



UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO  
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA  
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

GABRIEL CABRAL FERREIRA DA SILVA

**AS MUDANÇAS TRAZIDAS PELA LEI 14300/2022 NA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

Recife  
2025

GABRIEL CABRAL FERREIRA DA SILVA

**AS MUDANÇAS TRAZIDAS PELA LEI 14300/2022 NA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado  
ao Departamento de Engenharia Elétrica da  
Universidade Federal de Pernambuco, como  
requisito parcial para obtenção do grau de  
Engenheiro Gabriel Cabral Ferreira da Silva.

Orientador(a): Prof. Maria Antonieta Cavalcanti de Oliveira

Recife  
2025

**Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,  
através do programa de geração automática do SIB/UFPE**

Silva, Gabriel Cabral Ferreira da.

As mudanças trazidas pela lei 14300/2022 na geração distribuída / Gabriel Cabral Ferreira da Silva. - Recife, 2025.

68 p. : il., tab.

Orientador(a): Maria Antonieta Cavalcanti de Oliveira

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Universidade Federal de Pernambuco, Centro de Tecnologia e Geociências, Engenharia Elétrica - Bacharelado, 2025.

Inclui referências.

1. Energia solar. 2. Marco Legal MMGD. 3. Sistema fotovoltaico. 4. Impactos da lei nº14.300/2022. 5. Resolução normativa. I. Oliveira, Maria Antonieta Cavalcanti de . (Orientação). II. Título.

620 CDD (22.ed.)

GABRIEL CABRAL FERREIRA DA SILVA

## **AS MUDANÇAS TRAZIDAS PELA LEI 14300/2022 NA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado  
ao Departamento de Engenharia Elétrica da  
Universidade Federal de Pernambuco, como  
requisito parcial para obtenção do grau de  
Engenheiro Gabriel Cabral Ferreira da Silva.

Aprovado em: 17/12/2025.

### **BANCA EXAMINADORA**

---

Prof. Dr. Maria Antonieta Cavalcanti de Oliveira  
Universidade Federal de Pernambuco

---

Prof. Dr. Eduardo José Barboza  
Universidade Federal de Pernambuco

---

Prof. Eng. M. Sc. Renato Andrade Freitas  
Universidade Federal de Pernambuco

Dedico este trabalho a minha família.

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço primeiramente a Deus, que guiou os meus passos, me concedeu sabedoria e força para continuar todos os dias da minha vida, que me deu cada dia como um presente, uma oportunidade única.

Agradeço aos meus pais Antônio e Sônia, por sempre acreditarem em mim, e me apoiarem nos momentos difíceis dessa jornada, sempre me incentivaram a continuar firme e forte.

Agradeço aos amigos que me incentivaram a continuar, e nunca desistir dos meus objetivos, me ajudaram tanto com palavras de conforto, como também me auxiliaram com materiais de estudo, em especial, Danielle Souza e Renê.

Agradeço a professora Maria Antonieta que me orientou, esteve sempre à disposição, me ajudando, me passando seu conhecimento, uma profissional brilhante, que tem me ajudado bastante, obrigado pela oportunidade.

## RESUMO

Este trabalho tem como finalidade, analisar o Marco Legal da Micro e Minigeração distribuída (Lei nº14.300/2022), com o propósito de esclarecer as principais mudanças na nova legislação tanto para quem já possui um sistema solar fotovoltaico, como para quem ainda pretende adquirir um novo sistema nos dias atuais. Um breve contexto será apresentado para compreender historicamente como estava o setor elétrico antes da nova lei nº14.300/2022, comentando sobre as resoluções normativas que antecederam o novo marco legal. Algumas definições acerca do sistema solar fotovoltaico serão apresentadas, como estruturas e tecnologias que estão em mais uso no mercado. Foi elaborado um estudo de caso com o propósito de analisar a viabilidade de um projeto solar fotovoltaico com foco no grupo B residencial, levando em consideração os impactos causados pela nova lei nº14.300/2022 e através dos resultados obtidos, analisar se de fato o marco legal trouxe mudanças significativas que influenciem a decisão do consumidor a respeito da aquisição de um sistema solar fotovoltaico.

**Palavras-chave:** Energia solar; Marco Legal MMGD; Sistema fotovoltaico; Impactos da Lei nº14.300/2022; Resolução normativa.

## ABSTRACT

This work aims to analyze the Legal Framework for Micro and Mini Distributed Generation (Law No.14.300/2022), in order to clarify the main changes in the new legislation, both for those who already own a photovoltaic solar system and for those who intend to acquire a new system today. A brief context will be presented to understand the historical state of the electricity sector before the new Law No.14.300/2022, commenting on the normative resolutions that preceded the new legal framework. Some definitions regarding photovoltaic solar systems will be presented, such as the structures and technologies that are most commonly used in the market. A case study was developed to analyze the viability of a photovoltaic solar project focusing on residential group B, taking into account the impacts caused by the new Law No.14.300/2022 and, through the results obtained, to analyze whether the legal framework has indeed brought about significant changes that influence the consumer's decision regarding the purchase of a photovoltaic solar system.

**Keywords:** Solar energy; MMGD Legal Framework; Photovoltaic system; Impacts of Law No. 14.300/2022; Regulatory resolution.

## **LISTA DE ILUSTRAÇÕES**

Figura 1 - Incidência direta da radiação solar atingindo a estátua da deusa Atena .....	17
Figura 2 - Arquimedes iluminando os navios romanos.....	18
Figura 3 - Caixa quente de Saussure .....	19
Figura 4 - Barras de Selênio utilizadas no experimento de Willoughby Smith.....	20
Figura 5 - Curva de geração de energia solar fotovoltaica na região Nordeste.....	25
Figura 6 - Componentes de um sistema solar fotovoltaico autônomo .....	29
Figura 7 – Sistema híbrido eólico fotovoltaico .....	30
Figura 8 - Componentes de um sistema solar fotovoltaico conectado à rede .....	31
Figura 9 - Custos presentes na tarifa de energia .....	43
Figura 10 - Representação percentual de cada componente tarifária .....	43
Figura 11 – Layout telha cerâmica com orientação dos módulos em retrato .....	59

## **LISTA DE TABELAS**

Tabela 1 - Fontes Utilizadas na Geração Distribuída (GD) .....	23
Tabela 2 - Tipos de sistemas fotovoltaicos.....	28
Tabela 3 - Eficiência das células solares por tipo de tecnologia .....	32
Tabela 4 - Comparativo entre as resoluções e o novo marco legal.....	37
Tabela 5 - Resumo das etapas de aprovação da Lei 14.300/2022 .....	41
Tabela 6 - Percentual da TUSD Fio B de acordo com o ano de solicitação de acesso à rede de distribuição.....	42
Tabela 7 – Comparativo entre as regras de transição.....	47
Tabela 8 - Relação entre consumo mínimo e o tipo de ligação.....	49
Tabela 9 - Quadro comparativo Grupo A x Grupo B na Lei 14.300/2022 .....	50
Tabela 10 - Consumo em kWh durante o período de 13 meses presente na fatura do cliente.....	55
Tabela 11 - Valores mensais da Irradiação solar diária média em Recife.....	56
Tabela 12 - Lista de produtos utilizados para orçamento de um sistema de 4kWp...	58
Tabela 13 - Layout da estrutura do sistema a ser instalado .....	59

## **LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS**

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCJ	Comissão de constituição e justiça
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CFT	Comissão de Finanças e Tributação
CIP	Contribuição para Iluminação Pública
CME	Comissão de Minas e Energia
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPJ	Cadastro de Pessoa Jurídica
COFINS	Contribuição para Financiamento da Seguridade Social
CPF	Cadastro de Pessoa Física
EE	Eficiência Energética
EMUC	Empreendimento com Múltiplas Unidades Consumidoras
ESS	Encargos de Serviço do Sistema
ETSAB	Escola Técnica Superior de Arquitetura de Barcelona
GD	Geração Distribuída
ICMS	Imposto sobre circulação de Mercadorias e Serviços
KWH	Quilowatt- hora
MMGD	Mini e Micro Geração Distribuída
MW	Megawatt
NREL	National Renewable Energy
ONS	Operador Nacional do Sistema
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PASEP	Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público
PCHS	Pequenas Centrais Hidrelétricas
PIS	Programa de Integração Social
PL	Projeto de Lei
PROINFA	Programa de Incentivos às Fontes Alternativas
REN	Resolução Normativa
SCEE	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
SIN	Sistema Interligado Nacional
TE	Tarifa de Energia
TIP	Taxa de Iluminação Pública
TUSD	Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>14</b>
1.1	OBJETIVOS.....	15
1.1.1	Geral.....	15
1.1.2	Específicos .....	15
1.2	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO.....	16
<b>2</b>	<b>FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA .....</b>	<b>17</b>
2.1	A HISTÓRIA DA ENERGIA SOLAR .....	17
2.2	CONCEITO E HISTÓRICO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA (GD) .....	22
2.2.1	Definição de geração distribuída segundo a ANEEL .....	22
2.2.2	Tipos de fontes utilizadas na Geração Distribuída.....	23
2.2.3	O Sistema Interligado Nacional (SIN) .....	24
2.2.4	Evolução da Geração Distribuída no Brasil .....	25
2.3	ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA: UMA VISÃO CONTEMPORÂNEA ...	26
2.3.1	Efeito fotovoltaico .....	27
2.3.2	Classificação dos sistemas fotovoltaicos.....	28
2.3.2.1	<i>Sistemas Isolados.....</i>	28
2.3.2.2	<i>Sistemas Conectados à Rede (On-Grid) .....</i>	31
2.3.3	Tipos de células fotovoltaicas .....	32
2.4	MARCO REGULATÓRIO ANTERIOR À LEI 14.300/2022 .....	33
2.4.1	Resoluções Normativas da ANEEL .....	33
2.4.1.1	<i>Resolução Normativa nº482 .....</i>	33
2.4.1.2	<i>Resolução Normativa nº687 .....</i>	35
2.4.2	Comparação entre as Normas 482/2012 e a Norma 687/2015 .....	37
<b>3</b>	<b>DESENVOLVIMENTO DO TRABALHO .....</b>	<b>39</b>
3.1	PRINCIPAIS MUDANÇAS TRAZIDAS PELA LEI 14.300/2022 .....	39
3.1.1	Criação do Marco Legal da geração distribuída .....	39
3.1.2	Nova estrutura do Sistema de Compensação de Energia Elétrica .....	41
3.2	ENCARGOS TARIFÁRIOS.....	42
3.2.1	Tarifa de Energia (TE) .....	44
3.2.2	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD).....	44
3.2.3	Encargos setoriais .....	44
3.2.4	Tributos.....	45
3.3	REGRAS DE TRANSIÇÃO – LEI 14.300/2022.....	45
3.4	IMPACTOS ECONÔMICOS E TARIFÁRIOS .....	47
3.5	CUSTO DE DISPONIBILIDADE .....	49
3.6	DEMANDA CONTRATADA .....	49
3.6.1	Consumo ponta e fora ponta dos consumidores do grupo A .....	51

3.7	GARANTIA DE FIEL CUMPRIMENTO NA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	52
3.8	PARECER DE ACESSO E TRANSFERÊNCIA DE TITULARIDADE .....	53
3.8.1	Parecer de acesso.....	53
3.8.2	Transferência de titularidade .....	53
3.9	FATURAMENTO COMO B OPTANTE .....	54
3.10	ESTUDO DE CASO.....	55
3.10.1	Dimensionamento de um sistema solar fotovoltaico .....	55
4	<b>CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE CONTINUIDADE .....</b>	<b>65</b>
	<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>67</b>

## 1 INTRODUÇÃO

A geração distribuída (GD) tem se consolidado como uma das principais estratégias para a modernização do setor elétrico brasileiro, especialmente após a expansão dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede iniciada pela Resolução Normativa nº482/2012 (REN 482). Esse modelo promoveu uma transformação significativa ao permitir que consumidores se tornassem também produtores de energia, contribuindo para a diversificação da matriz elétrica, para a redução de perdas no sistema e para o fortalecimento do uso de fontes renováveis. No entanto, o crescimento acelerado da GD expôs desafios regulatórios, tarifários e técnicos que exigiram uma atualização normativa para garantir equilíbrio entre consumidores – geradores, distribuidoras e o sistema elétrico nacional. Nesse contexto surge a Lei nº14.300/2022, conhecida como Marco Legal da Geração Distribuída, que representa um divisor de águas na organização desse segmento (SILVA e SOUZA, 2023).

A relevância de estudar as mudanças trazidas pela Lei nº14.300/2022 está na sua capacidade de redefinir profundamente o funcionamento do setor. A lei estabelece novos critérios de compensação, introduz a cobrança gradual do Fio B, cria regras de transição, amplia modalidades de geração e oferece segurança jurídica antes inexistente. Compreender cada uma dessas alterações é essencial, pois cada ponto modificado impacta direta e indiretamente a viabilidade econômica dos sistemas solares, o retorno financeiro, os modelos de negócio, o planejamento das distribuidoras e o comportamento dos consumidores. Avaliar criteriosamente a lei permite identificar se as modificações corrigem distorções anteriores, se criam novos desafios ou se contribuem para um desenvolvimento mais eficiente, sustentável e justo da geração distribuída no Brasil (SANTOS, FIGUEIRA e FLORIAN, 2024).

Os impactos da Lei nº14.300/2022 se manifestam em diferentes dimensões. No aspecto financeiro, a cobrança parcial do Fio B reduz gradualmente a compensação integral que antes era realizada, diminuindo a economia mensal do consumidor e ampliando o tempo e payback para novos aderentes. No âmbito econômico, o marco legal contribui para a profissionalização do setor, mantém o crescimento do mercado, ainda que em ritmo moderado, e estimula a cadeia produtiva por meio da geração de empregos, expansão de empresas e diversificação da matriz elétrica. Já nos impactos sociais, destaca-se a democratização do acesso à energia limpa por meio de

modalidades como autoconsumo remoto e geração compartilhada, o empoderamento do consumidor, a redução das emissões de gases poluentes e o fortalecimento da segurança jurídica (SANTOS, FIGUEIRA e FLORIAN, 2024).

