



INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DO
TOCANTINS *CAMPUS* PALMAS
BACHARELADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

PEDRO NETO ALVES DE JESUS

**ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA DA ENERGIA SOLAR
FOTOVOLTAICA EM PALMAS-TO SOB A ÉGIDE DA LEI Nº 14.300/2022 E SEUS
IMPACTOS REGULATÓRIOS**

PALMAS -TO
2026

PEDRO NETO ALVES DE JESUS

**ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA DA ENERGIA SOLAR
FOTOVOLTAICA EM PALMAS-TO SOB A ÉGIDE DA LEI Nº 14.300/2022 E SEUS
IMPACTOS REGULATÓRIOS**

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado à Coordenação do Curso de
Bacharelado em Engenharia Elétrica do
Instituto Federal do Tocantins, como
exigência à obtenção do título de Bacharel
em Engenharia Elétrica.

Orientador: Me. Adail Pereira Carvalho.

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)
Bibliotecas do Instituto Federal do Tocantins

D278a de Jesus, Pedro Neto Alves
ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA DA ENERGIA SOLAR
FOTOVOLTAICA EM PALMAS-TO SOB A ÉGIDE DA LEI Nº
14.300/2022 E SEUS IMPACTOS REGULATÓRIOS / Pedro Neto Alves de
Jesus. – Palmas, TO, 2026.
61 p. : il. color.

Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) –
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Tocantins, Campus
Palmas, Palmas, TO, 2026.

Orientador: Me. Adail Pereira Carvalho

1. Energia solar. 2. Geração distribuída fotovoltaica. 3. Lei nº
14.300/2022. I. Carvalho, Adail Pereira. II. Título.

CDD 621

A reprodução total ou parcial, de qualquer forma ou por qualquer meio, deste documento é autorizada para fins de estudo e
pesquisa, desde que citada a fonte.

Elaborado pelo sistema de geração automática de ficha catalográfica do IFTO com os dados fornecidos pelo(a)
autor(a).

PEDRO NETO ALVES DE JESUS

**ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA DA ENERGIA SOLAR
FOTOVOLTAICA EM PALMAS-TO SOB A ÉGIDE DA LEI Nº 14.300/2022
E SEUS IMPACTOS REGULATÓRIOS**

Trabalho de conclusão de curso (TCC),
apresentado ao Instituto Federal de
Educação, Ciência e Tecnologia do
Tocantins (IFTO), como parte das
exigências para a obtenção do título de
bacharel em engenharia elétrica.

Aprovado em: 05/02/2026.

BANCA AVALIADORA

Documento assinado digitalmente
 **ADAIL PEREIRA CARVALHO**
Data: 09/03/2026 09:28:25-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Me. Adail Pereira Carvalho (Orientador)
IFTO – Campus Palmas

Documento assinado digitalmente
 **HUMBERTO RODRIGUES MACEDO**
Data: 06/03/2026 19:45:46-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Dr. Humberto Rodrigues Macedo
IFTO – Campus Palmas

Documento assinado digitalmente
 **ALESSANDRO GUY DE BRITO MENEZES**
Data: 06/03/2026 23:22:49-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Esp. Alessandro Guy de Brito Menezes
Engenheiro eletricista

RESUMO

O presente trabalho analisa os impactos técnicos e econômicos da Lei nº 14.300/2022, marco legal da microgeração e minigeração distribuída, no setor de energia fotovoltaica brasileiro. A transição regulatória introduziu a cobrança escalonada de componentes tarifários, como o "Fio B", gerando incertezas sobre a rentabilidade de novos investimentos. O objetivo geral desta pesquisa foi avaliar se, diante do novo cenário normativo, a instalação de sistemas fotovoltaicos permanece viável para consumidores do Grupo B. A metodologia fundamentou-se em pesquisa bibliográfica e documental, complementada por um estudo de caso prático em uma unidade consumidora em Palmas-TO. O sistema foi dimensionado com potência de 16,6 kWp, utilizando módulos de 615W e inversor de 10 kW, com simulações de desempenho realizadas no software PV*SOL. Os resultados financeiros, projetados em uma planilha de fluxo de caixa para um horizonte de 20 anos, demonstraram que, embora a nova legislação reduza a economia acumulada em aproximadamente 20,96% em comparação ao regime anterior (GD I), o investimento mantém-se altamente atrativo. O *payback* do projeto sob as regras da Lei 14.300/2022 situou-se entre 14 e 15 meses, com um fluxo de caixa acumulado expressivo, superando ativos financeiros conservadores. Conclui-se que a energia solar fotovoltaica permanece como uma solução estratégica de proteção contra a inflação energética, e que a viabilidade do setor é ratificada pela manutenção de um retorno sobre o investimento acelerado, mesmo com a incidência dos novos encargos de distribuição.

Palavras-chave: Energia Solar Fotovoltaica. Lei 14.300/2022. Marco Legal da Geração Distribuída. Grupo B.

ABSTRACT

The present study analyzes the technical and economic impacts of Law No. 14,300/2022, the legal framework for micro and minidistributed generation, on the Brazilian photovoltaic energy sector. The regulatory transition introduced a staggered charging of tariff components, such as "Fio B," generating uncertainties regarding the profitability of new investments. The general objective of this research was to evaluate whether, given the new regulatory scenario, the installation of photovoltaic systems remains viable for Group B consumers. The methodology was based on bibliographic and documentary research, complemented by a practical case study in a consumer unit in Palmas-TO. The system was sized with a capacity of 16,6 kWp, using 615W modules and a 10 kW inverter, with performance simulations conducted using PV*SOL software. Financial results, projected in a cash flow spreadsheet for a 20-year horizon, demonstrated that although the new legislation reduces accumulated savings by approximately 20.96% compared to the previous regime (GD I), the investment remains highly attractive. The project's payback under the rules of Law 14,300/2022 ranged between 14 and 15 months, with a significant accumulated cash flow, surpassing conservative financial assets. It is concluded that solar photovoltaic energy remains a strategic solution for protection against energy inflation, and that the sector's viability is ratified by the maintenance of an accelerated return on investment, even with the incidence of new distribution charges.

