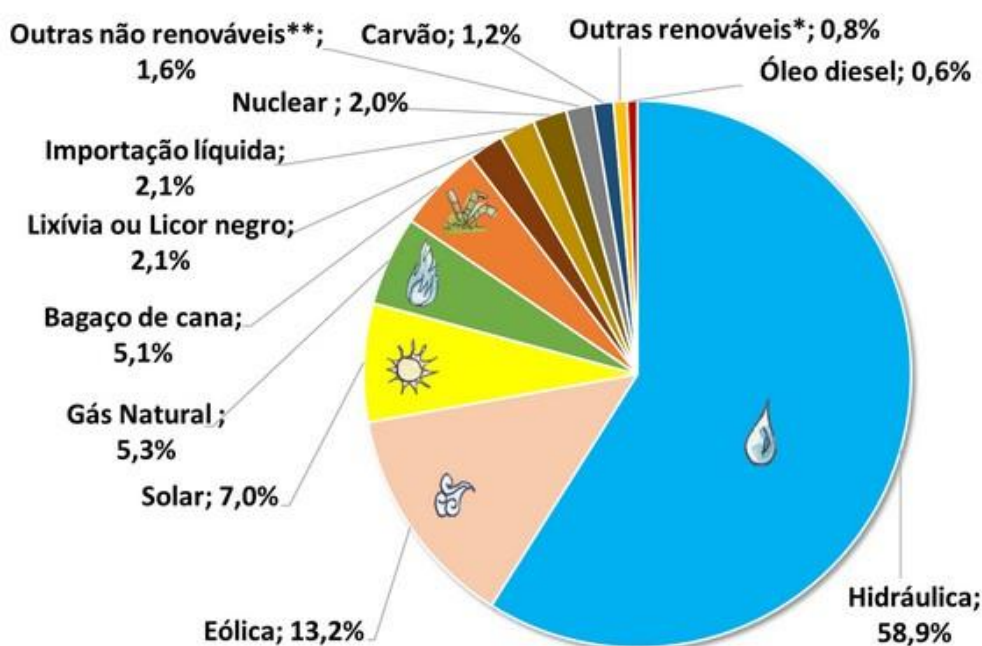
### 2.1.2. Matriz elétrica brasileira

A matriz elétrica brasileira é caracterizada pela diversidade de suas fontes, incluindo energia solar, eólica, hidrelétrica, biomassa, nuclear e combustíveis fósseis. No entanto, a principal fonte de geração de eletricidade no país continua sendo a energia hidrelétrica. Em 2023, conforme o Balanço Energético Nacional (BEN) 2024 da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), as usinas hidrelétricas foram responsáveis por 58% da geração de energia elétrica no Brasil.

O Brasil tem mostrado mais uso de fontes renováveis que o resto do mundo, que desempenham um papel significativo na matriz energética brasileira. Em 2023, a participação das fontes renováveis na matriz energética atingiu um total de 49,1%, próximo da metade de toda matriz, destacando-se as hidráulicas, a energia solar, lenha, carvão vegetal, derivados de cana, eólica e outras renováveis (EPE, 2023).

A participação de cada fonte no cenário elétrico nacional pode ser observada no Gráfico 2:

Gráfico 2 – Matriz elétrica brasileira 2023.



Fonte: EPE, 2023.

A fim de compreender melhor o panorama elétrico, é pertinente realizar uma comparação entre o consumo de energia oriundo de fontes renováveis e não renováveis no Brasil e no mundo (Gráfico 3), utilizando como referência o levantamento (BEN) 2023 da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), ano de 2022. Essa comparação, tomando como base o mesmo período, permite avaliar o posicionamento do Brasil em relação ao cenário global quanto à transição para fontes energéticas mais limpas e sustentáveis (EPE, 2023).

Gráfico 3 – Comparativo: fonte renováveis e não renováveis



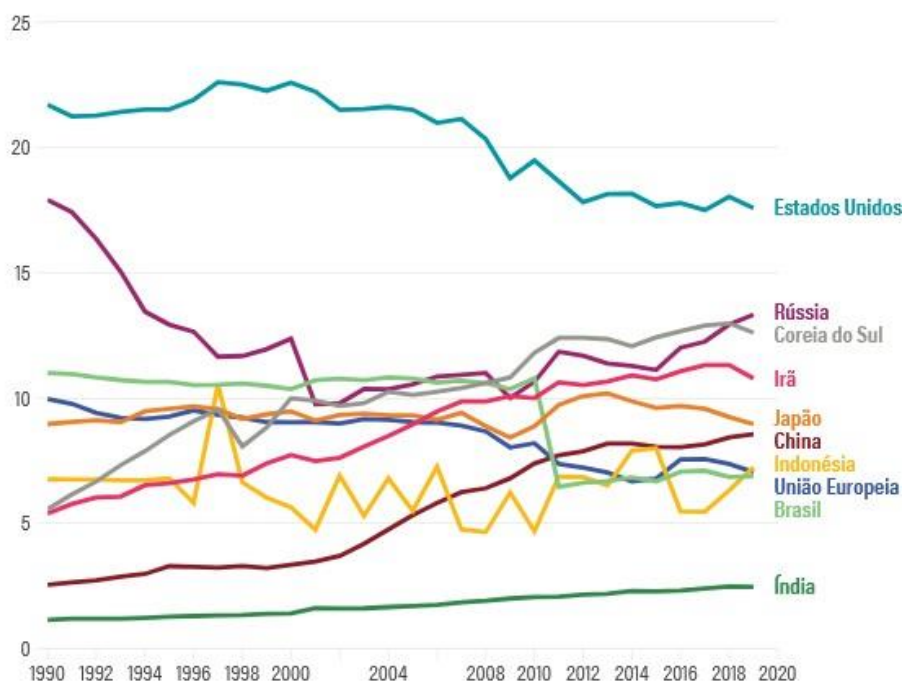
Fonte: EPE, 2023.

Ao comparar os dados de 2022, observa-se que o Brasil possui uma matriz elétrica mais limpa e renovável do que a média global. Enquanto o mundo ainda depende fortemente de combustíveis fósseis, o Brasil tem avançado na transição para fontes de energia mais sustentáveis (EPE, 2023).

A predominância de fontes renováveis na matriz energética brasileira representa grande relevância ambiental e estratégica. As fontes não renováveis, como o carvão mineral, o petróleo e o gás natural, estão entre as principais responsáveis pela emissão de gases de efeito estufa (GEE), os quais contribuem para o aquecimento global e as mudanças climáticas (Gráfico 4). Nesse contexto, o maior aproveitamento de fontes renováveis no Brasil, em comparação com outros países, resulta em uma menor intensidade de emissões per capita. Ou seja, ao se dividir o total de emissões de GEE pelo número de habitantes, observa-se que o Brasil apresenta uma média inferior à da maioria das nações com matriz predominantemente

fóssil, como os países: China, Estados Unidos, Índia, Rússia, Irã, Coreia do Sul, Japão, Indonésia e União Europeia que possuem os totais de emissões mais altos do mundo (WRI, 2024).

Gráfico 4 – Emissões per capita dos 10 maiores emissores entre 1990 à 2019



Fonte: WRI, 2023.

O Gráfico 4 informa os países com a emissão de gases de efeito estufa (GEE), na proporção toneladas de CO<sub>2</sub> por pessoa, esses dados reforçam a importância da transição energética e do fortalecimento de políticas voltadas à sustentabilidade, desenvolvimento sustentável, responsabilidade social e aplicadas ao ESG (Environmental, Social, and Governance) (WRI, 2023).

## 2.2 Setor de energia solar fotovoltaico no Brasil

### 2.2.1. Contextualização histórica

No Brasil, a energia solar fotovoltaica teve início com a instalação descentralizada de sistemas fotovoltaicos autônomos de pequeno porte, que atendiam pequenos consumidores em áreas remotas e de difícil acesso. O principal objetivo era minimizar os prejuízos causados pela ausência de rede de distribuição de energia elétrica (Melo, 2020).

De acordo com Melo (2020), democratização do acesso à energia elétrica em regiões remotas impulsionou o início da geração de energia solar no Brasil, ainda que, à época, as projeções de crescimento da tecnologia não fossem promissoras. Esse cenário se devia ao alto custo dos equipamentos e da instalação, à baixa eficiência dos sistemas disponíveis e à limitação de serem, em sua maioria, sistemas autônomos, desconectados da rede elétrica.

Nos últimos anos, a geração solar distribuída tem experimentado um crescimento significativo em todo o mundo, impulsionada por avanços tecnológicos, políticas de incentivo e conscientização sobre as questões ambientais. A energia solar é uma fonte renovável, e a instalação de sistemas fotovoltaicos em residências, empresas e instalações industriais se tornou cada vez mais atrativa (Ayrão, 2018).

O principal documento regulatório que inicialmente estabeleceu as diretrizes gerais para a GD no Brasil foi a Resolução Normativa nº 482/2012, especialmente no que se refere ao acesso de sistemas de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica por meio de fontes renováveis. A publicação dessa norma impulsionou o crescimento dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede (Gráfico 1), que passaram a ser cada vez mais comuns em unidades consumidoras residenciais, comerciais e industriais.

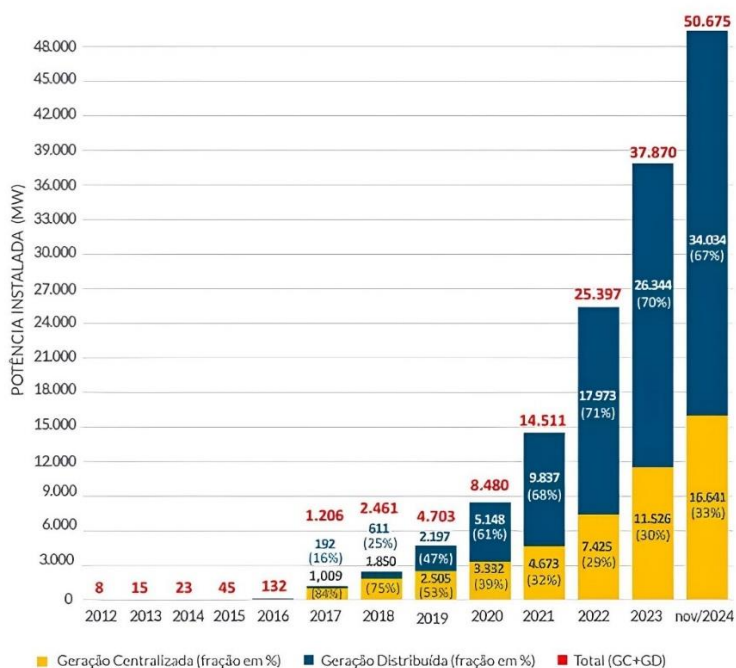
Complementarmente, a Resolução Normativa nº 1.000/2021 da ANEEL, que entrou em vigor em 3 de janeiro de 2022, define as regras de prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, os parâmetros para a operação eficiente das redes elétricas no Brasil e revogou a REN nº 414/2010 e demais resoluções anteriores sobre o tema. Seu objetivo é orientar a atuação das distribuidoras, promovendo a otimização do fornecimento de eletricidade, a redução de perdas técnicas e a garantia da estabilidade do sistema elétrico nacional.

Consolidando esse avanço regulatório e tecnológico, a sanção da Lei nº 14.300/2022 (Marco Legal da Geração Distribuída) representou um novo patamar para o setor. A legislação trouxe maior segurança jurídica e regras de transição tarifária, incentivando novos investimentos e equilibrando os custos operacionais entre consumidores e distribuidoras (BRASIL, 2022).

Ao estabelecer princípios claros para a expansão da geração distribuída com base em fontes renováveis, essa norma reforça o papel estratégico da energia solar no processo de transição energética brasileira, promovendo desenvolvimento

sustentável, descentralização da matriz elétrica e alinhamento com as metas globais de descarbonização (BRASIL, 2022).

Gráfico 5 – Evolução da fonte solar fotovoltaica no Brasil.



Fonte: ANEEL/ABSOLAR, 2024.

Segundo a Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR), em novembro de 2024, o Brasil alcançou um lugar entre os dez países com maior potência instalada acumulada de energia solar fotovoltaica, de acordo com os dados da Agência Internacional de Energias Renováveis (IRENA, 2024).

Uma quantidade significativa de benefícios vinculados à energia solar no Brasil é detalhada na Figura 2, com os dados registrados desde o início da REN 482/2012. O país conta com mais de R\$133,1 bilhões em novos investimentos, mais de R\$42,0 bilhões de arrecadação de tributos, mais de 35,6 milhões de toneladas de Gás Carbono (CO<sub>2</sub>) evitados na atmosfera, mais de 835,1 mil novos empregos gerados e mais de 27,8 GW operacionais pelo setor de energia (ABSOLAR, 2025).