Além dos impactos regulatórios e econômicos, a integração da geração distribuída traz desafios técnicos importantes que justificam ainda mais a necessidade de estudos aprofundados sobre o tema. Entre as principais dificuldades encontra-se a inversão de fluxo de potência, que pode causar sobrecorrente e sobretensão em redes originalmente projetadas para fluxo unidirecional; variações de tensão decorrentes da intermitência da geração solar; complexidade na coordenação de proteção devido à multiplicidade de pontos de geração; risco de ilhamento não intencional; sobrecarga de transformadores e alimentadores em áreas com alta penetração de GD; além de distorções harmônicas introduzidas por inversores (OLIVEIRA e LEITE., 2025).

Diante desse cenário, torna-se evidente que analisar as mudanças trazidas pela Lei nº14.300/2022 não se trata apenas de entender uma atualização regulatória, mas sim de compreender uma transformação estrutural no setor elétrico brasileiro.

## **1.1 Objetivos**

### ***1.1.1 Geral***

Analizar as principais mudanças promovidas pela Lei nº14.300/2022, buscando compreender como essas alterações influenciam o funcionamento e desenvolvimento da geração distribuída no Brasil.

### ***1.1.2 Específicos***

Este trabalho tem como objetivo específico:

- Apresentar historicamente a evolução das resoluções normativas da geração distribuída no Brasil;
- Detectar as principais mudanças introduzidas pela Lei nº14.300/2022;

- Analisar os impactos econômicos da Lei nº14.300/2022 para consumidores, empresas e concessionárias de energia;
- Verificar como a nova lei afeta o direito adquirido dos consumidores do sistema de compensação;
- Avaliar as perspectivas futuras da geração distribuída no Brasil.

## **1.2 Organização do Trabalho**

O trabalho está dividido em quatro capítulos.

O Capítulo 1 apresenta de maneira clara, uma introdução ao tema “As mudanças trazidas pela Lei nº14.300/2022 na geração distribuída”, os elementos que motivaram à realização deste trabalho e relevância do mesmo, juntamente com seus objetivos gerais e específicos.

O Capítulo 2 apresenta a fundamentação teórica, referente ao estudo realizado, trazendo conceitos importantes para o entendimento do trabalho, contando um pouco sobre a evolução da história da energia distribuída no Brasil, e revisitando as normas que antecederam a Lei nº14.300/2022.

O Capítulo 3 apresenta o desenvolvimento do trabalho expondo os principais pontos que foram impactados com a promulgação da Lei nº14.300/2022, e com algumas análises e comparações com as resoluções normativas anteriores a Lei nº14.300/2022.

O Capítulo 4 apresenta as conclusões obtidas de acordo com o estudo apresentado no desenvolvimento, chegando ao resultado em questão, sobre a viabilidade da produção de energia através de fontes renováveis após a Lei nº14.300/2022.

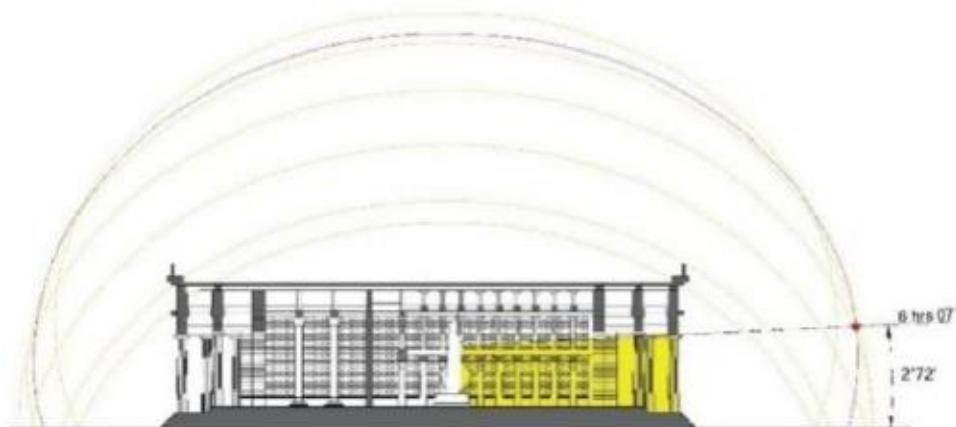
## 2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Este capítulo conta um pouco da história da energia solar e apresenta alguns conceitos importantes para melhor compreensão deste trabalho.

### 2.1 A história da energia solar

Desde os primórdios da civilização, a humanidade tem uma certa ligação com o sol, que em muitas culturas era visto como uma divindade com quem o ser humano buscava respostas ou inspirações. Há mais de 2 mil anos, gregos e romanos utilizavam a energia proveniente do sol para aquecer a água e suas casas devido a arquitetura presente na época. Uma pesquisa desenvolvida pelo professor e pesquisador Ezequiel Uson, graduado em arquitetura pela Escola Técnica Superior de Arquitetura de Barcelona (ETSAB) em 1975, em conjunto com outro pesquisador da área, Carles Guillen Amigó, aponta que, os templos eram construídos com uma determinada orientação, no caso, eram voltados para o leste tendo-se como referência desta pesquisa o Partenon (447-432 a.C.), que foi uma construção clássica de Atenas e dedicado a Deusa Atena na mitologia Grega. Com a utilização de softwares foi possível verificar a Incidência da radiação solar que atingia a estátua pela manhã dando início aos seus rituais religiosos como pode ser visto na Figura 1 (GUARDIOLA; GUILLEN, 2021).

Figura 1 - Incidência direta da radiação solar atingindo a estátua da deusa Atena.



Fonte: Ezequiel Uson Guardiola (2021).

Um fato bastante curioso e que gera bastante debate chegando até a ser tratado por alguns cientistas como uma lenda ou fisicamente improvável, é que na antiguidade por volta do século III a.C., o matemático e inventor grego Arquimedes, utilizou-se de espelhos ou superfícies metálicas para concentrar raios solares e iluminar os navios de guerra inimigos dos romanos, provocando incêndios a uma determinada distância durante o cerco de Siracusa, como ilustra a Figura 2 (SZABÓ, 2017).

Figura 2 - Arquimedes iluminando os navios romanos



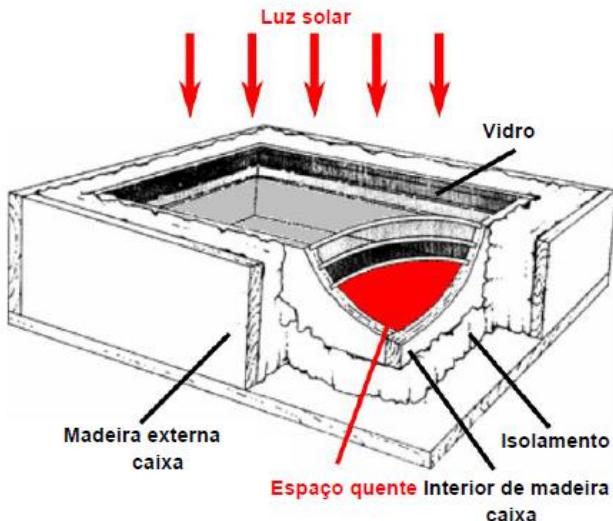
Fonte: Lorand Szabo (2017)

Em 1767 Horace-Bénédict de Saussure, físico e geólogo, durante suas expedições científicas pelos Alpes, percebeu que mesmo com o frio intenso, os raios solares poderiam aquecer superfícies expostas ao sol, despertando seu interesse em descobrir uma maneira de absorver essa radiação e utilizar como fonte de calor com mais eficiência. Foi então que ele desenvolveu o primeiro protótipo de aquecedor solar que consistia em uma caixa de madeira isolada termicamente, o fundo da caixa pintado de preto ajudando na absorção do calor e coberta com três camadas de vidro que ajudavam a reter o calor no interior da caixa como mostra a Figura 3 (SZABÓ, 2017).

Em 1839, o físico francês Alexandre Edmond Becquerel, descobriu que a luz podia alterar a corrente elétrica em um experimento eletroquímico. Ele observou

variações de corrente ao expor eletrodos à luz, identificando o efeito fotoelétrico. Esse fenômeno deu origem aos princípios da conversão fotovoltaica (SZABÓ,2017).

Figura 3 - Caixa quente de Saussure



Fonte: Lorand Szabo (2017).

No ano de 1873, o engenheiro eletricista inglês Willoughby Smith, descobriu que o selênio poderia funcionar como um fotocondutor ao perceber uma variação na resistência elétrica dos circuitos dos cabos submarinos de um telegrafo. Ao utilizar barras de selênio como parte dos circuitos, ele percebeu que a variação era devida à quantidade de luz incidente no selênio. Sua descoberta é considerada um fato marcante na história da energia solar e contribuiu significativamente para a criação de dispositivos fotoelétricos, como as células solares e sensores de luz. Na Figura 4 é possível ver as barras de selênio utilizadas nos experimentos (SZABÓ,2017).

No ano de 1883, o inventor americano Charles Fritts criou a primeira célula fotovoltaica funcional produzida por selênio e revestida por uma camada fina de ouro, que exposta à luz, gerava eletricidade com uma eficiência de aproximadamente 1%. Por mais que as células do ponto de vista comercial não fossem viáveis, abriram caminho para o desenvolvimento de tecnologias mais avançadas, servindo como base conceitual para as gerações seguintes (SZABÓ,2017).

Figura 4 - Barras de Selênio utilizadas no experimento de Willoughby Smith



Fonte: Lorand Szabo (2017).

Em 1905, Albert Einstein é reconhecido oficialmente como pioneiro do efeito fotoelétrico, onde ele propôs que a luz era composta por pacotes de energia que seriam os fôtons. Ele explicou que, quando a luz incide sobre uma superfície metálica, ela transfere energia diretamente aos elétrons, o que faz com que eles sejam ejetados do material: este seria o efeito fotoelétrico. Esta explicação confirmava as observações de Heinrich Hertz em 1887, que já havia notado o fenômeno, mas não sabia explicá-lo de maneira correta. Este trabalho sobre o efeito fotoelétrico lhe rendeu o Prêmio Nobel de Física em 1921 (NOBEL PRIZE, 2025).

No ano de 1958, os Estados Unidos lançam ao espaço o satélite Vanguard I, o quarto satélite colocado em órbita na terra e o primeiro a utilizar-se de células solares fotovoltaicas como fonte de energia. A Bell Labs, desenvolveu e equipou o satélite com 6 pequenas células solares de silício o que prolongou o funcionamento do satélite por um tempo além do que era previsto normalmente, tendo em vista que suas baterias iriam acabar. As células forneceram energia por um pouco mais de 6 anos. Um marco bastante importante na história da energia solar, pois este experimento mostrou que a energia solar era confiável e durável mesmo em ambientes extremos. (SZABÓ, 2017).

Em 1994, a National Renewable Energy Laboratory (NREL) nos Estados Unidos, desenvolveu a primeira célula solar que superou 30% de eficiência, chegando ao registro de 30,2% em laboratório através da concentração da luz solar (GREEN e EMERY, 1994).

No Brasil, o Programa de Incentivo às Fontes de Energia Elétrica (PROINFA) foi instituído pela lei nº10.438, no dia 26 de abril de 2002 e regulamentado pelo decreto nº4.541 de 23 de dezembro de 2002, com o intuito de incentivar a utilização de fontes alternativas de energia elétrica em resposta à crise de energia de 2001, onde o Brasil enfrentou racionamentos de energia devido a uma forte seca que reduziu os níveis dos reservatórios das hidrelétricas, que eram responsáveis por boa parte da geração elétrica do país na época. A lei tinha como objetivo reestruturar o setor elétrico, evitar novos apagões estimulando a diversificação da matriz energética, criar incentivos às fontes de energia alternativas, corrigir tarifas e compensar as distribuidoras pelos prejuízos do período de racionamento (GOV, 2002).

Foi então que em 2012, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), publicou a REN 482, que foi de extrema importância para o desenvolvimento da geração distribuída no Brasil. Foi publicada em 17 de abril de 2012 e tinha como propósito criar regras para que os consumidores pudessem gerar sua própria energia elétrica através de fontes renováveis de energia como a hidráulica, solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada. A energia excedente gerada poderia ser convertida em créditos e utilizada pelo consumidor para abatimento do consumo da rede em até 36 meses, este modelo ficou conhecido como compensação de energia elétrica. O surgimento da REN 482 impulsionou o crescimento do mercado solar fotovoltaico que até então existia de maneira limitada a usos isolados, como os sistemas off-grid com a utilização de baterias e isolado da rede elétrica, e projetos experimentais (ANEEL , 2012).

Em 24 de novembro de 2015, a ANEEL publica a Resolução Normativa nº687 (REN 687), que altera e complementa a REN 482, buscando expandir o acesso à geração distribuída e incluindo novas modalidades de uso da energia solar e outras fontes renováveis. A REN 687 traz mudanças significativas como o aumento dos limites de potência da minigeração, como também novos conceitos implementando novas modalidades de compensação como a geração compartilhada, autoconsumo

remoto e empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras, além de facilitar o processo de conexão à rede (ANEEL, 2015).

Enfim, em 6 de janeiro de 2022, é instituído o Marco Legal da Geração Distribuída no Brasil, representando um passo importante na consolidação e regulamentação definitiva da produção de energia elétrica por consumidores a partir de fontes renováveis, em especial a solar fotovoltaica (GOV, 2022).

## **2.2 Conceito e histórico da geração distribuída (GD)**

Este tópico traz alguns conceitos sobre a geração distribuída e a sua importância para um sistema elétrico mais eficiente, sustentável e acessível, reduzindo os impactos ambientais e facilitando a participação do consumidor na produção de energia.

### ***2.2.1 Definição de geração distribuída segundo a ANEEL***

De acordo com a ANEEL (ANEEL, 2012), a geração distribuída é definida como: “a geração de energia elétrica realizada próxima ou no local de consumo, por meio de unidades geradoras com potência instalada limitada, conectadas diretamente à rede de distribuição.” A ANEEL ainda classifica os sistemas de acordo com a potência instalada, como por exemplo:

- Microgeração distribuída: sistemas cuja potência instalada seja menor ou igual a 75 kW (ANEEL, 2012).
- Minigeração distribuída: sistemas cuja potência instalada seja superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW. Para o caso de fontes não despacháveis, menor ou igual a 3 MW (ANEEL, 2012).

Fontes despacháveis são aquelas ao qual o operador do sistema elétrico tem o controle de quando gerar ou parar de gerar energia elétrica, como no caso as Usinas termelétricas, hidrelétricas com reservatórios e cogeração qualificada. Já as fontes não despacháveis, dependem das condições naturais e não podem ser ligadas ou

desligadas conforme a demanda, como exemplo a energia solar fotovoltaica, eólica e pequenas hidrelétricas sem reservatório (ANEEL, 2021).