Keywords: Solar Photovoltaic Energy. Law 14,300/2022. Legal Framework for Distributed Generation. Economic Viability. Group B.

.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Matriz elétrica brasileira	10
Figura 2 - Efeito fotovoltaico	15
Figura 3 - Visão explodida de um módulo fotovoltaico.....	16
Figura 4 - Funcionamento de um sistema de geração solar.....	17
Figura 5 - Sistema on-grid	18
Figura 6 - Sistema off-grid	18
Figura 7 – Geração, transmissão e distribuição da energia elétrica.....	19
Figura 8 - Composição tarifária.....	20
Figura 9 - Composição média da tarifa de energia elétrica	22
Figura 10 - Percentual dos custos e tributos incidentes na fatura de energia elétrica da concessionária Energisa TO	23
Figura 11 - Pirâmide de Kelsen	24
Figura 12 - Resumo dos principais normativos da geração distribuída.....	26
Figura 13 - Comparação entre a REN Nº 482/2012 e a Lei 14.300 de 2022.....	27
Figura 14 - Demanda contratada, novas regras.	30
Figura 15 - Regras do direito adquirido.....	31
Figura 16 - Período de transição (Artigo 27) da lei nº 14.300/2022	32
Figura 17 – Síntese do período de transição	33
Figura 18- Localização da área de estudo.	35
Figura 19 - Média do consumo em kWh da unidade consumidora	36
Figura 20 - Índice Solarimétrico do município de Palmas - TO	38
Figura 21 - Gráfico de perdas em virtude de degradação dos módulos fotovoltaicos.	42
Figura 22 - Vista superior do local do estudo de caso.....	42
Figura 23 – Vista à leste do local de estudo de caso, 27 módulos TCL de 615Wp	43
Figura 24 - Diagrama elétrico do projeto	43
Figura 25 - Balanço energético mensal	44
Figura 26 - Utilização da energia fotovoltaica	44
Figura 27 – Evolução da tarifa residencial de 2010 a 2025.....	47
Figura 28- Evolução do Fluxo de Caixa Acumulado e Ponto de Equilíbrio	51
Figura 29- Comparativo de Economia Anual: Cenário GD I vs. Cenário GD II	52

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Valor da TUSD Fio B Energisa- TO.....	32
Tabela 2 - Média da unidade consumidora considerada.....	37
Tabela 3 - Orçamento empresa 1 de 19,60 kWp	40
Tabela 4 - Orçamento empresa 2 de 16,605 kWp	40
Tabela 5 - Dados de irradiação solar diária, média mensal em [kWh/m ² . dia].....	41
Tabela 6 – Primeira parte da planilha, valores expressos em R\$.	48
Tabela 7 – Segunda parte da planilha	49
Tabela 8 – Terceira parte da planilha	50

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ETO	Energisa Tocantins
GD	Geração Distribuída
ICMS	Impostos sobre Circulação de Mercadoria e Serviço
FV	Fotovoltaica
MME	Ministério de Minas e Energia
PIS	Programa de Integração Social
PL	Projeto de Lei
REN	Resolução Normativa
SCEE	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
TE	Tarifa de Energia
TUSD	Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição
VPL	Valor Presente Líquido
UC	Unidade Consumidora
CF/88	Constituição Federal

SUMÁRIO

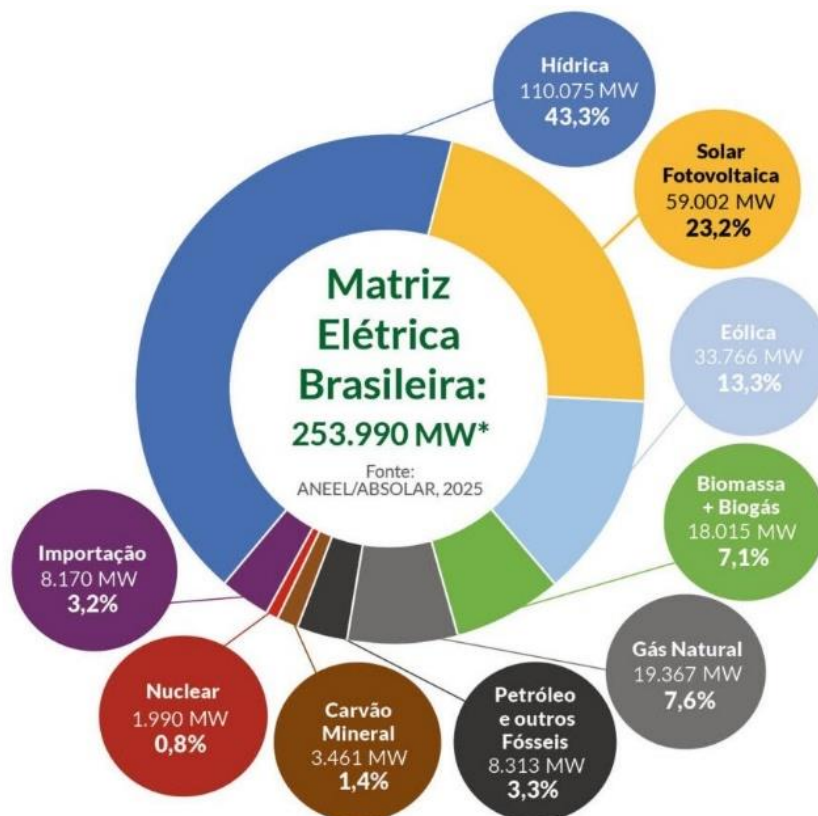
1 INTRODUÇÃO.....	10
1.1 Hipótese.....	11
1.2 Objetivos	11
1.2.1 Objetivo geral	11
1.2.2 Objetivos específicos	12
1.3 Justificativa.....	12
1.4 Metodologia	13
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	15
2.1 Tipos de Sistemas Fotovoltaicos	17
3 COMPOSIÇÃO TARIFÁRIA.....	19
3.1 Composição da conta de energia elétrica:	19
3.2 Encargos e Taxas na tarifa.....	21
4 EVOLUÇÃO REGULATÓRIA DA ENERGIA SOLAR NO BRASIL	24
4.1 Hierarquia das normas.....	24
4.2 Da resolução normativa N° 482/12 ao marco legal Lei N° 14.300/22.	25
4.3 Da Lei n° 14.300/2022	27
4.3.1 Quanto a potência instalada	28
4.3.2 Quanto ao custo de disponibilidade	29
4.3.3 Quanto a demanda contratada:.....	30
4.3.4 Quanto ao faturamento como grupo B optante.	30
4.3.5 Disposições transitórias.	31
5 ANÁLISE DE UM PROJETO FOTOVOLTAICO PARA UMA UNIDADE CONSUMIDORA DO GRUPO B	34
5.1 Dimensionamento de um sistema fotovoltaico.	34
5.2 Índices Solarimétrico	37
5.3 Potência teórica do sistema fotovoltaico.	39
5.4 Escolha dos equipamentos.....	40