Figura 1 – Benefícios da fonte solar fotovoltaica no Brasil



Fonte: ASOLAR, 2025.

A expansão do setor de energia solar no Brasil, deve aliar características do avanço da tecnologia energética com a legislação brasileira, na busca dos dispositivos legais que apoiam geradores locais (pequenos, médios e grandes) em detrimento do desequilíbrio legal de normas criadas ou ausência técnica aprimorada pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica em desfavor da harmonia de integração entre os agentes envolvidos, neste sentido para que haja a efetivação do cumprimento legal da legislação vigente ao tempo.

### 2.2.2. Geração distribuída e geração centralizada

A geração distribuída (GD), que consiste na produção de energia próxima ao local de consumo (Figura 1), teve seu crescimento acelerado, especialmente com a instalação de painéis solares fotovoltaicos em residências, comércios e pequenas indústrias (ABSOLAR, 2024). A geração centralizada (GC) (Figura 1), ocorre por meio de grandes usinas solares conectadas diretamente ao sistema interligado nacional (SIN), permitindo a produção de grandes volumes de energia para suprir centros urbanos e áreas industriais. As usinas solares de grande porte apresentam custos nivelados de energia (LCOE) cada vez mais competitivos em comparação com fontes tradicionais, como hidrelétricas e termelétricas (SUNNE, 2024).

A energia solar se destaca como a fonte renovável com o maior crescimento anual de capacidade instalada globalmente. Em 2020, mais de 260 GW de capacidade renovável foram adicionados, representando um aumento de 10,3% em relação ao ano anterior, com a solar contribuindo significativamente para esse avanço global.

Figura 2 – Monitoramento da geração distribuída



Fonte: ANEEL, 2025.

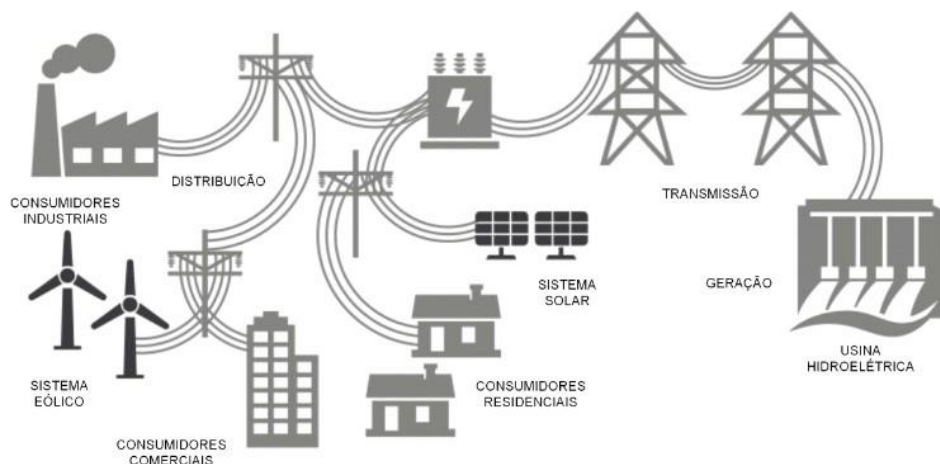
Na Figura 2 é ilustrado o painel de monitoramento da ANEEL a respeito das fontes de energia na geração distribuída (GD). É possível identificar o aumento da quantidade anual de novas conexões para solar fotovoltaica. Esse crescimento é impulsionado pela contínua redução nos custos de implementação. Entre 2010 e 2022, o custo nivelado da eletricidade (LCOE) da energia solar fotovoltaica caiu de US\$ 0,445/kWh para US\$ 0,049/kWh, tornando-se mais competitiva que muitas fontes fósseis. A maturidade tecnológica dos sistemas solares é evidenciada por projetos que operam com eficiência há mais de três décadas.

Como uma fonte limpa a energia solar é isenta da emissão de gases de efeito estufa, se alinhando às metas globais de sustentabilidade. A energia solar tem se destacado como a fonte renovável com o maior crescimento de capacidade instalada no mundo, superando outras tecnologias ano após ano (IRENA, 2020).

De acordo com SUNNE (2024) a tendência de mercado observada nas últimas décadas aponta para uma coexistência estratégica entre a geração distribuída e a centralizada, ambas complementares e essenciais para a transição energética sustentável. A microgeração e minigeração distribuída se consolidaram como uma importante e crescente oportunidade para muitos modelos de negócios, seus impactos atingem todo Sistema Interligado Nacional (SIN) de energia de maneira a apresentar alto índice de atenção para administração da rede pelo Operador Nacional do Sistema

Elétrico (ONS) correspondente a precariedade da sua infraestrutura (Alexandre et al, 2017).

Figura 3 – Geração distribuída e geração centralizada



Fonte: Oliveira, 2015.

A geração distribuída é conhecida por diferentes denominações na literatura, variando conforme a região em que o termo é utilizado. Na Europa e em partes da Ásia, é comumente referida como geração descentralizada (decentralised generation); nos Estados Unidos, é denominada geração dispersa (dispersed generation), sendo também possível encontrar o termo geração integrada (embedded generation) (Oliveira, 2015).

No Brasil, a GD é compreendida como a produção de energia elétrica em qualquer faixa de potência, com as instalações podendo ser conectadas diretamente ao consumidor ou ao sistema elétrico da concessionária. Essas instalações podem operar de forma paralela ou isolada, e a energia gerada pode ser ou não despachada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Essa definição foi estabelecida no Módulo 1 do Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), publicado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

O relacionamento comercial entre os agentes de mercado se dá por via de diferentes modelos de contrato que são o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), ambos criados em 2002 junto com o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA). Este programa busca desenvolvimento da segurança do abastecimento de energia elétrica alcançar a consolidação do fornecimento de energia. Foi a partir da crise hídrica de 2014, no setor elétrico do Brasil, que evidenciou a necessidade de ampliar as fontes

de energia e modelos de fornecimento em detrimento a perda de geração de energia pelo fato da escassez hídrica (EPE, 2019).

### **2.3 Sistema elétrico de potência**

Segundo Brito (2016), a organização da estrutura de um sistema elétrico de potência é constituída por sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sendo formada por transformadores, disjuntores, cabos, seccionadores de várias tensões e correntes, entre outros.

A energia elétrica é um recurso essencial para desenvolvimento social, econômico e ambiental no planeta terra. A partir da energia elétrica é possível o avanço e garantia da manutenção de serviços estratégicos para o país, como por exemplo, sistemas de saúde, educação, segurança, telecomunicação, inteligência artificial, dentre outros. Diante disso, o Brasil tem áreas com enormes extensões territoriais que possuem a capacidade de alocar sistemas complexos de energia (Alles et al, 2022).

Devido à sua localização geográfica privilegiada, o Brasil apresenta elevados níveis de incidência de radiação solar ao longo de todo o ano e em diversas regiões do território nacional. Nesse cenário, considerando a progressiva redução dos custos de implementação, a energia solar fotovoltaica se configura como uma alternativa energética viável e competitiva. Além de seu potencial técnico e econômico, essa fonte de energia pode desempenhar um papel significativo no cumprimento dos compromissos assumidos pelo país em relação à mitigação das emissões de gases de efeito estufa (PNE 2050, 2020).

O Programa Mensal de Operação (PMO) elaborado pela ONS junto com agentes do setor tem a missão de otimizar a geração e distribuição de energia no SIN para garantir disponibilidade segura e eficiente. Em fevereiro de 2025, o ONS registrou em seu plano mensal de operação uma carga média de energia no SIN de 89.101 MW/med, um aumento de 7% em comparação com o mesmo mês em 2024, já a geração de energia foi 93% de fontes renováveis (ONS, 2024).

No entanto, é importante destacar que, apesar desse crescimento, o país ainda enfrenta desafios relacionados à infraestrutura de transmissão. Em algumas regiões, como o Nordeste, há restrições na capacidade de escoamento da energia gerada, resultando em perdas significativas para os produtores de energia solar. Por

exemplo, entre janeiro e agosto de 2024, o complexo solar Banabuiu, no Ceará, teve 50% de sua geração rejeitada pela rede elétrica devido às limitações na transmissão.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), por meio da Lei nº 9.991/2000, deu início há mais de duas décadas a um importante mecanismo de fomento à eficiência energética no país, com a criação do Programa de Eficiência Energética (PEE) (Araújo, 2021).

Esse programa obriga as concessionárias de distribuição de energia elétrica a aplicarem 0,5% de sua Receita Operacional Líquida (ROL) em projetos voltados à eficiência energética. Desse montante, 0,1% é obrigatoriamente destinado ao Procel – Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica, enquanto os 0,4% restantes são investidos diretamente pelas distribuidoras em projetos próprios de eficiência energética (Araújo, 2021).

Um dos desafios que pode influenciar o aumento dos estímulos para o setor energético no Brasil é a predominância de fontes renováveis na matriz elétrica nacional (EPE, 2024). Especificamente em relação à energia solar, o Brasil registrou um recorde de expansão em 2023, com investimentos totais de R\$ 59,6 bilhões, distribuídos entre grandes usinas e sistemas de geração distribuída em telhados e fachadas (EPE, 2024).

## **2.4. Legislação brasileira da geração distribuída**

### **2.4.1 Incentivos à geração distribuída no Brasil**

Com a entrada da geração distribuída (GD) no sistema elétrico brasileiro, ocorreram mudanças da forma tradicional de obtenção de energia no país. Essa tecnologia impactou diversas atividades do setor elétrico, tornando necessária a elaboração de regulamentações específicas para sua operação no Brasil, incluindo o desenvolvimento de leis e decretos.

Histórico Aneel (1996 a 2023):

- Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996
- Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998
- Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002
- Decreto nº 4.541, de 23 de dezembro de 2002

- Lei nº 10.762, de 11 de novembro de 2003
- Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004
- Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022
- Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004
- Resolução Normativa nº 77, de 18 de agosto de 2004
- Resolução Normativa nº 167, de 10 de outubro de 2005
- Resolução Normativa nº 228, de 25 de julho de 2006
- Resolução Normativa nº 284, de 16 de outubro de 2007
- Resolução Normativa nº 345, de 16 de dezembro de 2008
- Resolução Normativa nº 390, de 15 de dezembro de 2009
- Resolução Normativa nº 391, de 15 de dezembro de 2009
- Resolução Normativa nº 395, de 15 de dezembro de 2009
- Resolução Normativa nº 424, de 17 de dezembro de 2010
- Resolução Normativa nº 432, de 5 de abril de 2011
- Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012
- Resolução Normativa nº 517, de 11 de dezembro de 2012
- Resolução Normativa nº 569, de 23 de julho de 2013
- Resolução Normativa nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021
- Resolução Normativa nº 1.059, de 17 de janeiro de 2023
- Resolução Homologatória nº 3.171, de 29 de março de 2023

As leis e decretos de maior destaque, que incentivaram os geradores de energia elétrica a utilizarem a geração destruída, serão resumidamente descritas a seguir:

#### 2.4.1.1. Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996

A Lei nº 9.427/1996 foi um marco fundamental para o setor elétrico brasileiro, ao instituir a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e estabelecer as diretrizes para a concessão dos serviços públicos de energia elétrica. No contexto da geração distribuída, essa legislação representou um dos primeiros incentivos ao segmento, ao prever a possibilidade de redução das tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição para empreendimentos de pequeno porte.

A norma contemplava, entre os beneficiados, pequenas centrais hidrelétricas (com potência entre 1 MW e 30 MW), usinas hidrelétricas com potência igual ou inferior a 1 MW, além de fontes renováveis como solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada. A condição para o acesso ao benefício tarifário era que a potência injetada na rede não ultrapassasse 30 MW.

A lei autorizou a comercialização de energia elétrica por parte de empreendimentos com potência igual ou inferior a 1 MW, desde que utilizassem fontes renováveis, como solar, eólica ou biomassa. Esses geradores também poderiam injetar até 50 MW no sistema elétrico para fins de comercialização. Assim, a combinação entre incentivos tarifários e a possibilidade de comercialização da energia gerada configurou-se como um passo importante para o surgimento e o desenvolvimento inicial da geração distribuída no Brasil.

#### 2.4.1.2. Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022

Novo regime tarifário e regras de transição.

- Unidades existentes:

Consumidores com sistemas de micro ou minigeração distribuída que já estavam em operação ou que protocolaram solicitação de acesso até 7 de janeiro de 2023 mantêm as condições anteriores até 31 de dezembro de 2045

- Novas unidades:

Sistemas que solicitarem acesso após 6 de janeiro de 2023 estarão sujeitos a um regime tarifário progressivo, com aumento gradual da cobrança da tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD) até 2028, conforme tabela abaixo:

Tabela 1 – Cobrança progressiva - TUSD

<b>Ano</b>	<b>Percentual da tarifa TUSD</b>
2023	15%
2024	30%
2025	45%
2026	60%
2027	75%

<b>Ano</b>	<b>Percentual da tarifa TUSD</b>
2028	90%
2029 em diante	100% (a ser definido pela ANEEL)

Fonte: Elaborado pelo Autor.