### **2.2.2 Tipos de fontes utilizadas na Geração Distribuída**

Conforme permitido pela legislação da ANEEL e pela Lei nº 14.300/2022, as principais fontes de energia utilizadas na geração distribuída são:

- Energia Solar Fotovoltaica: representa boa parte das conexões na geração distribuída; utiliza-se de painéis solares para gerar energia elétrica a partir da luz do sol (ENERGÉTICA, s.d.).
- Energia Eólica: Gera eletricidade através do movimento das turbinas devido a força dos ventos; não é tão comum na geração distribuída devido a demandar mais recursos e maiores espaços (ENERGÉTICA, s.d.).
- Biomassa: Geração de energia através da queima de resíduos orgânicos como o bagaço de cana por exemplo (ENERGÉTICA, s.d.).
- Pequenas Centrais Hidroelétricas (PCHs): Hidrelétricas de pequeno porte, conectadas à rede de distribuição (ENERGÉTICA, s.d.).
- Cogeração Qualificada: Produz energia elétrica e térmica a partir do mesmo combustível; pode usar gás natural, biomassa ou outros combustíveis (ENERGÉTICA, s.d.).
- Gás Natural ou Biogás: Usinas ou motores que geram energia elétrica a partir da queima controlada de gás; Biogás pode vir de resíduos orgânicos ou de estações de tratamento (ENERGÉTICA, s.d.).

A Tabela 1 traz algumas características a respeito dos tipos de fontes de energia:

Tabela 1 - Fontes Utilizadas na Geração Distribuída (GD)

(Continua)

Fonte de Energia	Tipo	Despachável?	Limite de Potência GD
Solar Fotovoltaica	Renovável	Não	Micro: ≤ 75 kW Mini: > 75kW até 3 MW

(Conclusão)			
Fonte de Energia	Tipo	Despachável?	Limite de Potência GD
Eólica	Renovável	Não	Micro: ≤ 75 kW Mini: > 75kW até 3 MW
Biomassa	Renovável	Sim	Micro: ≤ 75 kW Mini: > 75kW até 5 MW
Hidrelétrica (PCH ou CGH)	Renovável	Sim (com reservatório)	Micro: ≤ 75 kW Mini: > 75kW até 5 MW
Cogeração Qualificada	Renovável / Convencional	Sim	Micro: ≤ 75 kW Mini: > 75kW até 5 MW
Gás Natural / Biogás	Renovável / Convencional	Sim	Micro: ≤ 75 kW Mini: > 75kW até 5 MW

Fonte: Autoria própria (2025)

### 2.2.3 O Sistema Interligado Nacional (SIN)

O Sistema Interligado Nacional (SIN) é o conjunto das instalações de geração e transmissão de energia elétrica que operam de forma coordenada em quase todo o território brasileiro, sob o controle do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) (ONS, s.d.). O SIN tem por definição segundo a ANEEL e o ONS: “O Sistema Interligado Nacional é a malha de geração e transmissão de energia elétrica que conecta as principais regiões do Brasil, possibilitando o intercâmbio de energia entre elas.”

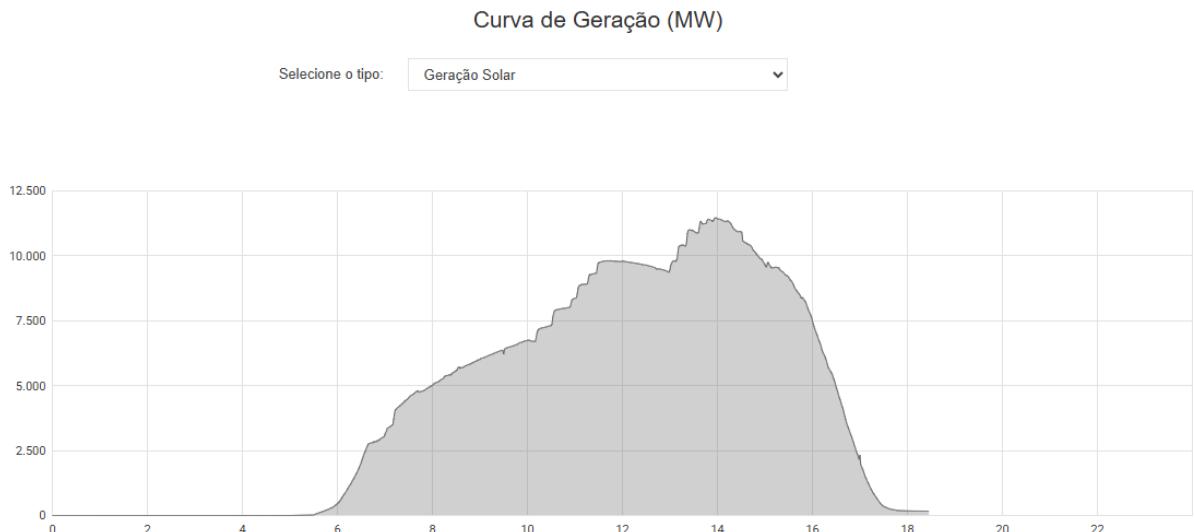
Os órgãos responsáveis são:

- ONS que coordena a operação do SIN;
- ANEEL que regula o setor;
- CMSE (Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico) que supervisiona a segurança energética.

A rede de distribuição local que recebe a energia injetada proveniente da geração por sistemas GD, está conectada ao SIN, que permite a compensação de energia até em locais diferentes do ponto de geração, conhecido como uma modalidade de autoconsumo remoto.

A curva de geração representa a quantidade de energia elétrica que está sendo gerada pelas usinas do Sistema Interligado Nacional ao longo de um período de 24 horas, geralmente em megawatts (MW). A Figura 5 mostra a curva de geração da energia solar fotovoltaica na região Nordeste no dia 16 de julho de 2025.

Figura 5 - Curva de geração de energia solar fotovoltaica na região Nordeste



Fonte: Retirado de ONS (2025).

#### **2.2.4 Evolução da Geração Distribuída no Brasil**

Durante a década de 1990, o conceito de geração distribuída ainda estava dando os seus primeiros passos, as usinas eram predominantemente centrais, ou seja, elas eram responsáveis por produzir, transmitir e distribuir a energia para os seus consumidores, as grandes usinas hidrelétricas e termelétricas, por exemplo, enquanto a produção de energia em pequena escala não tinha incentivo. Por volta dos anos 2000, o mercado de energia solar se mostrava ainda muito limitado, embora houvesse algumas iniciativas na geração de energia solar surgindo em setores residenciais e comerciais.

Até então, antes de 2012, não se tinha um marco que regulasse ou incentivasse o consumidor a produzir sua própria energia; existiam apenas alguns sistemas isolados. Foi então que no dia 17 de abril de 2012, a ANEEL aprova a REN 482, que possibilitou a compensação de energia para os sistemas solares fotovoltaicos. A partir

deste regulamento, foi criado um sistema de compensação de energia elétrica, ao qual o consumidor agora pode gerar a sua própria energia através de fontes renováveis como solar, eólica, cogeração qualificada, entre outras, e receber créditos que serão compensados e abatidos na sua tarifa de energia elétrica (ANEEL, 2012).

Com este novo regulamento, os consumidores passaram a gerar energia a partir de sistemas fotovoltaicos ou outras fontes renováveis e fossem compensados pelo valor gerado no consumo de energia elétrica (ANEEL, 2012).

Após a publicação da REN 482, a energia solar tem um crescimento bastante acelerado, principalmente com a redução dos custos das placas solares e incentivos fiscais. Foi então que em 24 de novembro de 2015, a ANEEL publica uma revisão da REN 482 e publica a REN 687, detalhando os novos procedimentos para o sistema de compensação de energia elétrica, impulsionando o mercado de energia solar cada vez mais (ANEEL, 2015).

O Brasil passou a figurar entre os países com maior crescimento da energia solar desde então, com milhares de sistemas instalados tanto em residências, comércios e empresas. O modelo de compensação impulsionou a geração distribuída, especialmente em locais com alta radiação solar, como no Nordeste e Centro-Oeste.

Em 7 de janeiro de 2022, o presidente Jair Bolsonaro sancionou a Lei nº14.300/2022, que estabelece o Marco Legal da Mini e Micro Geração Distribuída (MMGD), que trouxe mudanças importantes ao setor (GREENER, 2022).

### **2.3 Energia Solar Fotovoltaica: uma visão contemporânea**

A energia solar fotovoltaica tem se destacado nas últimas décadas como uma das principais alternativas sustentáveis para a geração de eletricidade por meio da conversão da luz proveniente do sol, utilizando-se de painéis solares. Avanços na tecnologia, redução dos custos dos equipamentos e políticas públicas, incentivam o crescimento deste setor, representando uma solução limpa e economicamente viável.

Esta seção tem como objetivo apresentar uma visão detalhada sobre o funcionamento e os principais componentes de um sistema de energia solar fotovoltaico. Inicialmente será abordado o princípio do efeito fotovoltaico, que

fundamenta a conversão da luz solar em energia elétrica. Em seguida, serão explorados os diferentes tipos de tecnologias empregadas nos módulos fotovoltaicos, bem como suas características e aplicações. Também será discutido os tipos de inversores utilizados neste sistema, responsáveis pela conversão da corrente contínua em corrente alternada.

### **2.3.1 *Efeito fotovoltaico***

O efeito fotovoltaico consiste na conversão direta da energia da radiação solar em energia elétrica por meio de células fotovoltaicas, fabricadas a partir de materiais semicondutores, sendo o silício cristalino o mais utilizado. Em seu estado puro, o silício é classificado como semicondutor intrínseco, apresentando baixa condutividade elétrica. Para viabilizar a geração de corrente elétrica, o material é dopado com impurezas controladas, alterando suas propriedades elétricas. A dopagem com elementos pentavalentes, como fósforo ou arsênio, origina o semicondutor do tipo N, caracterizado pelo excesso de elétrons livres, enquanto a dopagem com elementos trivalentes, como boro ou alumínio, forma o semicondutor do tipo P, no qual há uma deficiência de elétrons, representada pela presença de buracos. A junção desses dois materiais dá origem à junção P-N, na qual ocorre a formação de um campo elétrico interno devido à difusão inicial de cargas, criando uma barreira de potencial que impede o fluxo permanente de elétrons em equilíbrio (BLUESOL, [s.d.]).

Quando a junção P-N é exposta à radiação solar, os fótons com energia suficiente excitam os elétrons a banda de valência para a banda de condução, gerando pares elétron-buracos. O campo elétrico interno da junção atua separando essas cargas, direcionando os elétrons para a região do tipo N, reduzindo os buracos para região do tipo P, reduzindo a recombinação e permitindo o surgimento de uma diferença de potencial elétrico nos terminais da célula. Ao conectar um circuito externo, ocorre o fluxo ordenado de elétrons, produzindo corrente elétrica contínua. Parte da radiação incidente não é convertida em eletricidade devido a perdas por recombinação e limitações do espectro solar, fatores que influenciam diretamente a eficiência das células fotovoltaicas (BLUESOL, [s.d.]).

### 2.3.2 Classificação dos sistemas fotovoltaicos

Os sistemas fotovoltaicos podem ser classificados dependendo do tipo da instalação, ou seja, pela forma com que o sistema gera a energia elétrica ou entrega, podendo ser classificados como sistemas isolados (Off-Grid) e sistemas conectados à rede (On-Grid). Existem também os sistemas Híbridos que combinam características do On-grid e do Off-grid, podendo operar conectado à rede e também contar com baterias para backup ou maior autonomia energética (BLUESOL, [s.d.]). A Tabela 2 ilustra os tipos de sistemas fotovoltaicos.

Tabela 2 - Tipos de sistemas fotovoltaicos

Tipo de sistema	Conexão com a rede elétrica	Armazenamento de energia (Baterias)	Aplicação comum	Vantagens	Desvantagens
On-grid	Conectado à rede pública (distribuidora)	Não utiliza baterias	Residências urbanas, comércios e indústrias	Retorno financeiro rápido	Depende da rede pública; não fornece energia em apagões
Off-grid	Não é conectado à rede elétrica	Sim, utiliza banco de baterias	Locais remotos sem acesso à rede	Totalmente independente, ideal para áreas sem eletrificação	Custo elevado; manutenção de baterias; vida útil limitada das baterias
Híbrido	Conectado à rede e com baterias	Sim, com baterias para backup	Residências e comércios que desejam segurança energética	Combina benefícios do on-grid e off-grid; fornece energia continua	Custo mais elevado e sistema mais complexo

Fonte: Autoria própria (2025)

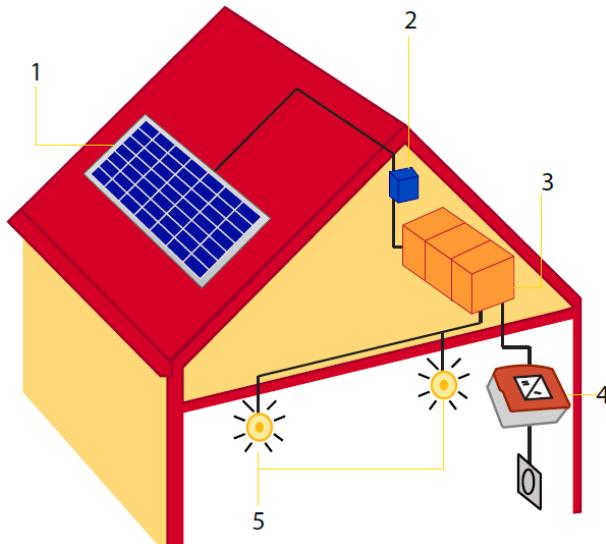
#### 2.3.2.1 Sistemas Isolados

A característica de um sistema fotovoltaico isolado dá-se pelo fato de ser um sistema que não possui conexão com a rede de distribuição elétrica, e pode ser

classificado como híbridos ou autônomos, sendo os sistemas autônomos com armazenamento (uso de baterias) ou sem armazenamento (BLUESOL, [s.d.]).

A Figura 6 ilustra os componentes de um sistema autônomo.

Figura 6 - Componentes de um sistema solar fotovoltaico autônomo



Fonte: Retirado de Blue Sol (2023).