5.5 Simulação de geração	41
5.5.1 Resultado da simulação	43
6 ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA E FINANCEIRA	46
6.1 Projeção do Fluxo de Caixa e Impactos da Lei nº 14.300/2022	47
6.2 Cenários sem energia solar, no Pré e Pós Lei nº 14.300/2022	48
6.3 Análise do Fluxo de Caixa e <i>Payback</i> Acumulado	49
7 CONCLUSÃO RETOMADA DA HIPÓTESE:.....	53
REFERÊNCIAS.....	55
ANEXO A – FICHA TÉCNICA INVERSOR SUNGROW	58
ANEXO B – FICHA TÉCNICA MÓDULO FOTOVOLTAICO TCL SOLAR	60

1 INTRODUÇÃO

A energia solar é uma fonte de energia renovável que vem crescendo significativamente nas últimas décadas no mundo todo conforme demonstrado nos relatórios da Agência Internacional de Energia. No Brasil também se observou esse fenômeno, sobretudo a partir da resolução normativa da agência nacional de energia elétrica - ANEEL nº 482 de 2012. A partir dessa resolução, a geração da energia solar passou a tornar-se viável para os brasileiros, que desde então podem conectar o sistema à rede de distribuição e gerar créditos solares a partir do excedente de energia (ANEEL, 2022). Com mais de 59 GW de capacidade instalada, a solar fotovoltaica é a segunda principal fonte do País, respondendo por mais de 20% da matriz elétrica brasileira, conforme os dados da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (Absolar) do infográfico nº 81/2025, conforme Figura 1. Nesse contexto, observa-se a relevância da geração distribuída de energia solar fotovoltaica na matriz brasileira, bem como seu impacto na economia do país, que no ano de 2026 deve contribuir com mais de R\$ 31 bilhões em novos investimentos, gerando mais de 319 mil novos empregos verdes (ABSOLAR, 2025).

Figura 1 - Matriz elétrica brasileira



*A potência total da matriz não inclui a importação e segue critério aplicado pelo MME, que adiciona, nos valores de capacidade instalada, as quantidades de mini e microgeração distribuída associadas a cada tipo de fonte.

Fonte: ABSOLAR (2025).

Em razão do seu crescimento e importância, a geração distribuída foi regulamentada pela Lei Federal nº 14.300/2022 pelo congresso nacional, o que trouxe mais estabilidade, em termos de regulamentação, para o mercado que até em então era regido por uma resolução normativa da ANEEL. A mudança de patamar normativo é fundamental, pois, conforme leciona Hely Lopes Meirelles (1998, p. 113) ao tratar do poder regulamentar, sendo este um ato inferior à lei na hierarquia das normas, “não a pode contrariar, nem restringir ou ampliar suas disposições. Só lhe cabe explicitar a lei, dentro dos limites por ela traçados” por essa razão o mercado precisava de uma lei para trazer maior segurança jurídica e previsibilidade. Porém, durante o processo legislativo em que ocorrem os debates políticos entre os representantes dos particulares, empresário e concessionárias de energia surgiu-se um termo chamado “taxação do sol” que é a denominação popular para a tarifa de uso do sistema de distribuição ou fio B. Diante disso, foram veiculadas notícias de que o mercado de energia solar seria afetado negativamente e de que não seria mais rentável financeiramente o investimento em energia solar.

1.1 Hipótese

Diante do novo marco regulatório instituído pela Lei nº 14.300/2022 e das discussões acerca da denominada “taxação do sol” (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição ou Fio B) e da nova dinâmica da geração distribuída sendo fatores que podem alterar a forma do mercado de energia solar no Brasil, a hipótese deste trabalho é que, apesar das alterações promovidas pela nova legislação, o investimento em energia solar fotovoltaica ainda se mantém atrativo e viável financeiramente, sobretudo para consumidores do grupo B, que é o foco deste trabalho.

1.2 Objetivos

A presente pesquisa tem como finalidade principal analisar a Lei nº 14.300/2022 e seus impactos na geração distribuída de energia solar fotovoltaica no Brasil, buscando fornecer subsídios para o entendimento do cenário atual. Para cumprir esse objetivo, utilizou-se da pesquisa bibliográfica e documental, além de um estudo quantitativo.

1.2.1 Objetivo geral

Avaliar o impacto técnico-econômico da Lei nº 14.300/2022 no setor de energia fotovoltaica, através de um estudo de caso aplicado a um consumidor do Grupo B em Palmas – TO, verificando a manutenção da viabilidade financeira frente ao novo regramento tarifário.

1.2.2 Objetivos específicos

- Apresentar um panorama da evolução da regulamentação da geração distribuída de energia solar fotovoltaica no Brasil, desde a Resolução Normativa nº 482/2012 da ANEEL até a promulgação da Lei nº 14.300/2022, destacando as principais mudanças e seus fundamentos;
- Apresentar as principais mudanças promovidas pela lei nº 14.300/2022;
- Apresentar como será a transição e como a lei irá alcançar aqueles que já tinham geração distribuída antes da nova legislação. E como será o processo até 2030 ou 2045 dependendo do tipo;
- Dimensionar um sistema fotovoltaico para uma unidade consumidora real do Grupo B, utilizando softwares de simulação (PV*SOL) e índices Solarimétrico locais;
- Quantificar o impacto financeiro do escalonamento da TUSD Fio B no fluxo de caixa do projeto para o horizonte de 20 anos.