- Definições de potência instalada:

Microgeração distribuída: Sistemas com potência instalada de até 75 kW.

Minigeração distribuída: Sistemas com potência instalada superior a 75 kW e até 5 MW para fontes despacháveis (com armazenamento) ou até 3 MW para fontes não despacháveis (sem armazenamento).

- Compensação de energia

Créditos de energia: A compensação de energia gerada e injetada na rede será realizada conforme as regras estabelecidas pela ANEEL, considerando os custos de operação e manutenção da rede elétrica.

- Garantia de fiel cumprimento

Projetos acima de 500 kW: Empreendimentos com potência instalada superior a 500 kW deverão apresentar garantia de fiel cumprimento para obter o parecer de acesso à rede elétrica.

- Geração compartilhada e autoconsumo remoto

Geração compartilhada: Possibilidade de consumidores compartilharem a energia gerada por sistemas de micro ou minigeração distribuída, como em condomínios ou cooperativas.

Autoconsumo remoto: Permite que a energia gerada em uma unidade consumidora seja utilizada em outra unidade do mesmo titular, mesmo que localizada em local diferente.

- Outras disposições

Sistema de compensação de energia elétrica (SCEE): A Lei nº 14.300/2022 estabelece a continuidade e aprimoramento do SCEE, visando à expansão da geração distribuída no país.

Regulamentação pela ANEEL: A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é responsável por regulamentar os dispositivos da lei e estabelecer as normas técnicas e operacionais necessárias para sua implementação.

#### 2.4.1.3. Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002

A Lei nº 10.438/2002 instituiu o Proinfa, com o objetivo de diversificar a matriz energética brasileira e incentivar a geração de energia elétrica por meio de fontes renováveis, como pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), biomassa e energia eólica. O programa estabeleceu a contratação de energia elétrica por meio de contratos de longo prazo, com duração de 20 anos, assegurando a compra da energia gerada pelos empreendimentos participantes.

Em 2025, o Proinfa continua a desempenhar um papel importante na matriz energética nacional. A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) aprovou as quotas de custeio e energia elétrica para o ano, totalizando R\$ 6.161.623.506,00, com um custo médio de R\$ 543,56/MWh. Os empreendimentos previstos para operação no âmbito do Proinfa em 2025 representam uma potência instalada de 2.975,10 MW, com geração estimada de 11.203.485 MWh.

Os custos por fonte foram definidos da seguinte forma:

- Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs): R\$ 374,36/MWh
- PCHs participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE): R\$ 480,36/MWh
- Energia Eólica: R\$ 743,07/MWh
- Térmicas a Biomassa: R\$ 379,43/MWh

Esses valores refletem os custos associados à operação e manutenção das usinas, bem como os investimentos necessários para garantir a continuidade da geração de energia.

O Proinfa é custeado por meio de encargos tarifários, com as distribuidoras e transmissoras recolhendo as cotas de custeio estabelecidas pela ANEEL. Os consumidores finais, exceto os classificados como baixa renda, contribuem para o financiamento do programa por meio da tarifa de energia elétrica.

A Lei nº 10.438/2002 também previu a criação da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), que tem como objetivo financiar programas e projetos relacionados ao setor elétrico, incluindo o Proinfa. A CDE é alimentada por recursos provenientes de encargos tarifários e é administrada pela ANEEL.

#### 2.4.1.4. Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004

A Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, estabeleceu as bases para a comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), permitindo que concessionárias, permissionárias e autorizadas de serviços e instalações de energia elétrica comercializassem energia elétrica por meio de contratação regulada ou livre. No contexto da geração distribuída, a referida lei foi pioneira ao mencionar explicitamente esse modelo de geração, reconhecendo sua importância para o setor elétrico nacional. Ela permitiu que a energia elétrica proveniente de contratos de concessionárias, permissionárias ou autorizadas, incluindo a geração distribuída, fosse utilizada para garantir o atendimento a todo o mercado consumidor das empresas de serviço público responsáveis pela distribuição de energia elétrica no SIN.

A Lei nº 10.848/2004 introduziu a possibilidade de contratação de energia elétrica por meio de leilões, estabelecendo regras para a contratação de energia elétrica pelas concessionárias, permissionárias e autorizadas de serviços e instalações de energia elétrica.

Em 2022, a Lei nº 14.300 instituiu o Marco Legal da Geração Distribuída, trazendo avanços significativos para o setor, como a definição clara das modalidades de microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS).

#### 2.4.1.5. Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004

O Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, estabeleceu as condições para a comercialização de energia elétrica no Brasil, regulamentando o processo de outorga de concessões e autorizações de geração de energia elétrica. Esse decreto foi fundamental para a consolidação da geração distribuída (GD) no país, pois, em seu Artigo 14, definiu formalmente o conceito de GD. De acordo com o decreto, considera-se geração distribuída a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, conectados diretamente ao sistema elétrico de distribuição do comprador, com exceção de empreendimentos hidrelétricos com capacidade instalada superior a 30 MW e termelétricos, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a 75%.

O Decreto nº 5.163/2004 introduziu a possibilidade de comercialização de energia elétrica por meio de contratos bilaterais no Ambiente de Contratação Livre (ACL), permitindo que consumidores livres negociassem diretamente com geradores ou comercializadores, e no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), no qual as distribuidoras adquiririam energia por meio de leilões organizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)

#### 2.4.1.6. Resolução Normativa nº 77, de 18 de agosto de 2004

A Resolução Normativa nº 77, de 18 de agosto de 2004, da ANEEL, foi um marco regulatório essencial para o desenvolvimento da geração distribuída (GD) no Brasil. Ela estabeleceu procedimentos para a redução das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição (TUST e TUSD) para empreendimentos hidrelétricos e aqueles com base em fontes solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, com potência instalada menor ou igual a 30.000 kW.

A partir de 2016, a Resolução foi atualizada pela REN ANEEL nº 745, ampliando os benefícios tarifários para empreendimentos com potência instalada superior a 30.000 kW e até 300.000 kW, desde que fossem vencedores de leilões de energia nova ou autorizados a partir de 1º de janeiro de 2016.

A Resolução estabeleceu que os empreendimentos com base em fonte solar que entrassem em operação comercial até 31 de dezembro de 2017 teriam direito a uma redução de 80% nas tarifas de uso dos sistemas elétricos nos primeiros 10 anos de operação, aplicando-se posteriormente a redução de 50%.

#### 2.4.1.7. Resolução Normativa nº 167, de 10 de outubro de 2005

A Resolução Normativa nº 167, de 10 de outubro de 2005, da ANEEL, estabeleceu diretrizes para a comercialização de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração distribuída no Brasil. Essa regulamentação visava assegurar a transparência e a equidade nas transações entre os agentes de distribuição e os geradores distribuídos. De acordo com a resolução, os agentes de distribuição deveriam adquirir energia de geração distribuída por meio de duas opções:

- Chamada Pública: Um processo licitatório que garantisse publicidade, transparência e igualdade entre todos os interessados.
- Compra Direta: Aquisição de energia elétrica de empreendimentos resultantes da desverticalização do setor elétrico, com contratos de compra e venda registrados na ANEEL e na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

A resolução também estabeleceu que o montante de energia elétrica contratada por meio de chamada pública não poderia exceder 10% da carga do agente de distribuição, com base na carga dos 12 meses anteriores. Além disso, os preços dos contratos seriam atualizados pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) ou por qualquer índice que viesse a substituí-lo. A ANEEL autorizaria o repasse, às tarifas dos consumidores finais, do preço da energia elétrica adquirida, até o limite do Valor Anual de Referência (VR) vigente no ano de início da entrega da energia contratada, com ajustes subsequentes baseados no IPCA (DOU/ANEEL, 2023)

#### 2.4.1.8. Resolução Normativa nº 345, de 16 de dezembro de 2008

A Resolução Normativa nº 345, de 16 de dezembro de 2008, estabeleceu os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), que visam padronizar e regulamentar as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica. Esses procedimentos são fundamentais para garantir a qualidade e a eficiência do fornecimento de energia elétrica aos consumidores.

Em 2022, os PRODIST passaram por uma revisão significativa com a publicação da Resolução Normativa nº 956/2021, que entrou em vigor em 1º de janeiro de 2022. Essa atualização revogou as versões anteriores e introduziu novos módulos e submódulos, além de revisões nos existentes, para aprimorar a regulamentação do setor elétrico brasileiro.

Os módulos revisados incluem:

Módulo 1: Glossário de Termos Técnicos do PRODIST.

Módulo 2: Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição

Módulo 3: Conexão ao Sistema de Distribuição de Energia Elétrica.

Módulo 4: Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição.

Módulo 5: Sistemas de Medição e Procedimentos de Leitura.

Módulo 6: Informações Requeridas e Obrigações.

Módulo 7: Cálculo de Perdas na Distribuição.

Módulo 8: Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica.

Módulo 9: Ressarcimento de Danos Elétricos.

Módulo 10: Sistema de Informação Geográfica Regulatório.

Módulo 11: Fatura de Energia Elétrica e Informações Suplementares.

#### 2.4.1.9. Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012

A Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), estabeleceu as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica. Essa resolução permitiu que consumidores produzissem sua própria energia a partir de fontes renováveis, como solar, eólica, biomassa, hidráulica e cogeração qualificada, e injetassem o excedente na rede elétrica, compensando o consumo subsequente.

Em 2021, a Resolução Normativa nº 1.000 atualizou a REN 482/2012, ampliando as possibilidades de compensação de energia elétrica. Entre as principais alterações, destacam-se:

- Autoconsumo remoto: Permite que consumidores utilizem a energia gerada em um local para compensar o consumo em outro, desde que ambos estejam na mesma área de concessão ou permissão da distribuidora.
- Geração compartilhada: Possibilita que vários consumidores compartilhem a energia gerada por uma única instalação de microgeração ou minigeração distribuída, formando consórcios ou cooperativas.
- Empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras: Facilita a adesão ao sistema de compensação para condomínios e empreendimentos que possuam diversas unidades consumidoras.

- Simplificação regulatória: Dispensa a assinatura de contratos de uso e conexão na qualidade de central geradora para participantes do sistema de compensação, sendo suficiente a celebração de Acordo Operativo ou Relacionamento Operacional, conforme o caso.

#### 2.4.2 Agências reguladoras

De acordo com SOUSA (2023), o modelo de agências reguladoras foi amplamente adotado no Brasil a partir da década de 1990, inspirado no sistema jurídico norte-americano. Embora haja argumentos de que órgãos com funções semelhantes já existissem anteriormente (especialmente no que se refere a uma maior autonomia em relação à administração pública direta), foi durante o processo de desestatização que a criação dessas entidades ganhou escala significativa. Esse movimento teve início com a instituição da Agência Nacional de Telecomunicações (ANATEL) e da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), consolidando o novo arranjo institucional voltado à regulação de setores estratégicos.

Com a redução da atuação direta do Estado na economia e a crescente delegação da prestação de serviços públicos a entes privados no contexto das políticas de desestatização e concessão, emergiu a necessidade de redefinir e fortalecer o papel regulador do Estado. Esse novo arranjo institucional visava assegurar a continuidade, qualidade, modicidade tarifária e universalização dos serviços, mesmo sob gestão privada. Nesse cenário, foram criadas as agências reguladoras brasileiras (autarquias especiais dotadas de autonomia técnica, administrativa e financeira) com a função de normatizar, fiscalizar e controlar os setores estratégicos transferidos à iniciativa privada, como telecomunicações, energia elétrica, transportes e saúde suplementar. (Sousa, 2023)

Essas agências foram instituídas com o propósito de regular setores estratégicos que passaram por processos de privatização, operando com um grau elevado de autonomia frente ao Poder Executivo. A concessão dessa autonomia objetiva garantir uma atuação técnica e imparcial, resguardando a estabilidade regulatória diante das mudanças político-partidárias inerentes ao regime democrático. Essa independência confere às agências o poder de editar normas infralegais de

caráter abstrato, tomar decisões discricionárias no âmbito de sua competência e dirimir conflitos específicos em seus respectivos setores regulados (Sousa, 2023).

É fundamental destacar que não há um regime jurídico uniforme aplicável a todas as agências reguladoras. Assim, prevalece o princípio da especialidade, pelo qual cada agência atua na regulação de um setor específico atribuído por lei. Por essa razão, cada uma delas possui um regime jurídico próprio, com estrutura organizacional e competências ajustadas às peculiaridades do setor econômico ou social que regula (Sousa, 2023).