- 1- Painel fotovoltaico;
- 2- Controlador de Carga / Descarga de baterias;
- 3- Banco de baterias;
- 4- Inversor autônomo, para cargas em CA;
- 5- Cargas CC ou CA;

#### 2.3.2.1.1 Sistemas autônomos (*Off-Grid isolado*)

São sistemas que não possuem conexão com a rede elétrica, funcionando totalmente de forma independente, ou seja, são 100% isolado. Utilizam baterias para armazenar a energia e garantir o fornecimento à noite ou em dias nublados e são sistemas muito utilizados em locais sem acesso à rede da concessionária, como áreas rurais e remotas (BLUESOL, [s.d.]).

### 2.3.2.1.2 Sistemas Híbridos

Os sistemas híbridos são sistemas de geração de energia que integram duas ou mais fontes energéticas distintas, operando de forma complementar para garantir maior confiabilidade e continuidade no fornecimento de eletricidade. No contexto de geração renovável são amplamente utilizados para reduzir a intermitência das fontes e aumentar a eficiência do sistema. (BLUESOL, [s.d.]).

Um exemplo comum é o sistema híbrido solar-eólico, que combina painéis fotovoltaicos com aerogeradores. Nesse arranjo, a energia solar é gerada principalmente durante o dia, enquanto a energia eólica pode ser produzida à noite ou em períodos de menor insolação, aproveitando a complementaridade entre sol e vento. Outro exemplo é o sistema solar-diesel, no qual os módulos fotovoltaicos trabalham em conjunto com um gerador a diesel, utilizando apenas como apoio em situações de baixa geração renovável. Há também sistemas solar-eólico-bateria, que integram fontes renováveis com armazenamento de energia, garantindo maior estabilidade e autonomia, especialmente em locais isolados ou com rede elétrica instável (PINHO, BARRETO, et al., 2008).

A Figura 7 ilustra um sistema Híbrido como um aerogerador:

Figura 7 – Sistema híbrido eólico fotovoltaico



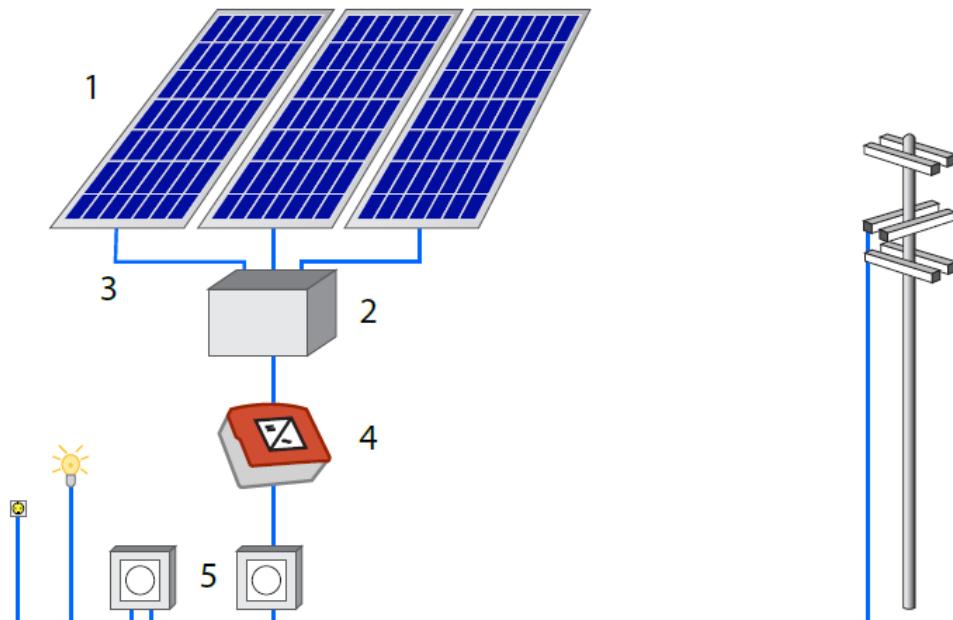
Fonte: Retirado de Blue Sol (2023).

### 2.3.2.2 Sistemas Conectados à Rede (On-Grid)

Um sistema solar fotovoltaico conectado à rede, também chamado de sistema on-grid, é aquele que funciona em conjunto com a rede elétrica da concessionária, ou seja, ele gera energia solar durante o dia e injeta o excedente na rede da concessionária, criando um sistema de compensação de energia previsto pela Lei nº14.300/2022 (BLUESOL, [s.d.]).

A Figura 8 ilustra os componentes de um sistema solar fotovoltaico conectado à rede (On-Grid).

Figura 8 - Componentes de um sistema solar fotovoltaico conectado à rede



Fonte: Retirado de Blue Sol (2023).

- 1- Painel fotovoltaico;
- 2- Caixa de Junção do painel fotovoltaico;
- 3- Cabeamento;
- 4- Inversor;
- 5- Medidor de energia;

### 2.3.3 Tipos de células fotovoltaicas

As células fotovoltaicas são classificadas de acordo com o material semicondutor e o processo de fabricação utilizados. Cada tipo apresenta eficiência, custo e aplicação diferentes. Os tipos mais comuns em aplicações são:

- Células Monocristalinas (Mono-Si): Silício monocristalino (cristal único), cuja vantagem é a alta eficiência, maior durabilidade e um melhor desempenho em espaços reduzidos (VILLALBA, 2015).
- Células Policristalinas (Poli-Si): Silício policristalino (vários cristais), com um aspecto granulado azul metálico, cuja vantagem é de uma produção mais simples e barata e apresentam um bom desempenho em regiões ensolaradas, porém apresentam menor eficiência e desempenho em altas temperaturas (VILLALBA, 2015).
- Células de filmes finos: Possuem camadas muito finas de materiais semicondutores em sua composição, como a-Si (silício amorfo), CdTe (Telureto de Cádmio) e CIGS (Seleneto de Cobre, Índio e Gálio). Possuem uma vantagem em ser leves e flexíveis, com bom desempenho em baixa luminosidade, e apresentam uma estética uniforme, porém, apresentam menor durabilidade e se degradam de maneira mais rápida (VILLALBA, 2015).
- Células de Perovskita: São compostos híbridos de perovskita (orgânicos e inorgânicos), uma tecnologia nova e bastante promissora, que apresentam um bom nível de eficiência em laboratório e ainda estão em desenvolvimento (RANKINGS, 2018).

A Tabela 3 ilustra tecnologias mais utilizadas com suas respectivas eficiências:

Tabela 3 - Eficiência das células solares por tipo de tecnologia

Tecnologia	Eficiência
Células Monocristalinas	18% a 23%
Células Policristalinas	15% a 18%
Células filmes finos	10% a 14%
Células de Perovskita	Superior a 25% em laboratório

Fonte: Autoria própria (2025).

## 2.4 Marco Regulatório anterior à Lei 14.300/2022

### 2.4.1 Resoluções Normativas da ANEEL

#### 2.4.1.1 Resolução Normativa n°482

A REN 482, de 17 de abril de 2012, instituída pela ANEEL, representou um marco regulatório para o setor elétrico brasileiro, ao estabelecer as condições gerais para o acesso de microgeradores e minigeradores distribuídos aos sistemas de distribuição de energia elétrica. Até a publicação dessa norma, não existia uma estrutura jurídica que possibilitasse aos consumidores injetar na rede elétrica o excedente de energia gerado em suas próprias unidades, especialmente a partir de fontes renováveis, como a solar fotovoltaica.

A resolução introduziu o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), mecanismo que permite ao consumidor gerar sua própria energia e injetar o excedente na rede, recebendo créditos que podem ser utilizados para abater o consumo em períodos posteriores (ANEEL , 2012). Esse modelo promoveu uma significativa mudança no setor elétrico nacional, ao incentivar a geração distribuída e estimular o investimento em tecnologias sustentáveis, contribuindo para a diversificação da matriz energética e para a redução dos impactos ambientais associados à geração centralizada.

Dessa forma, a REN 482 é amplamente reconhecida como o ponto de partida da geração distribuída no Brasil, por ter transformado o papel do consumidor de energia elétrica, que passou a atuar também como gerador.

A norma tem como objetivo, adotar as seguintes definições:

- Microgeração distribuída: central que produz energia elétrica, cuja potência instalada seja menor ou igual a 100 kW fazendo uso de fontes renováveis de energia como solar, eólica, biomassa, cogeração qualificada ou hidráulica, de acordo com a ANEEL e conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras (ANEEL , 2012).

- Minigeração distribuída: central que produz energia elétrica, cuja potência instalada seja superior a 100 kW e menor ou igual a 1MW para fontes renováveis de energia elétrica e conectada na rede de distribuição através de instalações de unidades consumidoras (ANEEL , 2012).
- Sistema de compensação de energia elétrica: sistema pelo qual a energia gerada pela unidade consumidora seja com mini ou microgeração distribuída, compense o consumo de energia elétrica da mesma unidade consumidora ou de outra unidade consumidora que possua a mesma titularidade de onde os créditos foram gerados e o mesmo Cadastro de Pessoa Física (CPF) ou Cadastro de Pessoa Jurídica (CNPJ) (ANEEL , 2012).

De acordo com a REN 482, módulo 3, que trata do acesso ao sistema de distribuição (ANEEL , 2012), a solicitação de acesso deve conter:

- Projeto das instalações de conexão, informando a localização, arranjo físico, diagramas e a inclusão do memorial descritivo.
- Documentos e informações solicitados pela distribuidora.

A solicitação de acesso perde o efeito caso o solicitante não regularize qualquer pendência nas informações encaminhadas a empresa concessionária responsável pela área de fornecimento no prazo de 60 dias (ANEEL , 2012).

O parecer de acesso é um documento obrigatório apresentado pela empresa ao consumidor que solicitar o acesso, onde são informadas as condições de acesso, conexão e requisitos técnicos que permitam a conexão das instalações do solicitante com os respectivos prazos, devendo indicar:

- As características do ponto de entrega, apresentando alternativas de conexão avaliadas pela empresa, informando custos, conclusões e justificativas (ANEEL , 2012);
- As características do sistema de distribuição acessado (ANEEL , 2012);
- Os cálculos em relação à participação financeira do consumidor (ANEEL , 2012);
- A relação das obras por parte da empresa (ANEEL , 2012);

- Informações do ponto de conexão, tipo do terreno, características mecânicas das instalações, sistemas de proteção e telecomunicações disponíveis (ANEEL , 2012);
- As tarifas de uso que serão aplicáveis, quando for o caso (ANEEL , 2012).

A distribuidora fica responsável pela realização dos estudos para a integração de micro e minigeração distribuída, sem qualquer encargo financeiro ao solicitante. O parecer de acesso deve ser encaminhado em até 30 dias após o recebimento da solicitação de acesso. No caso da central geradora, o prazo é de até 60 dias caso haja necessidade de execução de obras de reforço ou ampliação no sistema de distribuição acessado.

#### *2.4.1.2 Resolução Normativa nº687*

Com o objetivo de atualizar e aprimorar a REN 482, a ANEEL publica a REN 687, visto que o crescimento da geração distribuída no Brasil cresceu de forma acelerada desde a publicação da REN 482, e era necessário adequar a norma à nova realidade do setor elétrico. Surgem então novas modalidades de compensação como autoconsumo remoto, geração compartilhada e empreendimento com múltiplas unidades consumidoras.

A REN 687 surge com intuito de modernizar a regulação da geração distribuída, facilitando ainda mais o acesso ao sistema de distribuição e adaptando-se ao crescimento do setor, de modo a atender à demanda por energia limpa e ao interesse dos consumidores e investidores.

Entre as principais mudanças promovidas pela REN 687, destaca-se a ampliação dos limites de potência para as categorias de micro e mini geração. A potência máxima da minigeração distribuída foi elevada de 1MW para 5 MW (no caso de fontes renováveis como solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada), o que permitiu o enquadramento de empreendimentos de maior porte no sistema de compensação de energia elétrica (ANEEL , 2015).

Com a implementação da norma, alguns conceitos passaram por revisão e outros novos conceitos são inseridos no novo cenário, que são:

- Microgeração distribuída: Central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize fontes renováveis conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras (ANEEL , 2015).
- Minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para as demais fontes de energia renováveis, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras (ANEEL , 2015).
- Sistema de compensação de energia elétrica: a REN 687 manteve o sistema de créditos de energia elétrica, mas expandiu as formas de utilização desses créditos com novas modalidades, garantindo mais flexibilidade para os consumidores (ANEEL , 2015).
- Empreendimento com múltiplas unidades consumidoras: permite que um sistema de geração distribuída instalado em um local comum seja utilizado para compensar o consumo de várias unidades consumidoras independentes, dentro de um mesmo empreendimento. Tudo ocorre dentro de um único CNPJ ou empreendimento cadastrado junto à distribuidora. A divisão de créditos de energia elétrica é feita conforme um percentual fixo definido pelos condôminos ou pelo proprietário no momento do cadastro na distribuidora (ANEEL , 2015).
- Geração compartilhada: é caracterizada pela possibilidade de duas ou mais pessoas físicas ou jurídicas se reunirem por meio de cooperativa ou consórcio, para implantar um sistema de micro ou minigeração distribuída, e dividirem os créditos de energia gerada entre suas unidades consumidoras, mesmo que estejam em locais diferentes (ANEEL , 2015).
- Autoconsumo remoto: é quando o sistema de micro ou minigeração distribuída está em um imóvel diferente do imóvel onde ocorre o consumo de energia, mas ambos estão registrados sob o mesmo CPF ou CNPJ e atendidos pela mesma distribuidora de energia (ANEEL , 2015).

#### 2.4.2 Comparação entre as Normas 482/2012 e a Norma 687/2015

A REN 482 representou o ponto inicial da regulamentação da geração distribuída no Brasil, ao instituir o sistema de compensação de energia elétrica e permitir que consumidores passassem a gerar sua própria energia. Posteriormente, a REN 687 alterou e aprimorou a REN 482, incorporando ajustes necessários diante do crescimento do setor. Entre as principais mudanças, destacam-se a ampliação das modalidades de geração distribuída, como o autoconsumo remoto e a geração compartilhada. A REN 687 também promoveu a simplificação de procedimentos e maior padronização das regras. Além disso, houve a ampliação do prazo de validade dos créditos de energia. Essas alterações contribuíram para maior segurança jurídica aos consumidores e investidores. Dessa forma, a comparação entre as normas evidencia a evolução e o amadurecimento do marco regulatório da geração distribuída no país. A Tabela 4 reforça quais foram estas mudanças de maneira mais clara e simplificada.