1.3 Justificativa

A relevância deste estudo reside na necessidade premente de compreender os desdobramentos de uma das mais significativas mudanças regulatórias no setor de energia solar fotovoltaica distribuída no Brasil. A promulgação da Lei nº 14.300/2022, embora vista como um avanço na segurança jurídica, gerou intensos debates e incertezas no mercado e seus potenciais impactos na rentabilidade dos investimentos.

Este trabalho justifica-se por diversas razões, dentre elas:

- **Relevância Acadêmica:** Contribuirá para o acervo científico ao oferecer uma análise atualizada sobre a Lei nº 14.300/2022, preenchendo lacunas existentes na literatura que ainda se adapta a este novo marco legal. O estudo servirá como uma fonte de pesquisa valiosa para futuros trabalhos e discussões acadêmicas sobre o tema da geração distribuída e o direito da energia.
- **Relevância Social:** A energia solar fotovoltaica representa um vetor de sustentabilidade ambiental e de empoderamento do consumidor. Sendo assim, compreender os impactos da nova legislação é fundamental para que indivíduos e empresas possam tomar decisões informadas sobre a adesão a essa tecnologia, desmistificando informações equivocadas e esclarecendo os reais custos e benefícios.

- **Relevância Econômica e para o Mercado:** O setor de energia solar fotovoltaica é um motor de desenvolvimento econômico, gerando empregos, atraindo investimentos e promovendo a inovação tecnológica. Uma análise clara dos efeitos da Lei nº 14.300/2022 é crucial para que os atores do mercado (gerador consumidor, empresários, investidores, instituições financeiras e o próprio governo) possam avaliar os riscos e oportunidades, otimizando estratégias e impulsionando o crescimento sustentável do mercado.
- **Instrumento de Esclarecimento:** O trabalho tem o potencial de funcionar como uma ferramenta de esclarecimento para o público em geral, profissionais do setor e formuladores de políticas públicas. Ao elucidar os contornos da nova regulamentação e seus impactos reais, a pesquisa pode auxiliar na dissipação de temores infundados e na promoção de um ambiente de maior previsibilidade para o desenvolvimento da energia solar no Brasil.

1.4 Metodologia

O presente estudo será conduzido por uma abordagem metodológica que combina diferentes técnicas de pesquisa, visando à obtenção de dados e informações robustas para a análise proposta. A metodologia adotada inclui:

- **Pesquisa Bibliográfica:** Esta etapa consistirá no levantamento e análise crítica de literatura especializada sobre energia solar fotovoltaica, geração distribuída, direito da energia, regulação e economia. Serão consultados livros, artigos científicos, periódicos, teses, dissertações e publicações de entidades renomadas (como ANEEL, ABSOLAR, EPE, MME, entre outras) para fundamentar teoricamente a pesquisa e contextualizar o objeto de estudo.
- **Pesquisa Documental:** Complementar à pesquisa bibliográfica, a pesquisa documental envolverá a análise de documentos oficiais, como a Lei nº 14.300/2022 na íntegra, resoluções e normas da ANEEL (especialmente a RN 482/2012 e suas atualizações), pareceres jurídicos relevantes, relatórios de mercado, notas técnicas de órgãos reguladores e associações setoriais. Essa análise permitirá compreender a base normativa e os dados de mercado que sustentam os argumentos do trabalho.
- **Estudo de caso:** Sistema fotovoltaico dimensionado para uma unidade consumidora do tipo B, localizada em Palmas - TO, atendida pela concessionária Energisa - TO, com objetivo de isolar os efeitos do marco legal, serão analisados os dados de como seria o

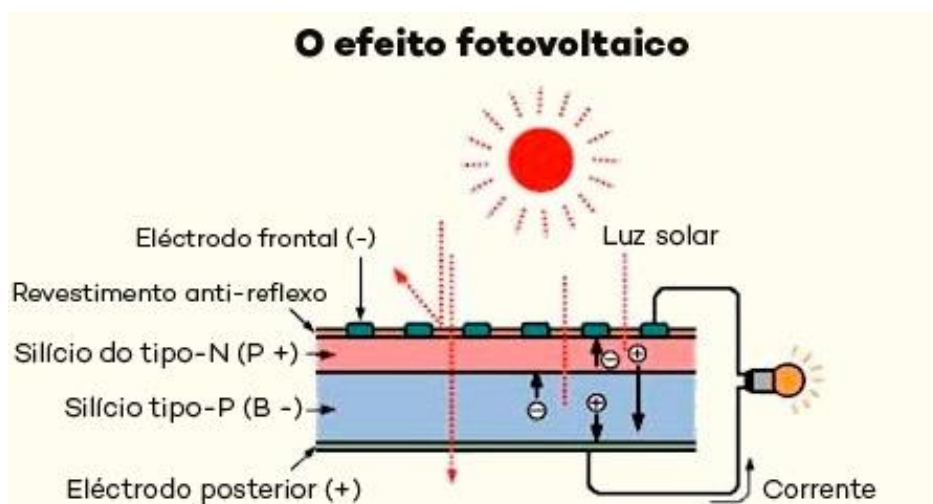
faturamento de energia solar dessa unidade caso fosse implantar um sistema solar nos cenários (Antes do marco legal e depois do marco legal) para fins de parâmetro também foi considerado o faturamento da unidade consumidora sem o sistema fotovoltaico para os próximos 20 anos.

A integração dessas metodologias permitirá uma análise abrangente, que combina o rigor teórico-legal com a compreensão das dinâmicas e percepções do mercado real, proporcionando uma visão multifacetada dos impactos da Lei nº 14.300/2022.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

A energia solar fotovoltaica é a energia obtida através da conversão direta da luz solar em eletricidade (Efeito fotovoltaico), sendo a célula fotovoltaica um dispositivo fabricado com material semicondutor, a unidade fundamental desse processo de conversão (CEPEL/CRESESB, 2014). Já Mosqueira (2020) define que a Energia Solar Fotovoltaica é a energia elétrica gerada através da conversão direta da luz do Sol por meio de materiais semicondutores contidos em células, conforme pode-se observar na Figura 2. Essas células fotovoltaicas são constituídas, em sua maioria, de silício dispostas em painéis modulares e, em conjunto com outros equipamentos, formam o chamado Sistema Fotovoltaico.