Diante das responsabilidades inerentes à regulação do setor elétrico — marcado predominantemente por regimes de concessão e permissão (Governo Federal mobilizou uma série de instituições para assegurar a implementação e o cumprimento das diretrizes setoriais. Nesse contexto, destaca-se a atuação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), instituída como autarquia central no processo de regulação e fiscalização, com a incumbência de garantir a adequada prestação dos serviços, o equilíbrio econômico-financeiro dos contratos, a modicidade tarifária e a proteção dos direitos dos consumidores (Mota, 2020).

É fundamental destacar a amplitude da atuação regulatória e fiscalizadora da ANEEL, que abrange diversos agentes integrantes da cadeia do setor elétrico. Entre os principais participantes estão: o produtor independente de energia, entidade autorizada a gerar energia elétrica com o objetivo de comercialização; o autoprodutor, pessoa física ou jurídica que, mediante autorização, gera energia destinada ao consumo próprio; o agente comercializador, pessoa jurídica constituída exclusivamente para atuar na compra e venda de energia no mercado; a Operadora Nacional do Sistema Elétrico (ONS), responsável pela coordenação e controle da operação da geração e transmissão em âmbito nacional; além dos consumidores livres, que têm liberdade para escolher seu fornecedor de energia; os concessionários de geração, transmissão e distribuição; e os permissionários de distribuição, todos sujeitos à regulação e fiscalização pela ANEEL, conforme as diretrizes legais e contratuais vigentes (ANEEL, 2023).

#### 2.4.3. Tributação da energia elétrica

É atribuição do consumidor reconhecer a necessidade que cabe a responsabilidade de avaliar a relação custo-benefício envolvida na adoção de

sistemas fotovoltaicos, considerando os aspectos econômicos, técnicos e regulatórios. No entanto, a definição sobre a incidência de tributos na cadeia da energia solar fotovoltaica não é de competência da ANEEL (ANEEL, 2023).

De fato, essa atribuição recai sobre a Receita Federal do Brasil, no que tange aos tributos federais, e sobre as Secretarias de Fazenda dos Estados, no âmbito dos tributos estaduais. Entre os principais encargos que impactam a aquisição e utilização de sistemas fotovoltaicos, destacam-se o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), o Programa de Integração Social (PIS), a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS), o Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI) e o Imposto de Importação (II), os quais influenciam diretamente a viabilidade econômica desses sistemas (Sousa, 2023).

Esse Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) (tributo de competência estadual) incide sobre a energia elétrica consumida, incluindo a parcela referente à energia gerada por sistemas fotovoltaicos e injetada na rede de distribuição. Em sistemas de compensação de energia, o consumidor que injeta energia na rede recebe créditos em kWh, mas esses créditos podem ser impactados pela tributação estadual. Por exemplo, em estados com alíquota de ICMS de 18%, o crédito efetivamente recebido pelo consumidor pode equivaler a apenas 82% da energia injetada, ou seja, para cada 1 kWh enviado à rede, o consumidor recebe um crédito de 0,82 kWh. (Sousa, 2023)

Até 2015, a tributação da energia compensada era disciplinada pelo Convênio ICMS 6/13, do Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ), que autorizava os estados a conceder isenção do ICMS sobre a energia elétrica compensada no âmbito da micro e minigeração distribuída. No entanto, com a revogação desse convênio, os estados passaram a ter autonomia plena para decidir sobre a incidência do ICMS na energia injetada na rede. Como consequência, o tratamento tributário da energia solar passou a variar entre as unidades federativas. Enquanto estados como Minas Gerais, São Paulo e Paraná mantiveram a isenção do ICMS sobre a energia compensada, outros, como Amazonas e Roraima, optaram por tributar total ou parcialmente essa energia, afetando diretamente a atratividade econômica dos sistemas fotovoltaicos (Silva, 2020).

A isenção do Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI) também é um aspecto relevante no contexto da tributação incidente sobre a cadeia da energia elétrica. De acordo com o Decreto nº 7.212, de 15 de junho de 2010 (que regulamenta

a cobrança do IPI), estão isentos da incidência desse tributo determinados produtos, entre eles a energia elétrica, os derivados de petróleo, combustíveis e minerais do país. Em seu artigo 18, inciso II, o decreto dispõe expressamente sobre a não incidência do IPI nas operações com energia elétrica, o que significa que, apesar de ser um bem tributável em outras etapas da cadeia, a energia elétrica, enquanto produto final, não sofre a incidência desse imposto federal (Mota, 2020).

Adicionalmente, houve uma redução significativa no Imposto de Importação (II) para equipamentos destinados à geração de energia solar fotovoltaica. Por meio da Resolução CAMEX nº 64, de 22 de agosto de 2015, a alíquota do II sobre bens de capital utilizados na produção desses equipamentos foi reduzida de 14% para 2%. Essa medida, que visava incentivar a adoção de tecnologias limpas e estimular o mercado de energia solar no Brasil, esteve em vigor até 31 de dezembro de 2016.

De acordo com dados fornecidos pelo Grupo Setorial Fotovoltaico da Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica (Abinee), a carga tributária estimada para a instalação de um sistema de geração distribuída fotovoltaica representa cerca de 25% do valor total de venda e montagem dos equipamentos. Quando comparado a padrões internacionais, o custo adicional associado à carga tributária no Brasil é significativamente maior, situando-se entre 30% e 35% do valor total, o que impacta diretamente a competitividade do mercado local em relação a outros países (Mota, 2020).

#### 2.4.4. Grupos tarifários de energia elétrica

A tarifa de energia elétrica é composta por três elementos principais: o custo da energia gerada, o custo do transporte dessa energia (transmissão e distribuição) e os encargos setoriais. Além disso, embora não sejam instituídos pela ANEEL, os tributos federais, estaduais e municipais também estão embutidos no valor final pago pelo consumidor (Sousa, 2023).

Para fins de cálculo tarifário, os custos das distribuidoras são organizados em duas parcelas distintas: Parcela A, que engloba os custos não gerenciáveis pela distribuidora (como a compra de energia, os encargos setoriais e o uso dos sistemas de transmissão); e Parcela B, que corresponde aos custos gerenciáveis, relacionados à operação, manutenção e investimentos na infraestrutura de distribuição. A preservação do equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias de distribuição é

um princípio regulatório fundamental, pois garante a continuidade, qualidade e eficiência na prestação do serviço público de energia elétrica aos consumidores (Sousa, 2023).

No que diz respeito as categorias tarifárias, elas configuram estratégias regulatórias utilizadas para adequar os custos da energia elétrica ao perfil de consumo e à tensão de fornecimento das unidades consumidoras. É importante destacar a distinção entre tarifa e tarifação: a tarifa corresponde ao valor monetário efetivamente pago pelo consumidor pela energia consumida e pelos serviços de distribuição, enquanto a tarifação refere-se à forma de arrecadação cujos recursos são, em parte, destinados aos cofres públicos e à manutenção do setor elétrico (ANEEL, 2020).

A adoção dessas categorias visa assegurar uma precificação mais precisa e equitativa, levando em consideração as particularidades técnicas e econômicas de cada consumidor. Unidades consumidoras comerciais e industriais, por exemplo, podem ser classificadas tanto no Grupo A quanto no Grupo B, conforme a tensão de fornecimento: consumidores do Grupo A são atendidos em alta tensão (geralmente acima de 2,3 kV), enquanto os do Grupo B são atendidos em baixa tensão. Essa distinção influencia diretamente a estrutura tarifária aplicada, refletindo-se no custo final da energia elétrica (ANEEL, 2020).

As modalidades tarifárias compreendem diferentes regras de tarifação em virtude do consumo de energia elétrica e demanda de potência ativa, são definidas de acordo com o Grupo Tarifário. A Resolução Normativa ANEEL nº 1.000/2021 e o Módulo 7 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - Proret estabelecem as seguintes opções de contratação para cada Grupo Tarifário (ANEEL, 2022):

Grupo B: As unidades consumidoras do Grupo B são classificadas em Baixa Tensão, nas Classes Residencial (Subgrupo B1), Rural (B2), Demais Classes (B3) e Iluminação Pública (B4). Para esse grupo, existem duas opções tarifárias:

- Convencional Monômnia: Essa tarifa possui uma única tarifa de consumo de energia elétrica, independentemente das horas de utilização do dia.
- Horária Branca: Essa tarifa diferencia o consumo de energia elétrica de acordo com as horas de utilização do dia, utilizando postos tarifários. No entanto, ela não está disponível para o subgrupo B4 e para a subclasse Baixa Renda do subgrupo B1.

Grupo A: As unidades consumidoras do Grupo A são classificadas em Alta Tensão (Subgrupos A1, A2 e A3), Média Tensão (Subgrupos A3a e A4) e sistemas subterrâneos (Subgrupo AS). Para esse grupo, existem duas opções tarifárias:

- Horária Azul: Essa tarifa possui diferenciação no consumo de energia elétrica e na demanda de potência, considerando as horas de utilização do dia, conhecidas como postos tarifários. Essa opção está disponível para todos os subgrupos do Grupo A.

- Horária Verde: Essa tarifa também considera as horas de utilização do dia, mas possui uma única tarifa de demanda de potência. Essa opção está disponível para os subgrupos A3a, A4 e AS.

As descrições na Resolução Normativa (REN) nº 1.000/2021 para a definição das modalidades tarifárias horárias do grupo A (ANEEL, 2021, p. 90) são:

Art. 213. A modalidade tarifária horária verde é caracterizada por:

I - uma tarifa para a demanda, sem segmentação horária;

II - uma tarifa para o consumo de energia elétrica para o posto tarifário ponta; e

III - uma tarifa para o consumo de energia elétrica para o posto tarifário fora de ponta.

Art. 214. A modalidade tarifária horária azul é caracterizada por:

I - uma tarifa para a demanda para o posto tarifário ponta;

II - uma tarifa para a demanda para o posto tarifário fora de ponta;

III - uma tarifa para o consumo de energia elétrica para o posto tarifário ponta; e

IV - uma tarifa para o consumo de energia elétrica para o posto tarifário fora de ponta.

A Tabela 3 apresenta a divisão dos subgrupos tarifários que compõem o Grupo A, classificados conforme o nível de tensão de fornecimento da unidade consumidora. O enquadramento na Modalidade Tarifária Horária (MTH) ocorre de forma automática na modalidade Horária Azul para os subgrupos A1, A2 e A3, em razão de suas características técnicas e operacionais. Já os subgrupos A3a, A4 e AS têm a possibilidade de optar entre as modalidades Horária Azul e Horária Verde, conforme a estratégia de consumo e a análise de custo-benefício realizada pelo consumidor.

Tabela 2 – Subgrupos A, pela tensão de fornecimento.

<b>Subgrupo</b>	<b>Tensão de Fornecimento</b>	<b>MTH</b>
A1	≥ 230 kV	Azul
A2	88 kV a 138 kV	Azul
A3	69 kV	Azul
A3a	30 kV a 44 kV	Azul ou Verde
A4	2,3 kV a 25 kV	Azul ou Verde
	< 2,3 kV	
AS	subterrâneo	Azul ou Verde

Fonte: Adaptado de ANEEL (2021).

A Modalidade Tarifária Horária (MTH) Verde apresenta uma única tarifa para a demanda contratada, independentemente do horário de utilização, e tarifas diferenciadas para o consumo de energia elétrica nos períodos tarifários de Ponta e Fora de Ponta. Por sua vez, a Modalidade Tarifária Horária Azul adota tarifas distintas tanto para a demanda quanto para o consumo de energia elétrica, discriminando os valores conforme os períodos de Ponta e Fora de Ponta, o que proporciona maior granularidade na precificação e pode favorecer estratégias de gestão do consumo por parte do consumidor (Sousa, 2023).

#### 2.4.5. Postos tarifários

A definição dos postos tarifários é essencial para a aplicação das modalidades tarifárias horárias, conforme estabelecido pela Resolução Normativa ANEEL nº 1.000/2021 e pelo Módulo 7 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET. A responsabilidade pela fixação desses postos é atribuída às distribuidoras de energia elétrica, sendo realizada durante o processo de revisão tarifária periódica, que ocorre, em geral, a cada quatro ou cinco anos (Rocha, 2019).

No Grupo A, são adotados dois postos tarifários: Ponta e Fora de Ponta, os quais refletem variações nos custos da operação do sistema elétrico em diferentes horários do dia. Já na Tarifa Branca, aplicável aos consumidores do Grupo B, são utilizados três postos tarifários distintos: Ponta, Intermediário e Fora de Ponta. Cada posto corresponde a faixas horárias específicas, previamente definidas pela

distribuidora com base no perfil de carga da área de concessão, de forma a refletir os custos reais do fornecimento de energia em cada período (ANEEL, 2022c).