Tabela 4 - Comparativo entre as resoluções e o novo marco legal

(Continua)

Aspecto	REN 482	REN 687	Diferença principal / Impacto prático
Publicação	17 de abril de 2012	24 de novembro de 2015	A 687 atualizou e ampliou a 482
Objetivo	Criou o sistema de compensação de energia elétrica no Brasil (net metering)	Aperfeiçoou e expandiu o sistema	Tornou a GD mais acessível
Microgeração	Até 100 KW	Até 75 KW	Reajuste do limite
Minigeração	De 100 KW até 1 MW	De 75 KW até 5 MW	Aumento do limite máximo
Prazo de conexão	Não padronizados	Prazos definidos (15 – 34 dias úteis)	Maior previsibilidade

(Conclusão)

Aspecto	REN 482	REN 687	Diferença principal / Impacto prático
Compensação de energia (créditos)	Validade de 36 meses	Aumento da validade para 60 meses	Flexibilizou o uso dos créditos
Autoconsumo remoto	Não existia	Criado pela RN 687	Permite usar créditos em outros imóveis
Geração compartilhada	Não existia	Criada pela RN 687	Possibilita cooperativas e consórcios
Condomínios / múltiplas unidades	Não havia regulamentação específica	Regulamentado	Permite geração em condomínios
Medição e conexão	Regras simples	Detalhamento técnico e opções de medição	Maior clareza técnica
Impacto no setor	Início da geração distribuída	Consolidação e expansão da GD	Popularização da energia solar no Brasil

Fonte: Autoria própria (2025).

### 3 DESENVOLVIMENTO DO TRABALHO

#### 3.1 Principais mudanças trazidas pela Lei 14.300/2022

##### 3.1.1 *Criação do Marco Legal da geração distribuída*

A criação do Marco Legal da Micro e Minigeração Distribuída no Brasil, vem para atender algumas necessidades do setor elétrico visto que, o número de consumidores que produziam a sua própria energia chegou a um nível ao qual era insustentável, fazendo-se necessário a implementação de uma legislação que trouxesse estabilidade para o sistema de distribuição. A insegurança jurídica gerada pelas constantes atualizações da REN 482 acontecia principalmente porque o consumidor (e até mesmo empresas e investidores de energia solar), não tinha estabilidade nas regras de compensação e nos custos envolvidos, o que impactava diretamente a tomada de decisão sobre investir ou não em geração distribuída. O modelo de compensação de energia precisava ser revisado pelo fato de que os consumidores com geração própria pagavam menos encargos que os demais consumidores que não possuíam sistemas de geração de energia, o que se denomina como subsídio cruzado. A Lei nº14.300/2022, garante uma transição justa, criando um modelo de transição gradual para as novas regras, protegendo quem já investiu em geração distribuída e orientando futuros projetos. Esse modelo de lei federal garante maior padronização das normas em todo o território do Brasil, evitando conflitos regionais.

Os principais pontos trazidos pelo Marco Legal da Micro e Minigeração Distribuída são (GOV, 2022):

- Criação do Sistema de Compensação de Energia Elétrica: a compensação de créditos passou a ter força de lei, em vez de apenas regulamento da ANEEL;
- Direito adquirido até 2045: o solicitante que protocolar o pedido de acesso até 6 de janeiro de 2023 permanece nas regras antigas onde a compensação de créditos é integral até 2045;

- Transição para as novas regras: a partir de 2023, os novos consumidores passam a arcar, gradualmente, com custos relacionados à infraestrutura da rede, como o Fio B (tarifa de uso do sistema de distribuição);
- Definições mais claras: a lei define legalmente o que é microgeração (até 75 kW) e minigeração (acima de 75 kW até 5 MW ou até 3 MW no caso de fontes despacháveis);
- Incentivo a energia limpa: O marco continua incentivando o uso de fontes renováveis de energia.

Mas a criação do Marco Legal da Geração Distribuída passou por algumas etapas entre a apresentação do Projeto de Lei (PL) e a sanção presidencial da Lei nº 14.300/2022 (GREENER, 2022).

Em 18 de setembro de 2019, é apresentado o Projeto de Lei nº 5.829/2019 pelo Deputado Silas Câmara (Republicanos – AM), com o objetivo de criar o Marco Legal da Micro e Minigeração distribuída, com foco no Sistema de Compensação de Energia Elétrica.

Entre 2019 e 2020, marca uma fase de tramitação na câmara dos Deputados, onde o projeto passou por diversos debates, audiências públicas e emendas nas comissões, especialmente na:

- Comissão de Minas e Energia (CME);
- Comissão de Constituição e Justiça (CCJ);
- Comissão de Finanças e Tributação (CFT).

Em 18 de agosto de 2021 é aprovado o PL 5829/2019 na Câmara dos Deputados, com aprovação por ampla maioria com consenso entre diversos setores (ANEEL, distribuidoras, associações de GD, parlamentares). A aprovação também previu uma transição gradual de até 8 anos para mudanças no sistema de compensação. No dia 14 de dezembro de 2021, o projeto teve aprovação no Senado Federal sem alterações substanciais. Em 6 de janeiro de 2022, o Presidente Jair Bolsonaro sancionou o projeto, que passa a ser oficialmente uma lei e entrando em vigor no dia seguinte, 7 de janeiro de 2022. A Tabela 5 traz resumidamente todas as etapas deste processo (GREENER, 2022).

Tabela 5 - Resumo das etapas de aprovação da Lei 14.300/2022

Etapa	Data	Evento
Apresentação do PL	18/09/2019	PL 5829/2019 é apresentado na Câmara
Discussões e audiências	2019 – 2021	Debate com sociedade, ANEEL e entidades
Aprovação na Câmara	18/08/2021	PL aprovado com emendas e ajustes
Aprovação no Senado	14/12/2021	Texto aprovado sem alterações importantes
Sanção presidencial	06/01/2022	Lei nº 14.300 é sancionada
Entrada em vigor	07/01/2022	Início oficial do Marco Legal da GD

Fonte: Autoria própria (2025).

### **3.1.2 Nova estrutura do Sistema de Compensação de Energia Elétrica**

Com a promulgação da nova Lei nº14.300/2022, o modelo de compensação de energia elétrica até então vigente, passa por um processo de reformulação. O sistema anterior, que tinha como base a REN 482 da ANEEL, permitia que a energia excedente gerada por sistemas fotovoltaicos fosse compensada de modo integral na fatura do consumidor, o que se conhece por compensação 1 para 1, onde, para cada 1 kWh que fosse injetado na rede equivalia a 1 kWh abatido do consumo.

Com a nova legislação, institui-se um sistema de compensação mais equilibrado entre os consumidores que geram sua própria energia e os que não geram, evitando o chamado subsídio cruzado. A nova estrutura separa os consumidores em dois grupos distintos, conforme a data de protocolo da solicitação de acesso à distribuidora.

Para os consumidores que protocolaram o pedido até 7 de janeiro de 2023, o modelo anterior foi preservado. Esses usuários mantêm o direito à compensação integral da energia injetada, incluindo isenção das tarifas de uso do sistema de distribuição (TUSD), em especial o componente Fio B, até o ano de 2045.

Por outro lado, para os consumidores que solicitaram acesso a partir de 8 de janeiro de 2023, passou a vigorar o novo regime de compensação com aplicação progressiva de encargos tarifários. A energia injetada na rede permanece sendo convertida em créditos, mas agora parte da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD Fio B) passa a ser cobrada, de forma escalonada, conforme o ano de entrada em operação da unidade geradora.

A Tabela 6 apresenta os percentuais de pagamento da TUSD Fio B sobre a energia injetada na rede, conforme o cronograma de transição estabelecido pela lei:

Tabela 6 - Percentual da TUSD Fio B de acordo com o ano de solicitação de acesso à rede de distribuição.

Ano de conexão	Percentual da TUSD Fio B aplicado
2023	15 %
2024	30 %
2025	45 %
2026	60 %
2027	75 %
2028	90 %
A partir de 2029	100 %

Fonte: Autoria própria (2025).

Portanto, um consumidor que venha a instalar um sistema fotovoltaico em 2025, por exemplo, terá 45% da TUSD Fio B cobrada sobre a energia injetada na rede e apenas 55% será compensado em forma de crédito (GOV, 2022).

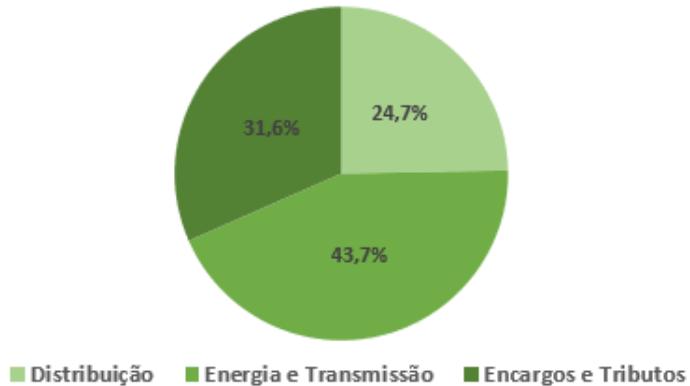
### 3.2 Encargos tarifários

A tarifa de energia elétrica no Brasil é composta por diferentes parcelas, referentes aos custos com (NEOENERGIA, 2024):

- Geração de energia: custos com relação ao consumo, desde a produção até o uso final;
- Transmissão: gastos com relação ao transporte da eletricidade, desde sua produção até chegar nas distribuidoras;
- Encargos setoriais: são custos relacionados a viabilidade da implantação das políticas públicas para o setor elétrico;
- Distribuição: Percentual da fatura destinada a distribuidora, relacionada aos custos operacionais, manutenção, expansão do sistema e investimentos para melhorar a qualidade de fornecimento de energia;
- Tributos: valores destinados ao poder público e determinados por lei.

A Figura 9 ilustra os custos presentes na conta de energia, com base nos custos citados acima.

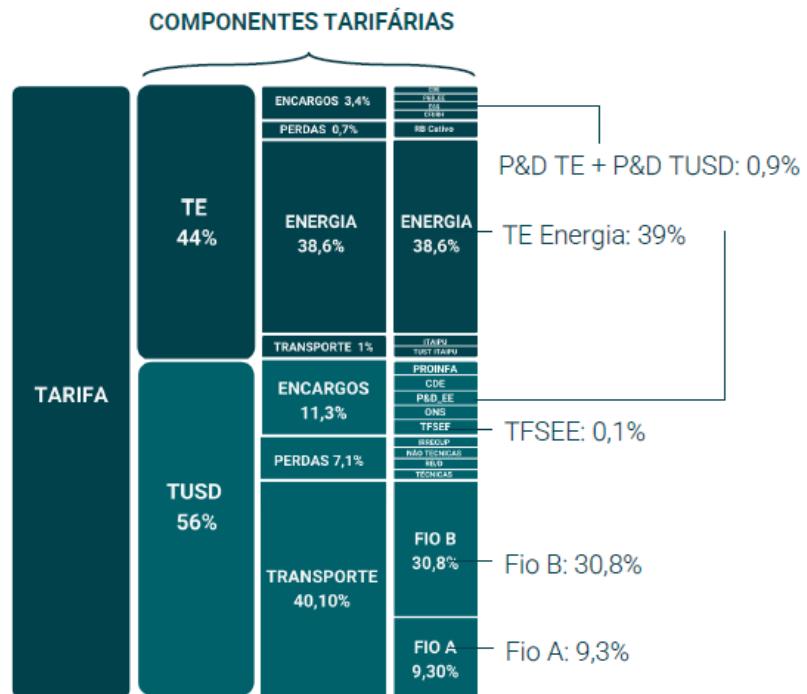
Figura 9 - Custos presentes na tarifa de energia



Fonte: Retirado de Neoenergia Pernambuco (2025).

Com relação a cada componente que integra a tarifa, a Figura 10 ilustra o peso em percentual em média considerando 58 distribuidoras mais relevantes no Brasil.

Figura 10 - Representação percentual de cada componente tarifária



Fonte: Retirado de Greener (2022).

### **3.2.1 Tarifa de Energia (TE)**

A tarifa de energia elétrica representa o valor cobrado dos consumidores pelo fornecimento de eletricidade, sendo composta por diversos custos que envolvem geração, transmissão, distribuição e encargos setoriais. No Brasil, a formação dessa tarifa é regulada pela ANEEL, que busca garantir o equilíbrio entre a sustentabilidade econômica das concessionárias e a modicidade tarifária para os consumidores. O conhecimento sobre a estrutura tarifária é essencial para compreender o impacto econômico do consumo energético e também para avaliar a viabilidade de alternativas como a geração distribuída (ANEEL, 2021).

### **3.2.2 Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD)**

É a tarifa pela qual as distribuidoras de energia elétrica são remuneradas pelo uso da rede que é responsável por levar energia até as residências, empresas ou indústrias. A TUSD é dividida em:

- TUSD Fio A: Referente ao uso da rede de transmissão, os custos relacionados a infraestrutura das redes de transmissão em alta tensão;
- TUSD Fio B: Está relacionado ao uso da rede de distribuição local, os custos são referentes a infraestrutura das redes de baixa e média tensão em áreas urbanas.

Na geração distribuída, a TUSD Fio B passa a ser parcialmente cobrada após a aprovação da Lei nº14.300/2022, a depender da data no qual o sistema foi instalado, como visto anteriormente na seção 3.1.2.

### **3.2.3 Encargos setoriais**

São cobranças que vem incluídas na conta de energia com a finalidade de financiar políticas públicas, subsídios e programas do setor elétrico.

Os encargos são:

- Conta de Desenvolvimento Energético (CDE): subsidia fontes renováveis, tarifa social, entre outros;
- Programa de Incentivo às fontes alternativas (PROINFA): Incentiva o uso da energia eólica, biomassa, PCHs;
- Encargos de Serviço do Sistema (ESS): Cobre os custos adicionais para manter o fornecimento de energia;
- Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (P&D e EE);

### **3.2.4 Tributos**

Impostos cobrados pelos governos federal, estadual e municipal sobre a energia elétrica:

- Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) – estadual;
- PIS/PASEP E COFINS – Federais;
- Taxa de iluminação Pública (TIP OU CIP) – municipal, paga pelos consumidores conforme legislação local.

## **3.3 Regras de transição – Lei 14.300/2022**

O Marco Legal trouxe importantes mudanças para o setor elétrico brasileiro, especialmente no que diz respeito ao sistema de compensação de energia elétrica e às condições de acesso à rede. Uma das principais inovações foi a criação de regras de transição, com o objetivo de garantir segurança jurídica e previsibilidade aos consumidores que já possuíam sistemas de geração distribuída instalados ou em processo de conexão antes da nova legislação entrar em vigor.