Figura 2 - Efeito fotovoltaico



Fonte: NEOSOLAR (2025).

Em termos simples, nesse processo a energia dos fótons da luz solar é transferida para os elétrons que então ganham a capacidade de movimentar-se. O movimento dos elétrons, por sua vez, gera a corrente elétrica. A física que explica todo esse fenômeno e seus detalhes não serão aprofundados nesse trabalho.

Figura 3 - Visão explodida de um módulo fotovoltaico

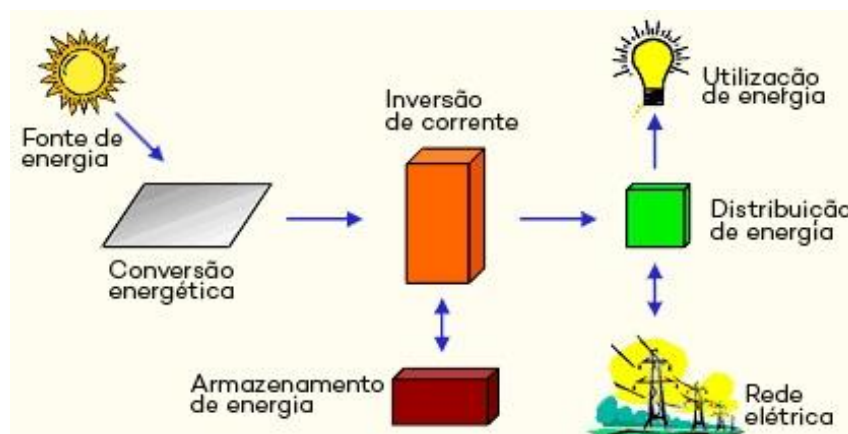


Fonte: PORTAL SOLAR (2025).

Um sistema solar residencial pode ser exemplificado pelo diagrama representado na Figura 4 (o armazenamento de energia apenas para sistemas *off-grid*). A fonte de energia é a incidência solar ou irradiação solar que é a potência por área, geralmente expressa em Watts por metro quadrado (W/m^2). No entanto, para quantificar a energia total ao longo de um período (como um dia ou um mês), é comum utilizar o quilowatt-hora por metro quadrado (kWh/m^2). Outrossim, a conversão energética ocorre em módulos solares e a energia gerada pelos módulos fotovoltaicos é, por sua natureza intrínseca, corrente contínua (CC). Isso significa que o fluxo de elétrons se move em uma única direção, mantendo polaridade constante. No entanto, a grande maioria das cargas elétricas – sejam elas residenciais, comerciais ou industriais – e a própria rede elétrica operam em corrente alternada (CA), onde o fluxo de elétrons inverte periodicamente sua direção e polaridade (VILLALVA e GAZOLI, 2012). Surgindo a necessidade de um inversor de corrente (inversor) que converte a corrente contínua (CC) em alternada (CA) possibilitando seu uso em residências, bem como conectar a rede elétrica que também funciona em CA.

Nos sistemas *off-grid* (desconectados da rede), o armazenamento de energia é feito em baterias que são carregadas durante o dia e usadas pela carga durante a noite ou período em que não há geração.

Figura 4 - Funcionamento de um sistema de geração solar

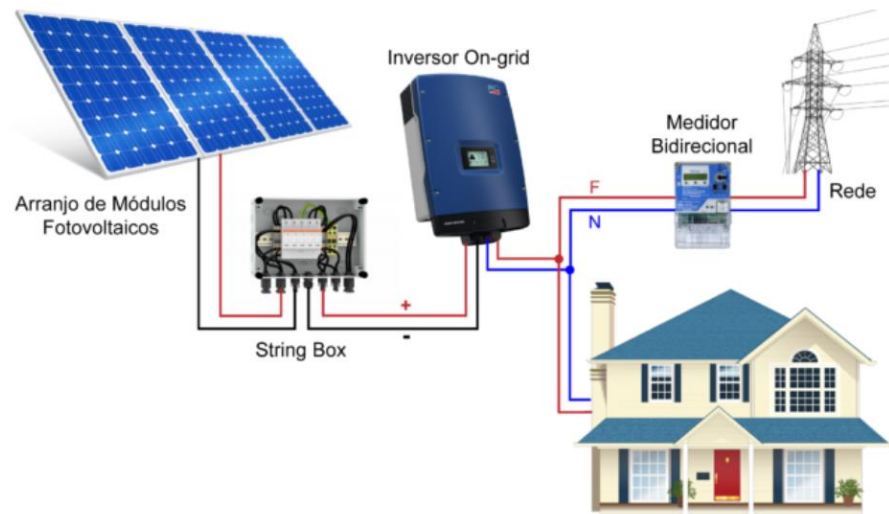


Fonte: NEOSOLAR (2025).