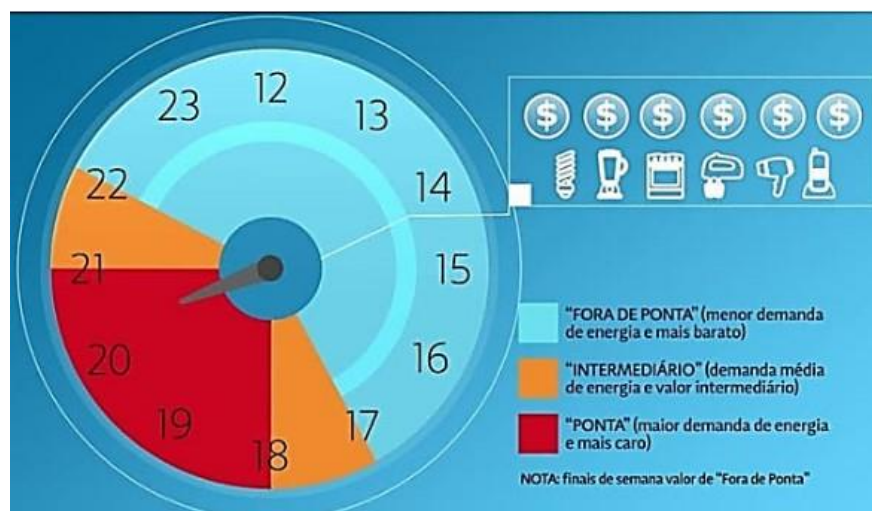
- O posto de Ponta é um período diário de 3 horas consecutivas, exceto aos sábados, domingos e feriados nacionais (Sousa, 2023).
- Já o posto intermediário é um período de horas conjugadas ao horário de ponta, aplicado apenas às unidades consumidoras que optam pela Tarifa Branca, e pode variar de 1 a 1h30 antes e depois do horário de ponta (Sousa, 2023).
- Por fim, o posto Fora de Ponta é composto pelas horas consecutivas e complementares aos postos de ponta e intermediário (Sousa, 2023).

Os postos tarifários são definidos com base na área de concessão ou permissão de cada distribuidora, respeitando as características específicas de consumo e demanda da região. Contudo, algumas distribuidoras podem apresentar exceções, cujos critérios e horários diferenciados estão expressamente estabelecidos na resolução que homologa sua revisão tarifária periódica (Rocha, 2019)

É importante destacar que a aplicação dos postos tarifários se restringe aos dias úteis. Aos finais de semana e nos feriados nacionais, todas as horas são classificadas como Fora de Ponta, independentemente do horário do dia. Atualmente, existem onze feriados nacionais reconhecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) para fins de aplicação dessa regra, assegurando uniformidade na cobrança da tarifa nesses dias específicos (Silva, 2023).

Conforme ilustrado na Figura 5, o horário de ponta corresponde ao intervalo do dia em que se verifica o pico de consumo de energia elétrica, geralmente entre 18h e 21h. Esse período concentra uma demanda elevada por parte das unidades consumidoras, exigindo maior esforço operacional das concessionárias para garantir o equilíbrio entre oferta e consumo de energia no sistema. A intensificação da demanda nesse intervalo decorre do retorno da população às residências, do acionamento da iluminação pública e da permanência parcial das atividades no setor comercial e industrial. Por esse motivo, a energia consumida no horário de ponta possui custo mais elevado, refletindo o aumento dos encargos operacionais e da necessidade de acionamento de fontes de geração complementares (Generac, 2021).

Figura 4 – Horário de ponta, fora ponta e intermediário



Fonte: Generac, 2021.

A distribuidora define os horários de ponta para sua área de atuação (Tabela 4).

Tabela 3 – Horários de ponta da distribuidora.

<b>Concessionárias</b>	<b>Estado</b>	<b>Hora de ponta</b>
CEMIG	MG	17h às 20h
LIGHT	RJ	17h30 às 20h30
ENEL	SP, RJ, GO	18h às 21h
CELPE	PE	17h às 20h
CEB	DF	18h às 21h

Fonte: Rocha; Resende, 2023.

#### 2.4.6. Demanda Contratada

Segundo a ANEEL, demanda contratada é a potência ativa que a distribuidora deve fornecer continuamente no ponto de conexão, levando em consideração o valor e período estabelecidos no contrato, em quilowatts (kW). A demanda é registrada a cada 15 minutos pelo medidor de energia da unidade consumidora e corresponde à média das potências elétricas ativas requeridas ao sistema elétrico pela carga ou geração instalada em operação. Assim, ao longo de um mês de faturamento, são realizados cerca de 2.880 registros de demanda, sendo que

o valor máximo registrado é considerado como a Demanda Medida (DM) (SANCHES, 2022).

De acordo com a Resolução Normativa nº 1.000/2021 da ANEEL (2021), o prazo para atendimento de uma solicitação de aumento da demanda contratada varia conforme o tipo de conexão e as características do sistema. Para unidades consumidoras com microgeração distribuída ou sem geração, em tensão inferior a 69 kV e quando não há necessidade de obras no sistema, o prazo para atendimento é de 15 dias. No caso de conexões que exigem obras no sistema, esse prazo é estendido para 30 dias. Para as demais conexões, o prazo é de 45 dias, contados a partir da data da solicitação feita pelo consumidor (ANEEL, 2021)

Em relação à redução de demanda contratada, a distribuidora tem prazos diferenciados conforme o subgrupo tarifário. Para consumidores dos subgrupos AS ou A4, o prazo para atender o pedido é de 90 dias, enquanto para os demais usuários o prazo é de 180 dias. É importante ressaltar que, conforme a regulamentação, é vedada a realização de mais de uma redução de demanda contratada dentro de um intervalo de 12 meses (ANEEL, 2021)

De acordo com Marangoni (2021), é responsabilidade da concessionária de distribuição assegurar que a potência elétrica contratada esteja integralmente disponível ao consumidor a qualquer momento, desde a assinatura do contrato de uso do sistema elétrico e dentro dos prazos regulamentares estabelecidos. A distribuidora deve dimensionar e manter sua infraestrutura de modo a atender plenamente a demanda contratada, garantindo a continuidade e a qualidade do fornecimento.

Por sua parte, o consumidor é obrigado a pagar integralmente o valor correspondente à demanda contratada, independentemente do uso efetivo dessa potência. Caso a demanda medida ultrapasse o limite de tolerância previsto, o consumidor está sujeito à cobrança da tarifa de ultrapassagem, que pode atingir até o dobro da tarifa de demanda contratada, conforme estabelecido pela ANEEL.

As regras de tolerância para ultrapassagem variam conforme a categoria da unidade conectada. A distribuidora está autorizada a aplicar cobrança adicional quando a demanda medida exceder:

- 1% da demanda contratada para agentes geradores, importadores ou exportadores de energia;
- 5% para consumidores finais;
- 10% para outras distribuidoras conectadas ao sistema

#### 2.4.6.1. Critérios para determinar demanda faturada

A demanda faturada (utilizada como base para o cálculo do valor a ser pago pelo consumidor) é determinada a partir da demanda medida, com base em três critérios estabelecidos pela regulamentação vigente (ANEEL, 2021) com a relevância de classificar perfis de consumidores.

Tabela 4 – Critérios para determinar a demanda faturada.

<b>CRITÉRIO</b>	<b>DEMANDA FATURADA (DF)</b>
<b>DM &lt; DC</b>	DC
<b>DC ≤ DM ≤ DL</b>	DM
<b>DL &lt; DM</b>	DM + DU

Fonte: Adaptado da ANEEL, 2021

A Tabela 5 apresenta os três critérios utilizados para a definição da Demanda Faturada, acompanhados de suas respectivas siglas: DM (Demanda Medida), DC (Demanda Contratada), DL (Demanda Limite) e DU (Demanda de Ultrapassagem), facilitando a compreensão dos parâmetros considerados no processo de faturamento.

No primeiro critério, o consumidor paga integralmente o valor correspondente à Demanda Contratada (DC), mesmo quando a Demanda Medida (DM) (também chamada de Demanda Registrada) for inferior a esse valor. Esse cenário, evidencia o desperdício financeiro gerado pela diferença entre a demanda contratada e a efetivamente utilizada. Essa diferença, destacada na figura com a área em verde, representa a sobra de capacidade não aproveitada, que, embora não utilizada, ainda assim é cobrada do consumidor. Trata-se de um custo fixo que remunera a disponibilidade da infraestrutura elétrica, independentemente do uso efetivo.

De acordo com o segundo critério apresentado na Tabela 5, quando o valor da demanda medida (DM) estiver entre a demanda contratada (DC) e a Demanda Limite (DL), o valor faturado será baseado diretamente na DM. Isso significa que o

consumidor pagará exclusivamente pelo consumo de energia elétrica efetivamente utilizado durante o período, sem a necessidade de arcar com custos adicionais relacionados à demanda não utilizada. Contudo, é fundamental que o consumidor acompanhe de perto sua demanda para evitar ultrapassar o limite máximo estipulado pela concessionária. Caso isso ocorra, serão aplicadas as tarifas de ultrapassagem, conforme as regras definidas pela ANEEL, o que pode resultar em custos extras.

Por sua vez, o terceiro critério apresentado na Tabela 5, se a demanda medida (DM) ultrapassar o limite estabelecido pela demanda limite (DL) (considerando uma tolerância de 5% para os consumidores), será cobrada não apenas a DM, mas também a demanda de ultrapassagem (DU). Ao exceder a Demanda Contratada (DC) (e após ultrapassar a tolerância de 5%), é aplicada uma multa correspondente à demanda de ultrapassagem (DU). Esse excedente resulta em custos adicionais para o consumidor, elevando seus gastos com energia elétrica.

#### 2.4.6.2. Ajuste da demanda contratada

Ao analisar os critérios da Demanda Faturada, é possível identificar duas situações em que o consumidor pode acabar pagando custos adicionais desnecessários. A primeira ocorre quando a demanda medida (DM) é inferior à demanda contratada (DC) (1º critério), e a segunda se dá quando a Demanda Medida ultrapassa o limite estabelecido, gerando a cobrança de demanda de ultrapassagem (DU) (3º critério). Em ambos os casos, o consumidor pode estar incorrendo em prejuízos financeiros evitáveis, os quais poderiam ser evitados com um ajuste adequado no contrato de demanda.

A revista FotoVolt, em junho de 2021, publicou um estudo que enfatizou a importância do gerenciamento da demanda contratada como uma ferramenta essencial para eliminar desperdícios e aprimorar a eficiência energética, resultando na redução de custos. A análise, realizada com dados de uma Instituição Federal de Ensino Superior (IFES), indicou que a revisão do contrato de fornecimento, ajustando a demanda contratada para um valor mais adequado, poderia resultar em uma redução de custos de energia de R\$ 943,36 mensais ou R\$ 11.320,30 anuais. Esse resultado evidenciou a necessidade de que outras instituições federais também revisem seus contratos de energia de forma criteriosa, visando otimizar os gastos com o fornecimento energético (FILHO, 2021).

#### 2.4.7. Condições para migração do grupo B para o grupo A

De acordo com a Cartilha do Ministério da Economia (2020), a migração de consumidores do Grupo B para o Grupo A é uma alternativa viável para aqueles alimentados em baixa tensão que buscam reduzir seus custos com energia elétrica e obter energia de melhor qualidade. Para que essa migração seja efetivada, a unidade consumidora deve atender às condições especificadas na Tabela 3.

Tabela 5 – Migração do grupo B para grupo A.

CONDIÇÕES	DESCRIÇÃO)
Carga instalada	Superior a 75 kW
Demanda	Igual ou superior a 30 kW
Viabilidade técnica e econômica	Possibilidade de migração considerada viável
Investimentos necessários	Análise tarifária e investimentos em subestação (transformadores)

Fonte: Adaptado do Ministério da economia, 2020.

É fundamental ressaltar que a migração para o Grupo A exige um estudo aprofundado realizado por um profissional especializado, pois envolve uma análise detalhada da tarifação e, frequentemente, investimentos em infraestrutura, como subestações e transformadores. Embora essa migração possa demandar um investimento inicial, ela oferece benefícios significativos, como melhoria na qualidade da energia elétrica, redução de perdas técnicas e aumento da disponibilidade de energia, resultando em uma operação mais eficiente e confiável.