Essas regras de transição permitem que os consumidores que protocolaram seus pedidos de acesso junto à distribuidora até 6 de janeiro de 2023 continuem usufruindo das condições do sistema de compensação estabelecidas anteriormente pela REN 482 da ANEEL, e suas atualizações, até o fim do prazo de transição. Isso significa que esses consumidores ainda podem compensar integralmente a energia

injetada na rede sem pagar pelos componentes tarifários correspondentes ao uso do sistema de distribuição. Após o término desse período, que será gradualmente ajustado até 2045, passam a valer as novas regras, que incluem a cobrança escalonada dos custos de uso da rede, conforme previsto na lei nº14.300/2022.

Para organizar os diferentes perfis de unidades geradoras e seus respectivos enquadramentos dentro esse marco regulatório, a ANEEL por meio da resolução homologatória REH 3.169/2022, classificou os empreendimentos de geração distribuída em grupos GD1, GD2 e GD3, conforme o tipo de acesso e o momento de solicitação de conexão (ANEEL, 2022):

- GD1: comprehende os consumidores que protocolaram o pedido de acesso até o dia 6 de janeiro de 2023, ou seja, antes da entrada em vigor da lei nº14.300/2022. Esses consumidores mantêm o direito às regras antigas de compensação integral da energia, permanecendo assim até o final do período de transição.
- GD2: abrange os sistemas que entraram em operação após 7 de janeiro de 2023, mas que ainda se enquadram dentro do período de transição, estando sujeitos à cobrança parcial e progressiva das tarifas de uso do sistema de distribuição. A proposta é permitir uma adequação gradual ao novo modelo tarifário, evitando impactos econômicos bruscos para novos consumidores.
- GD3: Engloba os sistemas que entraram em operação após 7 de janeiro de 2023 com potência instalada acima de 500 kW, em fonte não despachável na modalidade autoconsumo remoto ou na modalidade geração compartilhada, em que um único titular detenha 25% ou mais de participação do excedente de energia. A cobrança das tarifas no grupo GD3 são mais elevadas devido ao pagamento do Fio B ser de 100% e ainda haver uma cobrança de 40% do Fio A e outros encargos.

A Tabela 7 a seguir mostra uma comparação entre os modelos da REN 482 e da REN 687 com o novo modelo da lei 14.300, avaliando alguns critérios importantes.

As regras de transição da Lei nº 14.300/2022 representam uma grande vantagem competitiva e econômica para os consumidores que aderiram ao sistema de compensação antes da mudança, porém ainda é bem vantajoso aderir ao sistema

levando em consideração as novas alterações, pois ainda acaba se tornando um bom investimento a médio e longo prazo (GOV, 2022).

Tabela 7 – Comparativo entre as regras de transição

Critério	REN 482	REN 687	Novo modelo (Lei nº14.300/2022)
Prazo de adesão	Até 6 de janeiro de 2023	Até 6 de janeiro de 2023	A partir de 7 de janeiro de 2023
Compensação de energia	100% da energia injetada é compensada	Mantém compensação integral e cria novas modalidades (remota e compartilhada)	Compensação parcial: há cobrança sobre parte da energia injetada
Cobrança da TUSD Fio B	<b>Isento</b> até 2045	Mantém isenção do Fio B	Cobrança escalonada até 2029
Encargos tarifários	Não incidem sobre a energia compensada	Mantém isenção	São gradualmente cobrados
Validade dos créditos	36 meses	60 meses	60 meses
Modelo aplicado	Sistema de compensação (SCEE) – net metering	SCEE ampliado com novas modalidades	Marco Legal da GD – SCEE com regras de transição e cobrança parcial

Fonte: Autoria própria (2025).

### 3.4 Impactos econômicos e tarifários

Com o objetivo principal de estabelecer regras mais equilibradas para o sistema de compensação de energia elétrica, na medida que busca conciliar os interesses dos consumidores que geram sua própria energia com os das distribuidoras e dos demais usuários do sistema, a lei nº14.300/2022 provocou mudanças expressivas tanto no cenário econômico quanto tarifário do setor elétrico brasileiro.

No aspecto econômico, a lei estimulou o crescimento do setor de energia solar fotovoltaica, fomentando investimentos, ampliando o número de empresas especializadas e gerando empregos em toda a cadeia produtiva, desde a fabricação de painéis e inversores até os serviços de instalação e manutenção. Essa expansão reforçou o papel da geração distribuída como ferramenta de democratização do acesso à energia limpa e de fortalecimento da economia local.

Entretanto, as alterações nas regras de compensação tarifária trouxeram impactos diretos sobre a atratividade financeira dos novos projetos. Antes da lei, sob a vigência da REN 482 e REN 687, o consumidor gerador tinha direito à compensação integral da energia injetada na rede, o que tornava o retorno do investimento mais rápido. Com a lei nº14.300/2022, foi introduzida a cobrança gradual dos custos de uso do sistema de distribuição, principalmente o fio B, para novos empreendimentos conectados após o período de transição. Essa medida reduziu parcialmente os créditos de energia e aumentou o tempo necessário para recuperar o capital investido.

Dessa forma o payback dos sistemas fotovoltaicos tende a se alongar, especialmente para os consumidores que não se enquadram nas regras de transição previstas pela lei. Enquanto antes o retorno médio variava em torno de um certo valor a depender do tipo de empreendimento, em muitos casos esse prazo passou a ser estimado num prazo um pouco mais extenso, dependendo da tarifa local, da irradiação solar e do perfil de consumo. Apesar disso, o investimento continua economicamente viável, pois a energia solar ainda oferece economia significativa na conta de luz e proteção contra aumentos tarifários futuros.

O payback é definido como sendo o tempo necessário para que o investimento inicial feito na instalação do sistema seja recuperado por meio da economia gerada na conta de energia elétrica. Em outras palavras, é o período em que o valor economizado na fatura de energia iguala o custo total do sistema (equipamentos, instalação e eventuais taxas). Após esse período, toda a energia economizada representa lucro ou retorno financeiro para o proprietário.

Na prática, de maneira simples e objetiva, se um sistema solar custou R\$ 30.000 e proporciona uma economia média anual de R\$ 6.000 por ano, o payback seria:

$$Payback (em anos) = \frac{Investimento \text{ inicial}}{Economia \text{ Anual}} = \frac{30.000}{6.000} = 5 \text{ anos} \quad (1)$$

Ou seja, de acordo com a equação (1), em 5 anos o investimento seria recuperado, e o sistema ainda continuaria gerando energia por mais de 20 anos (vida útil média dos painéis solares).

### 3.5 Custo de disponibilidade

O custo de disponibilidade é um ponto bastante importante a ser considerado, pois é o valor mínimo que o consumidor precisa pagar mensalmente à distribuidora, mesmo que sua geração de energia exceda o consumo. Esse custo cobre a disponibilidade da rede elétrica para o uso sempre que necessário, como por exemplo, à noite ou em dias nublados.

O custo de disponibilidade é definido de acordo com a classe de consumo (monofásico, bifásico ou trifásico), e equivale a uma quantidade mínima de kWh, mesmo que o consumidor não consuma energia da rede da concessionária. A Tabela 8 ilustra a relação entre o consumo mínimo e o tipo de ligação (ANEEL, 2021).

Tabela 8 - Relação entre consumo mínimo e o tipo de ligação

Tipo de ligação	Consumo mínimo (kWh/mês)
Monofásico	30 kWh
Bifásico	50 kWh
Trifásico	100 kWh

Fonte: Autoria própria (2025).

Não é possível zerar totalmente a fatura de energia elétrica, mesmo com a alta geração, visto que o custo de disponibilidade é um valor fixo que garante a conexão com a rede elétrica.

Para os consumidores que geram pouca energia e não compensam o total consumido, pagam a diferença e o custo de disponibilidade caso se aplique.

### 3.6 Demanda contratada

O conceito de demanda contratada é de suma importância principalmente para unidades consumidoras do grupo A, que são aquelas atendidas em média ou alta tensão como as indústrias, grandes comércios, entre outros. Por definição a demanda contratada nada mais é do que a potência elétrica (em kW) que o consumidor do Grupo A contrata junto à distribuidora para garantir o fornecimento de energia. Esse

valor deve ser suficiente para atender ao pico de carga da instalação. Mesmo que o consumidor não use toda essa potência, ele paga pela demanda contratada. No caso de ultrapassar a demanda contratada, o consumidor paga uma penalidade.

Em se tratando da GD, a demanda contratada é tratada da seguinte forma:

- Os consumidores do grupo A com geração própria continuam pagando normalmente pela demanda contratada; podem compensar a energia ativa (kWh) gerada pelo consumo; não podem compensar a demanda (kW) com a energia gerada.
- Com relação a demanda excedente (ultrapassagem), a geração própria não elimina multas por ultrapassagem da demanda contratada; o consumidor precisa gerenciar bem sua carga para evitar esses custos extras.
- Possibilidade de revisão da demanda: se, após instalar geração própria, a carga máxima diminuir de forma consistente, o consumidor pode solicitar à distribuidora a redução da demanda contratada.

A geração distribuída compensa energia (kWh), mas não substitui a demanda contratada (kW). Este ponto é crucial para o planejamento de projetos de GD para consumidores do grupo A. A Tabela 9 traz um quadro comparativo entre o grupo A e o grupo B na Lei nº14.300/2022 (GREENER, 2022).

Tabela 9 - Quadro comparativo Grupo A x Grupo B na Lei 14.300/2022

(Continua)

Característica	Grupo A (Média/Alta Tensão)	Grupo B (Baixa Tensão)
Tensão de atendimento	Média ou alta tensão ( $\geq 2,3$ kV)	Baixa tensão ( $< 2,3$ kV)
Demandas contratadas (kW)	Sim, obrigatória	Não se aplica
Cobrança por demanda (kW)	Sim (mesmo com GD)	Não
Custo de disponibilidade (mínimo)	Não se aplica (valor mínimo já incluso na demanda contratada)	Sim – 30/50/100 kWh dependendo da fase da ligação
Compensação de energia ativa (kWh)	Sim, compensação parcial com regras da Lei 14300/2022	Sim, compensação parcial com regras da Lei 14.300
Compensação da demanda (kW)	<b>Não</b> é possível compensar	Não se aplica

(Conclusão)		
Característica	Grupo A (Média/Alta Tensão)	Grupo B (Baixa Tensão)
Cobrança da TUSD Fio B sobre injeção	Sim – com regras progressivas conforme art.26 da lei	Sim – com regras progressivas conforme art. 26 da lei
Possibilidade de autoprodução	Sim – inclusive com múltiplas unidades e geração compartilhada	Sim – com limites de potência
Grupo mais comum	Industrias, shoppings, hospitais, grandes empresas	Residências, pequenos comércios, zonas rurais

Fonte: Autoria própria (2025).

### **3.6.1 Consumo ponta e fora ponta dos consumidores do grupo A**

Na maioria dos casos, o consumo na ponta (horário de pico) para consumidores do grupo A (alta tensão) não é economicamente viável de ser compensado com um sistema fotovoltaico, e isso ocorre por vários motivos técnicos e tarifários.

A princípio, o termo consumo na “ponta” significa um período do dia em que a demanda de energia é mais alta (geralmente entre as 17h e 21h), e as tarifas são muito mais caras, enquanto o termo “fora de ponta”, são todos os outros horários do dia, quando o custo é bem menor. O sistema fotovoltaico gera energia durante o dia (fora ponta), e justamente não gera durante o horário de ponta, pois já é noite (ANEEL, 2022).

Mesmo com a compensação de energia, a energia gerada fora da ponta não compensa integralmente o consumo na ponta, pois as tarifas e componentes tarifários são diferenciados entre ponta e fora de ponta. Em muitas distribuidoras, a compensação ocorre em kWh simples, mas o valor econômico da energia consumida é maior, o que torna o retorno financeiro muito menor ou até negativo. Um outro ponto bem importante a ser ressaltado é que, há custos fixos de demanda contratada que o sistema fotovoltaico não consegue reduzir.

A estratégia mais viável para clientes do grupo A, pode ser o dimensionamento do sistema para compensar apenas o consumo fora de ponta, onde o retorno é garantido, ou também instalar sistemas híbridos com baterias para armazenar a energia gerada durante o dia e usar na ponta, porém, ainda é uma solução cara no

Brasil. Revisar a demanda contratada junto à concessionária também se torna uma alternativa interessante, para otimizar custos de demanda e consumo.

### **3.7 Garantia de Fiel Cumprimento na Geração Distribuída**

Com a publicação da Lei nº14.300/2022, algumas regras foram criadas para o melhor desenvolvimento do setor elétrico, uma delas foi a exigência de garantia de fiel cumprimento em alguns casos específicos. A garantia de fiel cumprimento é uma garantia financeira exigida para assegurar que o autor de um projeto irá cumprir com suas obrigações perante a distribuidora, especialmente em projetos de geração compartilhada de energia elétrica. A garantia funciona como uma forma de proteção para o sistema elétrico e para os consumidores contra o risco de inadimplência ou descumprimento contratual.

A garantia de fiel cumprimento está prevista no artigo 22 da Lei nº14.300/2022, no qual fala que: “para o acesso à rede, poderá ser exigida garantia de fiel cumprimento, conforme regulamento da Aneel, especialmente para empreendimentos de geração compartilhada” (GOV, 2022).

A exigência é regulamentada pela Resolução Normativa ANEEL nº 954/2021 (antiga REN 482 + alterações da REN 687). Nela, define-se que:

- A garantia é obrigatória nos projetos de geração compartilhada, como: Consórcio; Cooperativa; Empreendimentos com Múltiplas Unidades Consumidoras (EMUC); Autoconsumo remoto.
- Não é exigida para consumidores individuais (GD individual, geração junto à carga).

Os objetivos da Garantia são:

- Evitar que empresas iniciem pedidos de acesso sem intenção de execução;
- Reduzir o número de projetos especulativos;
- Proteger a rede elétrica e os demais consumidores.

### **3.8 Parecer de acesso e transferência de titularidade**

#### **3.8.1 Parecer de acesso**

O parecer de acesso é o documento emitido pela distribuidora que autoriza a conexão de um sistema de geração distribuída à rede elétrica.

De acordo com a Lei nº14.300:

- O parecer de acesso continua sendo exigido para a conexão de sistemas de GD, conforme o art.26 da Lei;
- Deve ser emitido em até 15 dias úteis para microgeração e até 30 dias úteis para minigeração;
- É necessário para obtenção dos benefícios da compensação de energia elétrica previstos no novo marco legal.