2.1 Tipos de Sistemas Fotovoltaicos

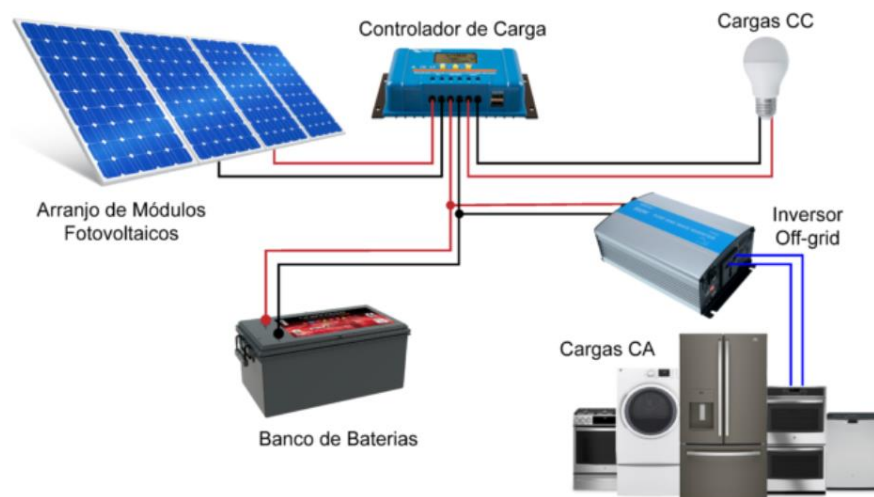
Conforme detalhado anteriormente, a aplicação prática do efeito fotovoltaico se materializa em diferentes configurações de sistemas, cada uma com suas particularidades, a versatilidade da energia solar fotovoltaica se manifesta na diversidade de seus arranjos, que se adaptam a distintas necessidades e contextos de conexão. Existem duas principais classificações para os sistemas fotovoltaicos: *on-grid* e *off-grid*, a principal diferença entre os dois tipos de sistemas está na forma que a energia é armazenada e utilizada. (VILLAVA, 2015).

- **Sistemas On-Grid (Conectados à Rede):** São os mais comuns e economicamente viáveis em áreas com acesso à rede elétrica. Nestes sistemas, a energia gerada pelos módulos fotovoltaicos é convertida em CA pelo inversor e pode ser consumida diretamente no local, conforme Figura 5. Se a geração excede o consumo, o excedente é injetado na rede elétrica da concessionária. Em momentos de baixa ou nenhuma geração solar (como à noite ou em dias muito nublados), a energia é fornecida pela rede. No Brasil, esses sistemas são regidos por normativas da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), que permitem a compensação de energia, onde créditos são gerados pela energia injetada e abatidos do consumo da rede (ANEEL, 2012). Em 2025 essa normativa é a resolução ANEEL nº 1.059/2023.

Figura 5 - Sistema *on-grid*

Fonte: Eletrônica de potência (2021).

- **Sistemas Off-Grid (Autônomos/Isolados):** Projetados para operar de forma totalmente independente da rede elétrica, são a solução ideal para localidades remotas ou onde a conexão à rede é inviável. A principal característica desses sistemas é a presença de um banco de baterias, que armazena a energia gerada durante o dia para uso noturno ou em períodos de baixa irradiação. Um controlador de carga é indispensável para gerenciar o fluxo de energia para as baterias, protegendo-as contra sobrecarga e descarga profunda, o que prolonga sua vida útil (PINHO e GALDINO, 2014).

Figura 6 - Sistema *off-grid*

Fonte: Eletrônica de potência (2021).

3 COMPOSIÇÃO TARIFÁRIA

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é responsável pela regulamentação da estrutura tarifária do Brasil, classificando os consumidores em grupos tarifários com base na tensão de fornecimento e no perfil de consumo. Esses grupos são divididos em dois: Grupo A, que inclui consumidores atendidos em alta e média tensão, e Grupo B, composto por consumidores de baixa tensão, como residências e pequenos comércios (ANEEL, 2023). A estrutura de custo que chega ao consumidor final não se limita ao valor da eletricidade propriamente dita, mas é uma composição de várias tarifas que foram pensadas para manter a viabilidade, modicidade e atualidade de toda a geração e transmissão de energia elétrica no país.

A Figura 7 ilustra os processos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, dessa forma pode-se observar que em todas essas etapas há um custo envolvido, seja na geração da energia elétrica nas usinas, seja na transmissão e distribuição da energia elétrica até chegar nas unidades consumidoras.

Figura 7 – Geração, transmissão e distribuição da energia elétrica



Fonte: Panorama (2020).

3.1 Composição da conta de energia elétrica:

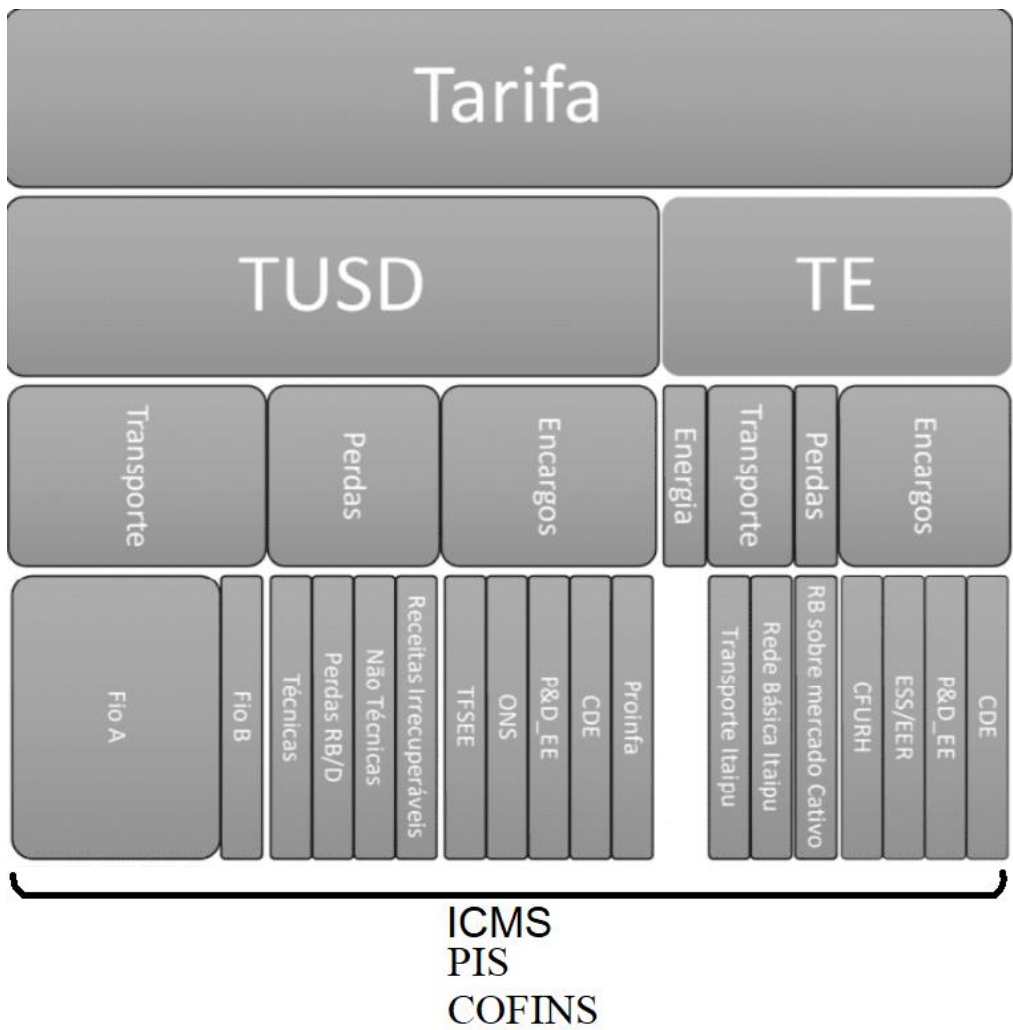
As tarifas são revisadas periodicamente para garantir o equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias e a modicidade tarifária. Conforme Figura 8, a composição da tarifa de energia elétrica (grupo B) é segmentada em duas grandes partes, (SOLSTÍCIO ENERGIA, 2024):