#### 2.4.8. Incidência de tributação sobre as componentes tarifárias da energia elétrica

A estrutura tarifária corresponde ao conjunto de tarifas aplicadas no mercado de distribuição de energia elétrica, organizadas de forma a refletir os custos regulatórios das distribuidoras conforme os diferentes subgrupos, classes e subclasses tarifárias dos consumidores. Essas tarifas são definidas por meio dos processos de revisão ou reajuste tarifário, realizados periodicamente pela ANEEL, e são compostas por diversos componentes, como: transporte de energia, perdas

técnicas, encargos setoriais e o custo da energia adquirida para revenda. A combinação desses elementos resulta na formação das duas principais tarifas cobradas ao consumidor: a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e a Tarifa de Energia (TE) (SOUSA, 2023)

A ANEEL é a responsável pela regulação das tarifas de energia elétrica aplicadas aos consumidores finais (Schroer, 2022). Esses valores são calculados com base em diversos fatores que compõem o custo final da energia, os quais estão detalhadamente descritos na estrutura tarifária das concessionárias de distribuição. As definições normativas desses elementos constam nos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, documento oficial disponibilizado pela própria agência. Especificamente, o Módulo 7 do PRORET trata da Estrutura Tarifária, sendo que o Submódulo 7.1, versão 2.8, apresenta as definições técnicas e regulatórias de cada componente tarifário (ANEEL, 2022).

TE - Tarifa de energia, é a parcela da tarifa que cobre os custos com a compra de energia elétrica destinada à revenda aos consumidores. Essa energia pode ser adquirida por diferentes meios, incluindo:

- Aquisição por meio de leilões no Ambiente de Contratação Regulada (ACR);
- Quota de energia proveniente de Itaipu Binacional;
- Geração própria da distribuidora;
- Compra junto ao agente supridor atual;
- Aquisição de energia oriunda da geração distribuída (GD).

TE – Encargos, é a parcela da Tarifa de Energia (TE) destinada a cobrir custos com encargos setoriais, que viabilizam políticas públicas e a operação do sistema elétrico:

Encargos operacionais do sistema:

- Encargos de Serviços do Sistema (ESS)
- Encargo de Energia de Reserva (EER)

Programas e políticas públicas:

- Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (P&D/EE)
- Contribuição Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH)

Quotas da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE):

- CDE associada aos Empréstimos da Conta-COVID e da Conta Escassez Hídrica (TE CDE)
- CDE para modicidade tarifária, decorrente da desestatização da Eletrobras (CDE ELET)
- CDE vinculada ao benefício tarifário do sistema de compensação da geração distribuída (CDE GD)

TE – Transporte, corresponde aos custos de transmissão de energia elétrica dentro da TE, especificamente:

- Transporte de energia proveniente de Itaipu
- Transporte pela Rede Básica de Itaipu

TE – Perdas, abrange os custos relacionados às perdas técnicas de energia durante o transporte pela Rede Básica, com base nos parâmetros do mercado de referência.

TE – Outros, Inclui componentes diversos não classificados nas categorias anteriores, como:

- Subvenção para consumo inferior a 350 kWh/mês (Subvenção D < 350)
- Demais encargos e ajustes residuais

Para os custos da tarifa de energia (TE) são compostas por diversas componentes tarifárias, conforme ilustrado na Figura 5:

Figura 5 – Custos e componentes da TE



Fonte: ANEEL, 2022.

As funções de custos da TUSD são compostas pelos seguintes componentes tarifários, conforme ilustrado na Figura 6:

TUSD – Transporte, corresponde à parcela da tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD) responsável pelos custos de transporte de energia elétrica, sendo composta por duas subpartes:

TUSD FIO A, abrange os custos regulatórios associados ao uso de ativos de terceiros, incluindo:

- Uso dos sistemas de transmissão da Rede Básica;
- Uso dos transformadores de potência da Rede Básica com tensão inferior a 230 kV e das DIT (Distribuidoras Interligadas de Transmissão) compartilhadas;
- Uso dos sistemas de distribuição de outras distribuidoras;
- Conexão às instalações de transmissão ou distribuição.

TUSD FIO B, refere-se à parcela da tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD) que cobre os custos regulatórios relacionados ao uso dos ativos próprios da distribuidora, integrantes da Parcela B. Inclui:

Custo Anual dos Ativos (CAA):

- Valor que remunera os investimentos realizados pela distribuidora em sua infraestrutura elétrica (como redes, subestações e equipamentos).

Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM):

Abrange os custos operacionais da distribuidora, incluindo:

- Gestão administrativa;
- Manutenção preventiva e corretiva dos ativos;
- Operação da rede de distribuição.

TUSD – Encargos, é a parcela da tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD) destinada a recuperar os custos com encargos setoriais, essenciais para viabilizar políticas públicas e a operação do setor elétrico. Inclui:

Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (P&D/EE):

- Recursos obrigatórios aplicados em inovação tecnológica e ações de eficiência energética.

Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE):

- Tributo pago à ANEEL para custear as atividades de fiscalização do setor elétrico.

Contribuição ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS):

- Financia a operação e coordenação do sistema interligado nacional.

Quota da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE):

- Fundo setorial que promove a universalização do acesso e modicidade tarifária.

Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA):

- Suporte ao desenvolvimento de fontes renováveis como eólica, biomassa e PCHs.

CDE – Contas (COVID e Escassez Hídrica):

- Quotas destinadas à amortização dos empréstimos emergenciais contratados para mitigar os impactos financeiros das crises da pandemia e da escassez hídrica.

TUSD – Perdas, é a parcela da tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD) destinada a cobrir os custos regulatórios com perdas de energia elétrica ao longo do processo de distribuição. Inclui:

Perdas Técnicas no sistema da distribuidora:

- Ocasionadas pela própria operação física da rede elétrica (ex.: efeito Joule nos cabos, transformações e conexões).

Perdas Não Técnicas:

- Resultantes de situações externas à operação da rede, como furtos de energia (gatos), fraudes e erros de medição.

Perdas na Rede Básica:

- Representam a parcela das perdas ocorridas na infraestrutura de transmissão (Rede Básica) que são atribuídas à distribuidora, com base em parâmetros regulatórios.

Receitas Irrecuperáveis:

- Corresponde à valores que a distribuidora deixou de receber, por inadimplência ou falência de consumidores, e que são reconhecidos como custos regulatórios.

TUSD – Outros, é a parcela residual da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) que abrange componentes diversos não enquadrados nas categorias principais. Inclui:

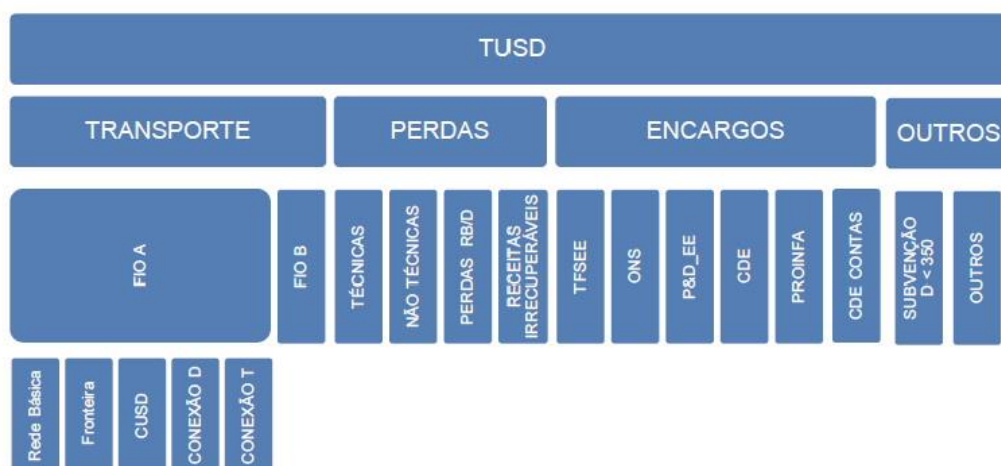
Subvenção D < 350:

- Subsídio tarifário concedido a unidades consumidoras com consumo inferior a 350 kWh/mês, geralmente vinculadas ao programa de tarifa social de energia elétrica, visando à modicidade tarifária.

Outros:

- Demais itens de menor impacto ou pontuais, reconhecidos pela regulação, que não se enquadram nas categorias específicas de FIO A, FIO B, Encargos ou Perdas.

Figura 6 – Custos e componentes da TUSD



Fonte: ANEEL, 2022.

Segundo Dachery (2022), Fio A e Fio B são componentes da tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD), responsáveis por remunerar o serviço de transporte da energia elétrica até o consumidor final. Ambos refletem custos distintos da cadeia de distribuição e são regulamentados pela ANEEL: Fio A refere-se aos custos associados ao uso de ativos de terceiros, como os sistemas de transmissão da Rede Básica e instalações compartilhadas entre distribuidoras. Está vinculado à Parcela A, composta por custos que não estão sob o controle direto da distribuidora. Fio B representa os custos da infraestrutura própria da distribuidora, incluindo investimentos, operação e manutenção da rede elétrica local. Está ligado à Parcela B, que inclui custos gerenciáveis pela distribuidora (ANNEEL, 2023)

#### 2.4.9. Plano nacional de energia 2030

O Plano Nacional de Energia 2030 (PNE 2030), elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), é um instrumento estratégico que orienta o planejamento de longo prazo do setor energético brasileiro, projetando o desenvolvimento do sistema até o ano de 2030. O plano destaca a diversificação da matriz elétrica com prioridade para fontes renováveis, como solar e eólica, e prevê uma expansão significativa da geração distribuída, especialmente por meio da energia solar fotovoltaica. O PNE também enfatiza a importância da modernização das redes de distribuição com tecnologias digitais, como os medidores inteligentes, e o fortalecimento da eficiência energética nos setores residencial, industrial e de transportes (EPE,2023)

### **2.5. Sistema elétrico de distribuição**

Ultimamente, embora o Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) tenha passado por importantes avanços, grande parte da infraestrutura ainda opera com base em um modelo tradicional, caracterizado por instalações com equipamentos fisicamente robustos, mas com baixo nível de digitalização e automação. No entanto, o país tenha adicionado mais de 5.400 km de linhas de transmissão em 2023, aumentando a segurança e confiabilidade do sistema, grande parte da infraestrutura ainda opera com equipamentos tradicionais, com níveis variados de automação e digitalização.

A implementação de tecnologias como Internet das Coisas (IoT), Inteligência Artificial (IA) e Big Data está em andamento, mas de forma desigual entre as distribuidoras. Por exemplo, empresas como Copel, Enel São Paulo e Cemig estão avançando na instalação de medidores inteligentes, com investimentos significativos e planos de expansão até 2025. No entanto, a transição para redes inteligentes ainda enfrenta desafios regulatórios e financeiros, o que pode comprometer a flexibilidade operacional da rede, especialmente diante da crescente penetração de fontes intermitentes, como a solar e a eólica (Setor, 2024).

Em países como o Reino Unido, consumidores equipados com medidores inteligentes participam de programas que incentivam a redução do consumo de eletricidade durante períodos de alta tarifa ou quando a energia é predominantemente gerada por fontes mais poluentes, resultando em benefícios econômicos e ambientais (Setor,2024).

Projetos-piloto realizados no âmbito dos programas de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) regulados pela ANEEL têm demonstrado ganhos em eficiência operacional, redução de perdas comerciais e melhoria na qualidade do serviço. A expectativa é que, até 2030, as principais concessionárias passem a adquirir majoritariamente medidores inteligentes em substituição aos modelos eletrônicos convencionais (Villalva, 2015).

De acordo com a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE), um aspecto crucial da produção e do consumo de energia elétrica é a sua limitação quanto ao armazenamento em larga escala, o que a distingue de outros serviços essenciais, como os sistemas de saneamento e gás. Por não ser economicamente viável armazenar eletricidade de forma ampla, torna-se indispensável manter um equilíbrio contínuo e dinâmico entre a oferta e a demanda em tempo real, exigindo um sistema de operação altamente eficiente, seguro e monitorado de forma constante (ABRADEE, 2016).

### **3 MATERIAIS E MÉTODOS**

A presente pesquisa adotou uma abordagem qualitativa, de natureza exploratória, com método dedutivo, tendo como objetivo analisar o panorama regulatório da geração distribuída (GD) no Brasil e seus impactos no desenvolvimento

do setor com auxílio explanatório de estudo de caso. A metodologia foi estruturada em duas etapas principais: a revisão bibliográfica e a análise documental.

### **3.1 Coleta de dados e informações (Primeira etapa)**

Na obtenção dos dados, primeira etapa, realizou-se uma ampla revisão da literatura acadêmica, através de consultas a materiais disponíveis em banco de dados, artigos científicos, dissertações, teses e relatórios técnicos disponíveis em plataformas como: *Scielo*, *Science Direct*, *Elsevier*, *Google Acadêmico*, trabalhos acadêmicos e bases institucionais relevantes, com datas de publicações entre os anos de 2015 e 2025, com a finalidade de contextualizar a pesquisa e embasar teoricamente a discussão. Essa revisão teve como foco principal os fundamentos da geração distribuída, sua evolução no cenário brasileiro e os desafios regulatórios enfrentados ano após ano.