Um ponto importante é que para manter os direitos adquiridos do sistema anterior (REN 482), o consumidor deveria ter solicitado o parecer de acesso até 6 de janeiro de 2023, conforme as regras de transição presentes no artigo 26 da Lei nº14.300/2022 (GOV, 2022).

#### **3.8.2 Transferência de titularidade**

A transferência de titularidade, segundo a lei nº14.300/2022, é o procedimento pelo qual a responsabilidade pela unidade consumidora é alterada de um usuário para o outro, mantendo-se as condições de enquadramento do sistema de geração distribuída. A lei não proíbe a transferência de titularidade, mas prevê que (GOV, 2022):

- Os direitos e deveres permanecem com a unidade consumidora onde o sistema foi instalado, independentemente da titularidade;
- O novo titular assume os mesmos direitos e responsabilidades relativos à geração distribuída;

- Se o sistema continuar na mesma unidade consumidora, não há necessidade de novo parecer de acesso;
- A distribuidora deve ser informada sobre a mudança de titular para atualização cadastral.

### 3.9 Faturamento como B optante

Na lei nº 14.300/2022, há regras específicas para os diferentes tipos de unidades consumidoras e modalidades de faturamento, incluindo aquelas classificadas como Grupo B (baixa tensão), também chamadas de “optantes pela compensação de energia.” Antes de entender como funciona o faturamento para este grupo, tem-se a seguinte definição:

- O grupo B optante são unidades consumidoras em baixa tensão (residências, comércios de pequeno porte entre outros);
- Instalam sistemas de microgeração ( $\leq 75$  kW) ou minigeração (até 5 MW) distribuída;
- Optam pelo sistema de compensação de energia elétrica, previsto inicialmente na REN 482, e agora a Lei nº14.300/2022.

Com relação ao faturamento desses consumidores:

- 1- Antes de 07/01/2023 (Regras de transição)
  - Esses consumidores continuam sob as regras antigas até 2045;
  - Toda energia injetada na rede é compensada integralmente com a consumida da rede;
  - Encargos (Fio B, TUSD e TUST) não são cobrados sobre a energia compensada.
- 2- A partir de 07/01/2023 (Novas regras)
  - A energia injetada ainda é abatida da consumida, mas agora parte da tarifa é cobrada mesmo com compensação;

- Os consumidores do Grupo B pagam o que se chama “Fio B” (TUSD B), que representa os custos da distribuidora para levar a energia até o consumidor.

Ou seja, mesmo que o consumidor gere energia suficiente para abater todo o seu consumo, ainda pagará uma parcela da TUSD (Fio B). (GOV, 2022).

### 3.10 Estudo de caso

Este estudo de caso busca avaliar a viabilidade do projeto de um sistema solar fotovoltaico com foco nos consumidores do grupo B residencial, após a promulgação da lei nº14.300/2022. Será feito o dimensionamento do sistema conforme a necessidade de um consumidor real, descrito como foi elaborado o estudo e a obtenção dos resultados, afim de se chegar a uma conclusão se compensa em pleno 2025 um consumidor cogitar a ideia de instalar um sistema solar fotovoltaico em busca de reduzir a fatura de energia elétrica, mesmo com o pagamento gradativo do fio B para novos consumidores.

#### 3.10.1 Dimensionamento de um sistema solar fotovoltaico

A princípio, têm-se o dimensionamento de um sistema solar fotovoltaico conectado à rede de distribuição elétrica. Para este estudo é levado em consideração um consumidor do grupo B (residencial), que de acordo com a Tabela 10, apresenta o consumo mensal durante um ano.

Tabela 10 - Consumo em kWh durante o período de 13 meses presente na fatura do cliente

(Continua)

CONSUMO FATURADO	
Mês / Ano	KWh
Setembro / 2025	463
Agosto / 2025	460
Julho / 2025	435
Junho / 2025	464
Maio / 2025	496
Abril / 2025	448

(Conclusão)

CONSUMO FATURADO	
Mês / Ano	Mês / Ano
Março / 2025	525
Fevereiro / 2025	551
Janeiro / 2025	556
Dezembro / 2024	588
Novembro / 2024	659
Outubro / 2024	603
Setembro / 2024	660

Fonte: Autoria própria (2025).

O resultado da soma do consumo de cada mês divido pelo número de meses, resulta no consumo médio do cliente, como mostra a equação (2):

$$\text{Consumo médio mensal} = \frac{\sum \text{Consumo mensal}}{\text{número de meses}} = \frac{6.908}{13} = 531,38 \text{ kWh} \quad (2)$$

Como resultado, o cliente em questão apresenta um consumo médio de 531,38 KWh. Dispondo desse dado, agora será preciso obter algumas informações como por exemplo a localização de onde será instalado o sistema, para assim poder obter a melhor inclinação dos módulos e descobrir um fator muito importante que é a irradiação solar diária média, ao qual auxilia o dimensionamento do sistema fotovoltaico. Com o auxílio do Centro de Referência para as energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito (CRESCESB), é possível obter os valores da irradiação diária média, como mostra a Tabela 11, informando a localização de onde se deseja realizar a instalação, no caso do estudo em questão foi escolhido um local em Recife, Pernambuco:

- Recife; UF: PE; País: Brasil; Distância: 4 km;
- Latitude: 8,0001° S;
- Longitude: 34,949° O.

Tabela 11 - Valores mensais da Irradiação solar diária média em Recife

(Continua)

Irradiação solar diária média [KWh / m <sup>2</sup> . dia]	
Janeiro	5,73

(Conclusão)	
Irradiação solar diária média [KWh / m <sup>2</sup> . dia]	
Fevereiro	5,88
Março	5,80
Abril	5,15
Maio	4,44
Junho	4,14
Julho	4,26
Agosto	4,98
Setembro	5,37
Outubro	5,72
Novembro	5,96
Dezembro	5,97
Média	5,28

Fonte: Autoria Própria (2025).

A irradiação média corresponde a um valor obtido a partir de tabelas de dados anuais, que representam a média da energia solar incidente em determinada região ao longo de um ano.

Sabendo que o consumo médio do cliente está em torno de 532 KWh/mês, o próximo passo será dividir esse valor por 30, que é o número de dias no mês em média, para se obter o consumo diário. Sendo assim, resultando em 17,733 KWh/dia. O próximo passo será determinar a potência do sistema, que será uma divisão entre o consumo diário e a irradiação média no local, que neste caso é de 5,28 KWh/m<sup>2</sup>. dia, como mostra a equação (3) a seguir:

$$Pot_{sistema} = \frac{Consumo_{diário}}{Irradiação_{média}} = \frac{17,733}{5,28} = 3,358 \text{ kWp} \quad (3)$$

O resultado desta operação informa que a potência do sistema será de 3,358 kWp, porém, é preciso levar em consideração as perdas no sistema, seja devido a temperatura nos módulos, incompatibilidade elétrica dos módulos, perdas por sujidade, cabeamento (CC), cabeamento (CA), assim como as perdas no inversor. Geralmente considera-se que as perdas do sistema são de 20%, o que resulta num rendimento de 80%, logo a potência real do sistema será potência do sistema dividida pelo seu rendimento, como traz a equação (4):

$$Pot_{real} = \frac{Pot_{sistema}}{\eta\%} = \frac{3,358}{0,8} = 4,198 \text{ kWp} \quad (4)$$

Sendo assim, a potência real do sistema para este cliente, de 4,198 kWp.

Agora o próximo passo será descobrir quantas placas serão necessárias para este tipo de configuração, e através da equação (5) têm-se que:

$$\text{Número de placas} = \frac{Pot_{real}}{Pot_{placa}} = \frac{4.198 \text{ Wp}}{625 \text{ Wp}} = 6,7168 \quad (5)$$

Para esta configuração, será levado em consideração placas com potência de 625 Wp, sendo assim, visto que a potência real do sistema é de 4,198 kWp, o resultado desta operação tem como retorno o valor de 6,7168, que arredondando para obter um resultado mais coeso e que atenda o sistema, resulta em 7 o número de placas necessárias. Então como visto, para que o cliente consiga gerar 532 KWh/mês em Recife, será preciso 7 placas de 625 wp.

Com o auxílio da Amara NZero, empresa com ampla experiência em energia sustentável que está atuando no mercado global a mais de 65 anos, foi possível obter um orçamento para o sistema desenvolvido de 4,198 kWp.

A Tabela 12 a seguir, detalhando cada componente utilizado:

Tabela 12 - Lista de produtos utilizados para orçamento de um sistema de 4kWp

(Continua)

Produtos do orçamento		
	Produto	Quantidade
Módulos	MODULO TRINA NEG19RC.20-625W	7
Inversores	INVERSOR HUAWEI-3KTL-L1 MONOFÁSICO 220V	1
StringBox	STRING CLAMPER 1000 2E/2S	1
Estrutura	SG GRAMPO INTERMEDIÁRIO SMART	12
	SG GRAMPO TERMINAL SMART UNI	10
	SG GANCHO TELHA CERAMICA	12
	SG PERFIL SUPORTE DO MOD SMART 4.80M	4
Cabos	CB SOLAR 4MM 1KV C5 NBL FR	50

(Conclusão)		
Produtos do Orçamento		
	Produto	Quantidade
Cabos	CB SOLAR 4MM 1KV C5 NBL VM	50
Conectores	PAR CONECTOR MC4 TRINA TS4 PLUS	4

Fonte: Autoria própria (2025).

A Tabela 13 informa sobre o Layout da estrutura do projeto:

Tabela 13 - Layout da estrutura do sistema a ser instalado

Layout da Estrutura: SolarGroup Smart – Telha Cerâmica		
Região de vento selecionada: Região 1 – 30 m/s		
Nº de Linhas	Nº de Módulos	Orientação
1	4	Retrato
1	3	Retrato

Fonte: Autoria própria (2025).

A Figura 11 ilustra o tipo do Layout e a orientação, utilizada nessa configuração.

Figura 11 – Layout telha cerâmica com orientação dos módulos em retrato



Fonte: Autoria própria (2025).

O valor da parcela após realizado o orçamento, foi de R\$ 7.230,13 em 1 parcela fixa no cartão de crédito, ou R\$ 6.898,20 à vista com 5% de desconto no PIX ou boleto bancário.

Admitindo-se que o cliente optou pela forma de pagamento em 1 parcela fixa no cartão, agora deve-se acrescentar um custo adicional de 30% dos R\$ 7.230,13, que são custos relacionados a mão de obra e gastos com materiais na instalação, tem-se então segundo a equação (6) o valor total do investimento de:

$$\text{Investimento inicial total} = \text{R\$ 7.230,13} + 30\% = \text{R\$ 9.399,169} \quad (6)$$

O percentual de 30% sobre o valor total do projeto corresponde a um padrão amplamente adotado pelo mercado, refletindo um equilíbrio entre competitividade e viabilidade econômica. A cobrança de um percentual superior tornaria o custo final menos atrativo em comparação às práticas adotadas por outras empresas do setor, enquanto a aplicação de um percentual inferior poderia comprometer a sustentabilidade financeira do projeto, afetando a cobertura dos custos operacionais, técnicos e administrativos envolvidos em sua execução.

O próximo passo será calcular a geração de energia do sistema, levando em consideração:

- Potência do sistema: 4,198 kWp;
- Horas de sol pleno: 6 horas em média;
- Fator de desempenho: 0,80 (considerando perdas).

A equação (7) então segue:

$$\begin{aligned} \text{Geração de energia}_{\text{diária}} &= 4,198 \text{ kWp} \times 6h \times 0,80 \\ &= 20,1504 \text{ kWh/dia} \end{aligned} \quad (7)$$

Para obter a geração de energia mensal, basta calcular o valor por dia multiplicado pelo número de dias em média de um mês, como a equação (8) traz:

$$\begin{aligned} \text{Geração de energia}_{\text{mensal}} &= 20,1504 \text{ kWh/dia} \times 30 \text{ dias} \\ &= 604,5 \text{ kWh/mês} \end{aligned} \quad (8)$$

O próximo passo será descobrir o quanto o cliente irá pagar em média por mês em sua tarifa de energia, por utilizar a rede elétrica. Tem-se a seguinte situação:

- O consumo em média de energia do cliente, é de 531,38 kWh/mês.
- O sistema instalado de 4,198 kWp irá gerar 604,5 kWh/mês.
- O sistema gera a energia e injeta na rede, uma parte será compensada e a parte excedente vira créditos para serem utilizados em outro mês, com uma validade de até 5 anos como visto anteriormente.
- Antes da lei nº14.300/2022 a compensação era feita 1 para 1, ou seja, cada kWh injetado era compensado integralmente, sem que houvesse algum impacto devido ao pagamento gradativo do Fio B.

O cliente é classificado como B1 residencial, de acordo com a tarifa de energia da Neoenergia Pernambuco, cujo tipo de fornecimento é a tarifa convencional monômia – monofásico. O valor presente na tarifa relacionado a tarifa convencional é de R\$/kWh 1,01651818, valor atual constado no mês de novembro de 2025. Esse valor é obtido como a soma da TUSD+TE. Sabendo-se que o Fio B, representa 30,8% do valor da tarifa cheia, o valor do Fio B é segundo a equação (9):

$$\begin{aligned} \text{Valor do fio B} &= 30,8\% \text{ da tarifa convencional} \\ &= 30,8\% \times 1,01651818 \left\{ \frac{\text{R\$}}{\text{kWh}} \right\} = 0,31 \left\{ \frac{\text{R\$}}{\text{kWh}} \right\}. \end{aligned} \quad (9)$$

Em 2025 quem for do grupo GD2, pagam 45% do valor do Fio B na tarifa de energia, logo, a equação (10) informa que:

$$\begin{aligned} \text{Valor pago pelo fio B em 2025 (45\%)} &= 45\% \times 0,31 \left\{ \frac{\text{R\$}}{\text{kWh}} \right\} \\ &= 0,1395 \left\{ \frac{\text{R\$}}{\text{kWh}} \right\} \end{aligned} \quad (10)$$

Então, para cada 1 kWh injetado na rede e compensado pela unidade geradora, têm-se que, segundo a equação (11):

$$\begin{aligned} \text{Energia compensada} & \\ &= 531,38 \left\{ \frac{\text{kWh}}{\text{mês}} \right\} \times (\text{tarifa cheia} \\ &\quad - \text{valor pago fio B 2025}) \\ &= 531,38 \left\{ \frac{\text{kWh}}{\text{mês}} \right\} \times \left( 1,01651818 \left\{ \frac{\text{R\$}}{\text{kWh}} \right\} \right. \\ &\quad \left. - 0,1395 \left\{ \frac{\text{R\$}}{\text{kWh}} \right\} \right) = 531,38 \left\{ \frac{\text{kWh}}{\text{mês}} \right\} \times 0,877 \left\{ \frac{\text{R\$}}{\text{kWh}} \right\} \\ &= \text{R\$ 466,02} \end{aligned} \quad (11)$$

Ou seja, o cliente paga R\$ 1,0165 por utilizar a rede de energia elétrica para cada kWh injetado, e é como se “vendesse” a sua energia para a concessionária por R\$ 0,87 centavos, por kWh compensado. Logo essa relação consumo e saldo, segundo a equação (12), resulta em:

$$\begin{aligned} \text{Valor pago por utilizar a rede} &= \text{consumo} - \text{saldo} \\ &= 540,157 - 466,02 = R\$ 74,13 \end{aligned} \quad (12)$$

Sabendo-se que o consumo é o resultado da multiplicação do consumo médio mensal de 531,38 (kWh/mês) pela tarifa da concessionária, no caso da Neoenergia Pernambuco de 1,01651818 (R\$/kWh), obtendo-se o valor de R\$ 540,157.