- **Tarifa de Energia (TE) ou parcela A:** Remunera os custos relacionados à geração de energia e aos encargos setoriais, que são tributos destinados a financiar políticas e

programas do setor elétrico, como subsídios e pesquisa e desenvolvimento.

- **Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) ou parcela B:** Abrange os custos de uso, manutenção e expansão das redes de distribuição. Esta componente remunera as concessionárias pelo serviço de levar a energia desde os pontos de suprimento até as unidades consumidoras.

Figura 8 - Composição tarifária



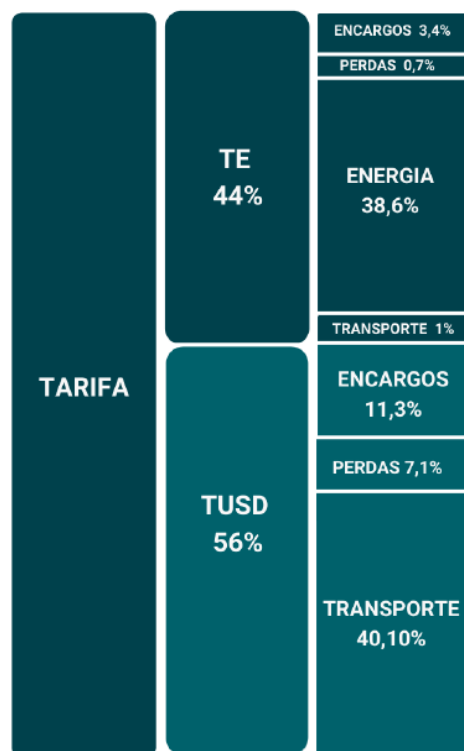
Fonte: Solstício energia (2025).

Os encargos setoriais são criados por leis aprovadas pelo Congresso Nacional para tornar viável a implantação das políticas do governo federal para o setor elétrico, sendo atribuição da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) normatizar as diretrizes estabelecidas. Seus valores são definidos pela ANEEL e recolhidos pelas distribuidoras por meio da conta de energia.

3.2 Encargos e Taxas na tarifa

- **Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)**, A CDE é um fundo que tem como objetivo universalizar o serviço; garantir que todos, desde moradores de áreas rurais até escolas e centros comunitários, tenham acesso à eletricidade. Subsidiar a Tarifa Social: Oferecer descontos na conta de luz para famílias de baixa renda. Financiar investimentos: Cobrir gastos com a Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) e indenizar empresas por investimentos feitos durante suas concessões. Promover a competitividade: Apoiar a produção de energia de diversas fontes, como carvão mineral, eólica, solar, hidrelétricas de pequeno porte, biomassa e gás natural. Compensar descontos: Cobrir os custos de descontos aplicados nas tarifas de uso e energia.
- **Operador Nacional do Sistema (ONS)**: Essa taxa financia a operação do Operador Nacional do Sistema Elétrico. O ONS é o órgão responsável por coordenar e controlar a geração e a transmissão de energia no Sistema Interligado Nacional (SIN), garantindo que a eletricidade chegue até o consumidor.
- **Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (P&D/EE)**: Este encargo é voltado para o estímulo de pesquisas científicas e tecnológicas na área de energia elétrica. O objetivo é desenvolver soluções que promovam o uso sustentável dos recursos.
- **Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE)**: Esta taxa tem a função de cobrir os custos de funcionamento da ANEEL, a agência reguladora que fiscaliza o setor de energia elétrica no Brasil.
- **PROINFA**: PROINFA é um incentivo para a geração de energia a partir de fontes alternativas, como eólica e biomassa, e também para pequenas centrais hidrelétricas.
- **Encargos de Serviços do Sistema (ESS)**: Estes encargos garantem a confiabilidade e a segurança no fornecimento de energia no país, assegurando que o sistema opere de maneira estável.
- **Encargo de Energia de Reserva (EER)**: Este valor serve para cobrir os custos da contratação de energia de reserva. Essa energia é um tipo de "seguro" para o sistema, garantindo que haja eletricidade extra disponível em momentos de alta demanda.

Figura 9 - Composição média da tarifa de energia elétrica



Fonte: GRENNER (2022)

Os percentuais apresentados na Figura 9 representam uma média dessas componentes no valor da tarifa final, considerando as 58 distribuidoras com maior relevância e suas respectivas tarifas do grupo B – convencional (GRENEER, 2023).

Além desses elementos técnicos, a tarifa final é substancialmente impactada por uma série de tributos federais e estaduais. Os principais impostos que incidem sobre a fatura de energia são o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), o Programa de Integração Social (PIS) e a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS). A alíquota do ICMS, em particular, é definida por cada Unidade da Federação, gerando uma disparidade tarifária considerável entre os estados brasileiros (ANEEL, 2024). Essa variabilidade tributária é um fator crítico que influencia diretamente o custo de operação de indústrias e a decisão de investimento em novas tecnologias, como a geração distribuída (EPE, 2024).