Vale ressaltar que trabalhos com data de publicações até 10 anos da data vigente desta pesquisa foram considerados pelo fato de conter informações e dados completos e preponderante para a pesquisa, esses que foram incluídos por apresentarem análises abrangentes e resultados relevantes, que serviram como base teórica e metodológica para o desenvolvimento deste estudo.

### **3.2 Análise da legislação e normatização (Segunda etapa)**

Na segunda etapa, foi realizada uma análise documental de natureza normativa e legal. Vale salientar que os dados primários foram coletados em fontes oficiais da esfera estatal de domínio público, tais como a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o Ministério de Minas e Energia (MME), Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR), Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE), Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), Agência Internacional de Energia Renovável (IRENA), dentre outras. Esses documentos incluíram resoluções normativas, leis, notas técnicas, relatórios anuais e demais publicações institucionais relacionadas ao setor elétrico e à GD.

A pesquisa partiu das hipóteses de que as regulamentações nacionais vigentes ainda apresentam lacunas que demandam atenção para aprimoramento em

virtude do avanço tecnológico e do potencial de expansão da GD no Brasil ser expressivo, especialmente diante das transformações energéticas globais e da crescente demanda por fontes renováveis.

Com base nisso, procedeu-se à análise crítica dos principais marcos regulatórios da GD no Setor Elétrico Brasileiro (SEB), considerando seus efeitos no crescimento da geração descentralizada e no comportamento do mercado nos últimos anos e, em especial, de 2023 a 2024 sobre a preservação do direito adquirido.

Também foram analisadas variáveis socioeconômicas e políticas públicas, permitindo identificar barreiras e propor melhorias regulatórias para fortalecer a GD na transição energética.

## **4 RESULTADOS E DISCUSSÃO**

### **4.1. Estudo de caso: Empresa A x Concessionária B**

A empresa A de Marechal Deodoro, é uma empresa cuja estrutura é de médio porte. Ela é cliente e usufrui dos serviços de distribuição da Concessionária B de Alagoas. Uma empresa com influência nacional e normativas bem consolidadas. Levando em consideração o crescente aumento de tarifas por meio da distribuidora a empresa teve a iniciativa de construir sua própria Usina de Minigeração Distribuída para obter economia no seu faturamento mensal. O embasamento partiu pelo conhecimento da Resolução Normativa nº482/2012, da Resolução Normativa 1000/2021 e da Lei nº14.300/2022.

No cenário do marco legal da geração distribuída, a legislação garante aos consumidores o enquadramento da conexão de sua usina geradora na rede de baixa tensão de administração da distribuidora. A única premissa legal estabelecida é que a potência nominal total dos transformadores fosse igual ou inferior a uma vez e meia o limite permitido aos consumidores do grupo B. O art. 11, § 1º, da Lei nº 14.300/2022 determina e faz cumprir expressamente:

- Unidades consumidoras com geração local, cuja potência nominal total dos transformadores seja igual ou inferior a uma vez e meia o limite permitido para ligação de consumidores do Grupo B, podem

optar por fornecimento idêntico às unidades conectadas em baixa tensão, conforme regulamentação da Aneel.

Realizado o investimento substancial na instalação e alocação dos equipamentos da Usina, a ANEEL promulgou uma Resolução que modificou a classificação dos Grupos A e B. Nesse sentido, e tomando base nessa nova regulamentação, a Concessionária B enviou um comunicado à empresa consumidora, oferecendo opções para se adequar, incluindo a mudança para o Grupo A ou manutenção no Grupo B, abdicando dos benefícios relacionados aos excedentes de energia, desconsiderando também o direito adquirido, e vinculando essa escolha a contratação de demanda.

A empresa A, diante do problema e com essas opções e desconfiança do precedido, buscou resolver a questão. Contudo, a Concessionária B, em cumprimento rigoroso à resolução da ANEEL, emitiu uma cobrança de R\$16.549,02 na fatura de maio/2024. Isso contrasta com os valores regulares pagos nos meses anteriores (Abril: R\$ 822,95; Março: R\$2.920,83; Fevereiro: R\$ 2.965,73), sem que houvesse registro de aumento de consumo em kW.

Perante esse dilema e impasse, a empresa A optou por ingressar com uma ação de procedimento comum, solicitando e exigindo uma tutela provisória de urgência para corrigir as novas cláusulas de cobrança decorrentes da mudança entre os grupos de consumo.

É relevante destacar que a empresa A obteve uma decisão liminar favorável mantendo sua geração, operação e consumo pertencentes ao grupo.

Dessa maneira, a Concessionária B, em resposta às contestações da empresa A alegou estrito cumprimento da Resolução Normativa nº 1000/21, com redação conferida pela Resolução Normativa 1059/23 e razoabilidade dos ajustes normativos disciplinados no art. 292 da resolução nº 1000/21 da ANEEL.

De fato, antes da promulgação da Lei 14.300, os consumidores do Grupo A que optaram pelos lucros do Grupo B e geraram sua própria energia localmente ou remotamente mantinham o direito de serem Optantes B. Isso se baseava nas premissas de que a nova regra do inciso III, do §3º, do artigo 292, não poderia retroagir para afetar direitos já consolidados (direitos adquiridos).

Após a publicação da Lei 14.300, os consumidores B optantes que geravam energia localmente preservavam esse direito, independentemente de alocarem ou

receberem excedentes em unidade de consumo distinta. A legislação, na época, não contemplava a condição estipulada no inciso III, do §3º, do artigo 292.

Contudo, com a entrada em vigor da Resolução normativa nº 1.059/2023, a situação dos consumidores que estavam no Grupo B teve uma virada. Para os consumidores B Optantes que geram energia em local diferente do consumo, como no autoconsumo remoto ou geração compartilhada.

A nova regulação estabeleceu para esse grupo a condição para manter o status de Optante B seria a geração local, e o excedente não poderia ser reaproveitado em outras unidades de consumo (UC). Ou seja, o consumidor B Optante que produz sua própria energia em local separado do ponto de consumo (por meio de autoconsumo remoto ou geração compartilhada), sem considerar se realizam a alocação ou recebem excedentes em uma unidade consumidora diferente daquela em que ocorreu a geração de energia elétrica, não mantém o direito de permanecer como optante B (Barboza, 2023).

Além disso, no que diz respeito à retroatividade das novas regras de faturamento, a ANEEL argumentou que essas normas devem ser aplicadas desde a sua instituição, independentemente da data de conexão da Unidade Consumidora (UC). Essa posição suscita preocupações em relação à segurança jurídica dos consumidores que já estavam conectados e optaram pelo faturamento no grupo B, uma vez que alterações nas regras podem impactar projetos em andamento e resultar em prejuízos econômicos.

Nesse contexto, surge a temática acerca do direito adquirido pelos consumidores que haviam optado pela modalidade B-optante. O conceito de direito adquirido é fundamental no campo jurídico e refere-se à proteção de um direito já incorporado ao patrimônio de uma pessoa, impedindo que seja retroativamente prejudicado por mudanças na legislação. Em linhas gerais, quando um indivíduo adquire um direito, seja por meio de um contrato, normas legais vigentes à época, ou outros meios legalmente reconhecidos, esse direito torna-se parte integrante de seu patrimônio jurídico.

A estabilidade do direito adquirido é uma garantia essencial para a segurança jurídica e para a confiança das pessoas nas relações sociais e econômicas. O princípio é aplicado em diversos contextos legais, abrangendo desde relações contratuais até direitos sociais e individuais.

Esta dicotomia (nova regulamentação vs direito dos consumidores B-optantes) levanta uma discussão crucial entre o direito adquirido dos consumidores, que se baseia na estabilidade das regras vigentes no momento da opção, e na inovação na regulação da ANEEL, representada pelas mudanças introduzidas pela Lei 14.300. A análise cuidadosa desses elementos é fundamental para compreender as nuances legais e os impactos dessa interação na relação entre consumidores e a evolução normativa do setor elétrico (Barboza, 2023).

A nova resolução passou a instituir regulamentações, incorporando à Resolução Normativa ANEEL nº 1.000/2021 (“REN 1.000/2021”) a determinação específica no Art. 671-A:

- Art. 671-A. A unidade consumidora do grupo A participante do SCEE em que foi exercida a opção pelo faturamento no grupo B de que trata a Seção III do Capítulo X do Título I em data anterior à 7 de janeiro de 2022 deve ser adequada aos critérios do § 3º do art. 292, no prazo de até 60 dias contados da entrada em vigor deste artigo.

O §3º do Art. 292 da Referida resolução assim determina:

- Art. 292. O consumidor pode optar por faturamento com aplicação da tarifa do grupo B para sua unidade consumidora do grupo A, desde que atendido um dos seguintes critérios: (...)  
§ 3º Para unidade consumidora participante do SCEE, a opção de que trata o caput pode ser efetuada desde que atendidos, de forma conjunta, os seguintes critérios:
  - I - possuir central geradora na unidade consumidora;
  - II - a soma das potências nominais dos transformadores da unidade consumidora for menor ou igual a 112,5 kVA; e
  - III - não haver alocação ou recebimento de excedentes de energia em unidade consumidora distinta de onde ocorreu a geração de energia elétrica.

Vale ressaltar que a Resolução Normativa ANEEL nº 1.059 foi promulgada em 02/07/2023, introduzindo restrições não previstas na Lei nº 14.300/2022.

Todavia, muito antes da implementação da GD pela Resolução Normativa ANEEL 482/2012 (“REN 482”) e consagrada pela Lei nº 14.300/2022 (“Marco Legal

da Geração Distribuída”), já existia a possibilidade de unidades consumidoras conectadas em tensão primária optarem pela aplicação da tarifa do grupo B (“B-Optante”). Isso ocorria sem a obrigatoriedade de pagamento por demanda mínima contratada, desde que alguns critérios atendidos (Resolução Normativa ANEEL nº 414/2010, Artigo 100)

- i) a potência nominal total dos transformadores for igual ou inferior a 112,5 kVA;
- ii) a potência nominal total dos transformadores for igual ou inferior a 750 kVA, se classificada na subclasse cooperativa de eletrificação rural;
- iii) a unidade consumidora se localizar em área de veraneio ou turismo cuja atividade seja a exploração de serviços de hotelaria ou pousada, independentemente da potência nominal total dos transformadores; ou
- iv) quando, em instalações permanentes para a prática de atividades esportivas ou parques de exposições agropecuárias, a carga instalada dos refletores utilizados na iluminação dos locais for igual ou superior a 2/3 (dois terços) da carga instalada total.

No Marco Legal da GD (Geração Distribuída), Lei nº 14.300/2022, art. 11, § 1º há previsão expressa no sentido de que:

- Unidades consumidoras com geração local, cuja potência nominal total dos transformadores seja igual ou inferior a uma vez e meia o limite permitido para ligação de consumidores do Grupo B, podem optar por faturamento idêntico às unidades conectadas em baixa tensão, conforme regulação da Aneel

De fato, observa-se que até o dia 09 de fevereiro de 2023 esse dispositivo estava sendo inteiramente seguido, tendo em vista que a Resolução Normativa ANEEL nº 1.000/2021 (“REN 1.000”), em seu art. 292, mantinha a redação da Resolução Normativa ANEEL nº 414/2010, trazendo as condições para que um consumidor do grupo A pudesse optar pela tarifa do grupo B.

Entretanto, houve surpresa com a publicação da Resolução Normativa ANEEL nº 1.059/2023 (“REN 1.059”), publicada no dia 10/02/2023, que alterou diversos dispositivos da REN 1.000, inclusive inovando em relação à situação do B-

Optante, para obrigá-lo a pagar demanda mínima, contratação típica aos consumidores do grupo A, quando este participar do SCEE, através da alocação ou recebimento de excedentes de energia em unidade consumidora distinta de onde ocorreu a geração de energia elétrica (Ribeiro, 2023).

É certo que a alteração normativa não trouxe qualquer disposição no sentido de garantir àqueles que aderiram ao SCEE (Sistema de compensação de energia elétrica) antes do dia 10/02/2023, tenham direito a manter-se tarifado como grupo B e aproveitar o excedente de geração de energia elétrica em outras Unidades Consumidoras (Ribeiro, 2023)

## **5 CONCLUSÃO**

A análise das regulamentações da ANEEL mostra que, ao longo do tempo, as regras têm sido frequentemente revisadas e ajustadas, com o intuito de regularizar o mercado de GD no Brasil. No entanto, essas regulações ainda apresentam lacunas que podem ser exploradas para impulsionar o setor de forma mais eficiente.