O cliente pagará por mês em média, R\$ 74,13 reais, valor relacionado ao uso do sistema de distribuição, considerando a cobrança gradual do Fio B de 45% para o ano de 2025. Este valor presente na fatura não leva em consideração a tarifa de iluminação pública ou eventuais bandeiras, porém, estes valores serão cobrados na tarifa pois são taxas obrigatórias, com uma ressalva com relação a bandeira, pois virá uma cobrança proporcional ao quanto de energia foi compensada na fatura de energia no mês.

Com relação aos créditos, visto que o cliente possui um sistema com geração média no mês de 604,5 kWh, e consome em média 531,38 kWh, segundo a equação (13):

$$\begin{aligned} \text{Créditos} &= \text{energia gerada} - \text{energia consumida} \\ &= 604,5 - 531,38 = 73,12 \text{ kWh/mês} \end{aligned} \quad (13)$$

Em média esse é um valor hipotético que pode ser utilizado como crédito pela unidade geradora por meio da compensação de créditos, e um fato bastante interessante, é que só será cobrado o fio B quando esses créditos forem utilizados, pois a cobrança do fio B só é efetuada por toda energia que é injetada e compensada. Por tanto, este crédito pode ser acumulado para ser usado em até 60 meses, mas vale lembrar que a cobrança do fio B sobre os créditos será efetuada de acordo com o ano em que forem compensados, em 2025 essa cobrança é sobre 45%, caso sejam utilizados em 2026, segundo a lei nº14.300/2022, o valor passa a ser de 60%.

Um outro fato relevante é a respeito do custo de disponibilidade, onde caso o valor do fio B seja menor que o custo de disponibilidade, só será pago o custo de disponibilidade.

Por fim, o último passo será calcular o payback e avaliar se este sistema se torna atrativo. Para isso será preciso:

- O investimento inicial total de R\$ 9.399,169 conforme a equação (6).
- O valor pago por utilizar a rede é de R\$ 74,13 conforme a equação (12).
- Os custos pagos por iluminação pública, bandeiras tarifárias e impostos.
- Tarifa de energia Neoenergia Pernambuco R\$ 1,01651818 por kWh.

Para este cálculo, algumas tarifas terão um valor aproximado, o que pode gerar alguns erros e obter um valor um pouco distante do real, porém a execução e cada etapa do cálculo segue fielmente a metodologia adotada para o cálculo do payback estimado. Em média será considerado alguns valores para as seguintes tarifas:

- Iluminação pública: R\$ 40,83;
- ICMS: R\$ 5,59;
- Multas NF: R\$ 10,74;
- Juros NF: R\$ 1,24;
- Bandeira tarifária (Quando houver): R\$ 38 (valor em média presente na fatura).

Para obter o valor da economia anual média, será preciso pegar o valor do consumo médio de 531,38 kWh e multiplicar pelo valor da tarifa na concessionária, no caso da Neoenergia Pernambuco R\$/kWh 1,01651818, em seguida subtrair o valor pago pelo uso da rede e demais taxas e impostos, segundo a equação (14):

$$\begin{aligned}
 & \text{Economia anual média} & (14) \\
 & = \left[ \left( 531,38 \left\{ \frac{\text{kWh}}{\text{mês}} \right\} \times 1,01651818 \left\{ \frac{\text{R\$}}{\text{kWh}} \right\} \right) \right. \\
 & \quad \left. - \text{R\$} 74,13 - \text{R\$} 40,83 - \text{R\$} 5,59 - \text{R\$} 10,74 \right. \\
 & \quad \left. - \text{R\$} 1,24 - \text{R\$} 38 \right] \times 12 = \text{R\$} 4.435,5.
 \end{aligned}$$

Com o cálculo da economia Anual Média concluído, agora é possível estimar o valor do retorno do investimento segundo a equação (15):

$$\begin{aligned}
 \text{Payback (em anos)} & = \frac{\text{Investimento inicial Total}}{\text{Economia Anual Média}} = \frac{9.399,169}{4.435,5} & (15) \\
 & = 2,11 \text{ anos}.
 \end{aligned}$$

O resultado apresentou uma taxa de retorno menor do que o valor esperado, visto que em média no Brasil, o payback para sistemas de 4 kWp gira em torno de 3 a 4 anos, então alguma taxa ou imposto não considerado nos cálculos, pode ter desviado o valor de modo a obter um resultado bastante satisfatório mas um pouco irreal. É importante salientar que essas taxas impactam bastante o tempo de retorno do investimento, a cada ano têm-se os reajustes tarifários de energia pelas concessionárias locais, impactando a economia gerada pelo sistema. É preciso também levar em consideração os custos relativos à manutenção e substituição, como por exemplo dos inversores que em média precisam ser trocados a cada 10 anos, enquanto os módulos tem um tempo de vida útil por volta dos 25 anos mas uma certa depreciação causada por uso, desgaste ou ação da natureza que impactam o funcionamento do sistema fazendo gerar um pouco menos ao longo do tempo, afetando a economia. Porém, é bom avaliar que, ainda que os custos relacionados ao fio B tragam impactos sobre o sistema, o preço dos kits que envolvem as placas, inversores, cabeamento e outros equipamentos também sofrem redução de custo, o que torna o sistema bastante atrativo ainda em 2025 e nos próximos anos consecutivos. Ainda é possível obter uma boa economia ao longo do ano produzindo a sua própria energia, mesmo com os impactos observados da nova lei do Marco Legal da minigeração e microgeração distribuída.

## 4 CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE CONTINUIDADE

A análise das mudanças trazidas pela Lei nº14.300/2022 evidenciou que o Marco Legal da Geração Distribuída representa um divisor de águas para ao setor elétrico brasileiro, estabelecendo regras mais claras, previsíveis e estruturadas para os consumidores que desejam gerar sua própria energia. A relevância desse tema se confirma tanto pelo crescimento acelerado da geração distribuída no país quanto pelos impactos econômicos, tarifários e técnicos que acompanham essa expansão. A nova lei trouxe segurança jurídica ao definir prazos de transição, metodologias de cálculo do fio B e responsabilidades de cada agente do setor, ao mesmo tempo em que reforçou a necessidade de evolução contínua da infraestrutura elétrica nacional.

Apesar dos avanços, os custos adicionais decorrentes da cobrança gradativa do fio B (correspondentes ao uso da rede) tornam ainda mais importante a busca por soluções que reduzam o impacto financeiro ao consumidor. Entre as estratégias possíveis, destaca-se o aumento do autoconsumo instantâneo, que otimiza a energia produzida no próprio momento do uso, reduzindo a necessidade de injeção na rede e, consequentemente, a incidência do fio B. Outra alternativa consiste na utilização de sistemas de armazenamento por baterias, que permitem maior controle da demanda, minimizam exportações indesejadas e possibilitam maior autonomia energética. Embora representem um investimento inicial elevado, as baterias tendem a reduzir o tempo de retorno no médio prazo conforme seus custos diminuem e a tarifa de energia aumenta. Além disso, soluções como gestão de cargas, dispositivos de controle inteligente, escolha adequada da modalidade tarifária e dimensionamento ajustado do sistema se mostram eficazes para mitigar impactos financeiros e maximizar o retorno econômico.

Por fim, este estudo abre espaço para aprofundamentos futuros. Como proposta de continuidade, recomenda-se investigar os impactos da inversão de fluxo na geração distribuída, fenômeno cada vez mais presente em redes com grande concentração de sistemas fotovoltaicos. Esse tema envolve desafios técnicos como sobrecarga de condutores, elevação de tensão, problemas de proteção e necessidade de modernização das redes de distribuição. Compreender a inversão de fluxo permitirá complementar a análise apresentada neste trabalho, contribuindo para a

construção de um setor elétrico mais eficiente, seguro e preparado para o avanço contínuo das fontes renováveis no Brasil.

## REFERÊNCIAS

AB, Nobel P. O. Nobel Prize in Physics 1921. **The Nobel Prize**. Disponível em: <[www.nobelprize.org/prizes/physics/1921/einstein/facts/](http://www.nobelprize.org/prizes/physics/1921/einstein/facts/)>. Acesso em: junho 2025.

ANEEL. Resolução Normativa N°482. **ANEEL**, p. 13, 17 Abril 2012. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 24 fevereiro 2021.

ANEEL. Resolução Normativa N°687. **ANEEL**, p. 26, 24 Novembro 2015. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em: 24 Fevereiro 2021.

ANEEL. Aneel consultas públicas. **antigo Aneel**, 2020. Disponível em: <[https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p\\_p\\_id=participacaopublica\\_WAR\\_participacaopublicaportlet&p\\_p\\_lifecycle=2&p\\_p\\_state=normal&p\\_p\\_mode=view&p\\_p\\_cacheability=cacheLevelPage&p\\_p\\_col\\_id=column-2&p\\_p\\_col\\_pos=1&p\\_p\\_col\\_count=2&\\_participac](https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_participac)>. Acesso em: Junho 2025.

ANEEL. Resolução Normativa n°1000 / 2021. **Aneel**, 2021. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.html>>. Acesso em: 1 novembro 2025.

ANEEL. Resolução Homologatória Aneel n°3.169 / 2022. **Aneel**, 2022. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20223169ti.pdf>>. Acesso em: 15 Outubro 2025.

ANEEL, Módulo 7. Módulo 7 - Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica. **Procedimentos de Regulação Tarifária - Proret**, 2022. Disponível em: <[https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20221003\\_Proret\\_Submod\\_7\\_1\\_V2\\_5C.pdf](https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20221003_Proret_Submod_7_1_V2_5C.pdf)>. Acesso em: 12 Outubro 2025.

**BLUESOL. Os sistemas de energia solar fotovoltaico.**

ENERGÉTICA, Empresa D. P. Fontes de energia. **EPE**, s.d. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/fontes-de-energia>>. Acesso em: Junho 2025.

GOV. Lei 10.438. **Planalto**, 2002. Disponível em: <[https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/leis/2002/l10438.htm](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/2002/l10438.htm)>. Acesso em: 1 novembro 2025.

GOV. Lei 14300. **Planalto**, 2022. Disponível em: <[https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2019-2022/2022/lei/l14300.htm](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/l14300.htm)>. Acesso em: Junho 2025.

GREEN, Martin A.; EMERY, Keith. Progress in Photovoltaics: Research and Applications. **Solar Cell Efficiency Tables**, 1994. 231-234.

GREENER. Análise do Marco Legal da Geração Distribuída. **GREENER**, p. 43, Fevereiro 2022. Disponível em: <<https://www.greener.com.br/wp-content/uploads/2022/02/Analise-Completa-Marco-Legal-da-GD-Aprovacao-do-Marco-Legal.pdf>>. Acesso em: junho 2022.

GUARDIOLA, Ezequiel U.; GUILLEN, Carles. Research Astronomical orientation in the Greek Temples. **Research on Astronomical Orientation in the Greek Temples Using Solar Analysis Software: The Parthenon as a Case Study**, Barcelona, Março 2021. 195-201.

NEOENERGIA. Composição Tarifária. **Neoenergia**, 2024. Disponível em: <<https://www.neoenergia.com/web/brasilia/sua-casa/composicao-tarifaria>>. Acesso em: Agosto 2024.

OLIVEIRA, Kadimiel S. A. D.; LEITE., Fábio D. A. INVERSÃO DO FLUXO DE POTÊNCIA DECORRENTE DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL: POTENCIAL DE APLICAÇÕES DOS TRANSFORMADORES DE ESTADO SÓLIDO. **Revista Ibero-Americana de Humanidades, Ciência e Educação**, São Paulo, v. Volume 11, n. 11, p. 21, Novembro 2025. ISSN ISSN: 2675-3375.

ONS. O que é o SIN. **ONS**. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>>. Acesso em: Junho 2025.

PINHO, João T. et al. **Sistemas Híbridos**: Soluções Energéticas para a Amazônia. 1<sup>a</sup>. ed.

RANKINGS, Scimago I. **CÉLULAS SOLARES DE PEROVSKITAS: UMA NOVA TECNOLOGIA EMERGENTE**, Janeiro 2018.

SANTOS, Weriton C. D.; FIGUEIRA, Ronaldo G.; FLORIAN, Fabiana. ENERGIA SOLAR E SEUS IMPACTOS EM PROJETO FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE APÓSALEI 14.300/22. **RECIMA21 -REVISTA CIENTÍFICA MULTIDISCIPLINAR**, São Paulo, v. 5, n. 5, p. 14, Maio 2024. ISSN ISSN 2675-6218.

SILVA, Isabella; SOUZA, Paulo. **ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA-FINANCEIRA DOS IMPACTOS DA LEI Nº14.300/2022 NO MERCADO DE MINI E MICRO GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**. Instituto Federal Goiano. Goiás. 2023.

SOLAR, Portal. Quem Criou a Energia Solar? História da Energia Solar. **Portal Solar**, 2022. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/historia-e-origem-da-energia-solar>>. Acesso em: Junho 2025.

SZABÓ, Loránd. The history of using Solar Energy. **The history of using Solar Energy**, Junho 2017.

VILLALBA, Marcelo G. **Energia solar fotovoltaica - conceitos e aplicações**. 2<sup>a</sup>. ed.