Algumas propostas de aprimoramento incluem: a redução ou isenção de impostos sobre os equipamentos de GD, criação de incentivos fiscais e subsídios governamentais; a autorização para consumidores venderem energia excedente não só para as distribuidoras, mas também para o mercado livre, aumentando assim as opções de remuneração pela energia gerada; isenção de impostos para organizações sem fins lucrativos, o que permitiria expandir a utilização da GD em setores sociais; e a inclusão de requisitos de eficiência energética e geração distribuída em programas habitacionais, o que promoveria um modelo de construção mais sustentável.

Em relação à projeção de crescimento da GD no Brasil, a estimativa oficial do Governo Federal, por meio da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), apresenta um cenário moderado até 2050. Tal projeção parece ser conservadora quando comparada ao vasto potencial de crescimento da GD no mercado brasileiro, que se destaca principalmente pela abundância de recursos solares e pelo crescente interesse tanto de consumidores quanto de investidores. Essa abordagem cautelosa pode ser explicada pelo receio dos impactos econômicos que um crescimento acelerado da GD poderia gerar para as distribuidoras de energia e para a arrecadação fiscal do setor elétrico. De fato, embora haja um possível impacto negativo sobre os

impostos federais e estaduais, a diminuição dos custos com energia elétrica poderia estimular outros setores da economia, gerando mais consumo e investimentos, o que compensaria as perdas fiscais com um aumento geral na atividade econômica.

Conclui-se que, a partir do estudo de caso e toda informação do trabalho, que a regulamentação atual oferece um suporte parcial ao crescimento do mercado de GD fotovoltaica no Brasil, sendo necessário um aperfeiçoamento das normas vigentes. Para que o setor se desenvolva de maneira sustentável, é essencial promover condições mais acessíveis para financiamento da instalação de sistemas de GD.

Além disso, uma maior flexibilidade regulatória, permitindo que os consumidores atuem de forma mais ativa como "prosumidores" (consumidores e produtores de energia), poderia acelerar a transição para um modelo mais descentralizado e sustentável. Tais modificações, de acordo com especialistas, devem ser contempladas na reforma do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) que o Governo Federal está atualmente estruturando, visando um futuro mais eficiente e competitivo para o mercado energético brasileiro.

## REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, Módulo 3 – Conexão ao Sistema de Distribuição de Energia Elétrica. Vigente a partir de 01/01/2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Microgeração e da Minigeração Distribuídas de Energia Elétrica e Sistema de Compensação de Energia Elétrica – SCEE. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em 18 de jan de 2025;

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução normativa aneel nº 1.059, de 7 de fevereiro de 2023; Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20231059.pdf>; Acesso em 10 de dez de 2024;

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA. **INFOGRAFICO: Eficiência energética**. São Paulo, 2025. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>. Acesso em: 20 de mar. 2025.

ALLES, H.M; CAMPOS M; MANOEL L. V. J.; **Sistemas de gerenciamento de energia: uma revisão**; XXVII Jornada de Pesquisa, Salão do Conhecimento, 2022;

ARAÚJO, Frederico. **O panorama da eficiência energética no Brasil** [Online]. O Setor Elétrico, 16 ago. 2021; Acesso em 20 de dez de 2024.

AYRÃO, V. Energia Solar Fotovoltaica no Brasil. Rio de Janeiro – 2018; International Copper Association Brazil.

BRITO, Luis Inácio Lima. Estudo teórico da legislação para geração distribuída da tecnologia fotovoltaica na Alemanha e no Brasil. 2016. 50 f. Monografia (Graduação em Engenharia de Energias Renováveis)-Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2016.

BRASIL. Lei nº 14.300, de 7 de janeiro de 2022. Institui o marco legal da geração distribuída no setor elétrico brasileiro. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 7 jan. 2022. Disponível em: <https://www2.camara.leg.br/legin/fed/lei/2022/lei-14300-6-janeiro-2022-792217-publicacaooriginal-164335-pl.html>. Acesso em: 10 mai 2025

BARBOZA, Tassio. Lei nº 14.300/2022 ou REN ANEEL 1.059/2023: Qual o Marco Legal da Geração Distribuída? Instituto Nacional de Energia Limpa. file:///C:/Users/intel/Downloads/5%20%20INEL%20%20MMGD%20CME%20Camara%20%20v20230517%20R01.pdf. Acesso em 25 jan 2024

CANAL SOLAR. **EPE: Renovabilidade da matriz energética brasileira sobe para 47,4% em 2022. 2023**. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/epe-renovabilidade-da-matriz-energetica-brasileira-sobe-para-474-em-2022/>. Acesso em: 11 mai 2025. DACHERY, J. M. O que é TUSD C, TUSD G e Demanda Contratada?, [sd]. Disponível em: <https://energes.com.br/tusdg/> Acesso em 10 de dez de 2024;

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE, 2019. **Balanco Energético Nacional - BEN: 50 anos**. Ministério de Minas e Energia, 2019. Brasília, 2019. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados->

abertos/publicacoes/Documents/BEN%2050%20anos.pdf. Acesso em: 07 mai de 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Balço Energético Nacional 2023**: Ano base 2022. Brasília: EPE, 2023. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-ben>. Acesso em: 10 mai 2025.

EMBER. **Global Electricity Review 2023**. [S.l.]: Ember Climate, 2023. Disponível em: <https://ember-climate.org/insights/research/global-electricity-review-2023/>. Acesso em: 09 mai 2025.

FILHO, Leocádio Narciso de Sousa. et. al. Adequação da demanda e projeto de gerador FV para consumidor A4. FotVolt, v.6 , n.38, p. 22-29, 2021

GENERAC. **O que é horário de pico e como isso afeta a conta no final do mês?**, 2021. Disponível em: <https://generacbrasil.com.br/o-que-e-horario-de-pico-e-como-isso-afeta-a-conta-no-final-do-mes/> Acesso em: 08 mai 2025.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY – IEA. **Electricity Information: Overview 2023. Paris: IEA, 2023**. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/electricity-information-overview-2023>. Acesso em: 10 mai 2025.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY – IEA. **Electricity Market Report 2023: Executive Summary. Paris: IEA, 2023**. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/electricity-market-report-2023/executive-summary>. Acesso em: 09 mai 2025.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. (2024). Science for Policy: Global greenhouse gas emissions per capita. <https://www.iea.org/reports/science-for-policy-global-greenhouse-gas-emissions-per-capita>

LATORRACA, T. F. **O mapeamento da governança do setor de energia elétrica no Brasil para a eficiência energética**. 2017. Dissertação (Mestrado em Arquitetura Urbanista) – Universidade Brasília, Faculdade de Arquitetura e Urbanismo, Programa de Pós-Graduação em Arquitetura e Urbanismo. Brasília/DF, 2017.

SOUSA, G. L. **Impacto da regulamentação da geração distribuída de energia Elétrica no estado do Maranhão**. 2023. 40 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Direito) – Universidade Federal do Maranhão, São Luís, 2023

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME. **Balço Energético Nacional destaca crescimento da oferta de energia e aumento da renovabilidade**. Brasília: MME, 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/balanco-energetico-nacional-destaca-crescimento-da-oferta-de-energia-na-matriz-brasileira-e-aumento-da-renovabilidade>. Acesso em: 10 mai 2025.

MINISTÉRIO DA ECONOMIA. Cartilha Energia - Como Analisar Gastos com Energia Elétrica – 2a edição, 2020. Disponível em: [https://www.gov.br/compras/pt-br/sistemas/arquivos-doc-e-pdf/cartilha\\_energia.pdf/view/](https://www.gov.br/compras/pt-br/sistemas/arquivos-doc-e-pdf/cartilha_energia.pdf/view/) Acesso em: 18/04/2023

MELO, R. O. G. **Avaliação da performance de sistemas fotovoltaicos conectados à rede através de figuras de mérito**. 2020. Trabalho de Conclusão de curso (Graduação) – Engenharia de Energia. Universidade Federal de Alagoas, 2020;

MOTA, Diego Nogueira. Impacto econômico para consumidores com micro geração fotovoltaica e optantes por mudança tarifária do Grupo A para o Grupo B. Disponível em: <https://encurtador.com.br/Mss2V>; Acesso em 10 de dez de 2024;

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. [S.l.], 2024. Disponível em: <https://www.ons.org.br>; Acesso em 10 de dez de 2024;

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. [S.l.], 2023. Disponível em: <https://www.ons.org.br>; Acesso em 10 de dez de 2024;

PIMENTEL, P. J. **Análise do marco legal da geração distribuída**. 2022. Graduação – Faculdade de Engenharia. Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”, São Paulo, 2022.

REZENDE, Jaqueline Oliveira. **Distributed generation: brazilian law, prospects and case studies via ATP**. 2015. 132 f. Dissertação (Mestrado em Engenharias) - Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2015. DOI <https://doi.org/10.14393/ufu.di.2015.20>

RIBEIRO, Tiago Bao, As novas regras de faturamento para consumidores B Optante: Uma visão jurídica das Resoluções Aneel e a Lei 14.300. Disponível: <https://energiahoje.editorabrasilenergia.com.br/as-novas-regras-de-faturamento-paraconsumidores-b-optante-uma-visao-juridica-das-resolucoes-aneel-e-a-lei-14-300/>. Acesso em 15 jan 2024

ROCHA, Gustavo; Resende, Rafael. **Saiba o que são os horários de Ponta no consumo de energia**, [sd]. Disponível em: <https://www.solarvoltenergia.com.br/blog/tudo-sobre-os-horarios-de-ponta-no-consumo-de-energia/>; Acesso em 10 de dez de 2024.

SANTOS, J. A. F. A.; LUNA, M. A. R.; CUNHA, F. B. F.; SILVA, M. S.; TORRES, E. A. **Geração Distribuída no Brasil: análise de sua evolução e aspectos regulatórios**. In: X Congresso Brasileiro de Regulação (ABAR 2017), ISBN 978-85-52913-00-9, Florianópolis, 2017

SANCHES, Bruno Leonardo Pompeo. **Avaliação de recontração de demanda de consumidores A4 do setor público**. 2022

SCHROER, Tiago. Estudo da Lei 14300 e o impacto financeiro aos prosumidores rurais considerando uma distribuidora na região sul, 2022

SETOR; **O panorama da eficiência energética e perspectivas** Disponível: [https://www.osetoreletrico.com.br/boas-perspectivas-para-iot-e-medicao-inteligente-no-brasil/?utm\\_source=chatgpt.com](https://www.osetoreletrico.com.br/boas-perspectivas-para-iot-e-medicao-inteligente-no-brasil/?utm_source=chatgpt.com); Acesso em 21 de dez de 2024

SILVA, R. M.; **Energia Solar no Brasil: dos incentivos aos desafios**.2015. Disponível em: <http://www12.senado.gov.br/publicacoes/estudos-legislativos/tipos-de-estudos/textos-para-discussao/td166>. Acesso em: 01 de jan.de 2025

SILVA, J. A. G. da. Viabilidade Econômica da Microgeração de Energia Elétrica a partir de Fontes Renováveis em uma Propriedade Rural. Dissertação de mestrado. Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2020.

SILVA, D. C. et al. Distributed generation of photovoltaic Solar energy: impacts of aneel's new Regulation proposal on investment Attractiveness, 2021. Acesso em 15 de dez de 2024.

SOUSA F., L Narciso de. Estudo de caso da Lei 14.300 na viabilidade econômica de projeto de geração distribuída fotovoltaica para consumidor do grupo A. 2023. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Bacharelado em Engenharia Elétrica) – Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás - IFG, Itumbiara, 85 p. 2023.

SUNNE; **Motivos econômicos para investir em usina solar**; concessionária de tecnologia de Energia Solar Fotovoltaica; Disponível em: <https://shre.ink/eN3c>; Acesso em: 07 de mai de 2025;

VILLALVA. M. G. **Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e Aplicações**. 2 ed. Rev. e atual. – São Paulo: Érica, 2017.

WRI Brasil. (2024). **9 gráficos para entender as emissões per capita de gases de efeito estufa dos países**. <https://www.wribrasil.org.br/noticias/graficos-emissoes-per-capita-gases-de-efeito-estufa-paises>; Acesso em: 10 de mai de 2025;

VICTOR, J. A. L.; ANTÔNIA; F.S.C.; **Estudo e aplicação da smart grid no sistema elétrico de distribuição brasileiro**; XVI SEPA - Seminário Estudantil de Produção Acadêmica, UNIFACS, 2017;

ZANETTA, L. C. **Fundamentos de Sistemas Elétricos de Potência**. [S.l.]: Editora Livraria da Física, 2005. ISBN 8588325411;