Por fim, a taxa de iluminação pública é um tributo municipal em que a contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública (CIP) está prevista no artigo 149-A da Constituição Federal de 1988 (BRASIL, 1988), que estabelece, entre as competências dos municípios, dispor, conforme lei específica aprovada pela Câmara Municipal, a forma de cobrança e a base de cálculo da CIP. Assim, é atribuída ao Poder Público Municipal toda e qualquer responsabilidade pelos serviços de projeto, implantação, expansão, operação e manutenção das

instalações de iluminação pública. Neste caso, a concessionária apenas arrecada a taxa de iluminação pública para o município (Energisa, 2025).

A Figura 10 apresenta o resumo do percentual de participação da geração, transmissão e distribuição de energia elétrica e impostos nas tarifas de energia elétrica.

Figura 10 - Percentual dos custos e tributos incidentes na fatura de energia elétrica da concessionária Energisa TO



Fonte: ENERGISA (2025)

4 EVOLUÇÃO REGULATÓRIA DA ENERGIA SOLAR NO BRASIL

4.1 Hierarquia das normas

Inicialmente, é importante destacar como funciona a hierarquia das normas (Constituição, leis, decretos, resoluções, instruções normativas) para isso recorreremos a um termo conhecido no ramo do direito como doutrina. Nesse sentido, conforme explica Dallari (2015) a doutrina se refere ao corpo de conhecimento, análises e interpretações elaboradas por juristas, acadêmicos e especialistas em direito sobre a legislação, jurisprudência e princípios legais, ou seja, doutrina não se refere a “lei seca” mas a uma reflexão de um estudioso sobre um determinado tema.

A reflexão mais usada está consagrada na teoria da Hierarquia das Normas Jurídicas que foi desenvolvida por Hans Kelsen, um jurista e filósofo austríaco, conhecido por sua contribuição significativa para o Direito, especialmente por sua obra “Teoria Pura do Direito”, publicada pela primeira vez em 1934. Ele propõe a ideia de uma pirâmide normativa, onde as normas jurídicas estão dispostas hierarquicamente. No topo dessa pirâmide está a norma fundamental ou norma básica, que confere validade às demais normas inferiores.

A “Pirâmide de Kelsen” Figura 11 é uma representação gráfica da estrutura hierárquica das normas jurídicas, destacando a relação de subordinação entre elas (JUSBRASIL, 2024)

Figura 11 - Pirâmide de Kelsen



Fonte: JUSBRASIL (2024)

Pode-se observar na Figura 11 que a Constituição Federal de 1988 está no topo da pirâmide, isto significa que é a norma mais importante do Estado e as demais, abaixo dela, devem observar seus princípios e diretrizes. Abaixo temos as leis, status em que se encontra a lei 14.300/2022, alvo deste trabalho.

Além disso, importante frisar que a geração distribuída fotovoltaica era regulamentada por uma resolução normativa da ANEEL (Base da pirâmide da hierarquia das normas) e por isso não possuía “estabilidade”, sendo uma norma facilmente modificada ou revogada, diferentemente do que ocorre com as leis que conforme a Constituição Federal de 1988 (CF/88) exigem um processo específico para criação e modificação.

4.2 Da resolução normativa N° 482/12 ao marco legal Lei N° 14.300/22.

Em 2012, a ANEEL publicou a Resolução Normativa (REN) n° 482, que estabeleceu as diretrizes gerais para a conexão de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, além de instituir o sistema de compensação de energia (SCEE) e prover outras disposições (ANEEL, 2012). Essa resolução, considerada um marco significativo para o setor elétrico brasileiro, capacitou os consumidores a gerarem sua própria eletricidade a partir de fontes renováveis, como a energia solar. Consequentemente, eles também obtiveram o direito de injetar o excedente de energia na rede da distribuidora e, assim, compensar essa energia.

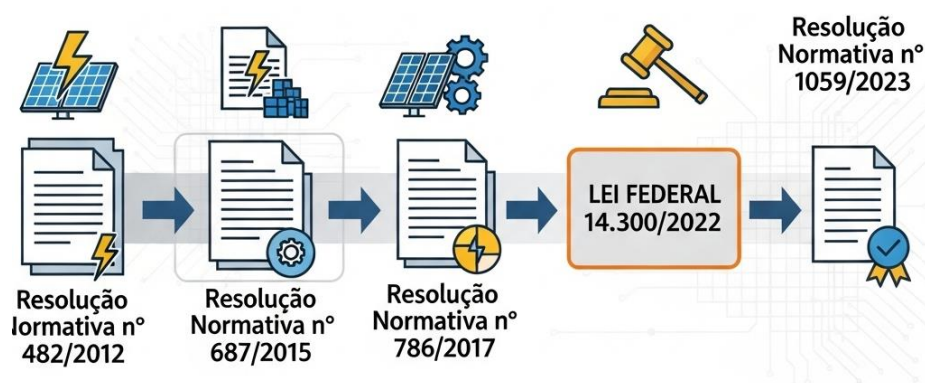
A REN n° 482 também formalizou e definiu os conceitos do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE). Por meio do SCEE, os consumidores que produzissem mais energia do que o consumo instantâneo de suas unidades poderiam injetar o excedente na rede da distribuidora, o que impulsionou o crescimento da geração distribuída de energia solar no país. Como resultado desse processo, o consumidor passa a receber créditos, com validade de 60 meses, que podem ser usados para abater o consumo da sua conta de luz, calculados com base no valor integral da tarifa (INEE, 2023).

Apesar de a Resolução Normativa n° 482/2012 ter sido a principal força motriz por trás da expansão da Geração Distribuída (GD) no Brasil, a medida gerou debates e questionamentos sobre o uso da rede de distribuição por parte das unidades de GD's. Isso porque um aumento na utilização da infraestrutura da distribuidora poderia resultar em maiores custos de manutenção, que, por sua vez, seriam repassados aos consumidores que não usavam a geração distribuída.

Conforme Figura 12, a REN n° 482/2012 sofreu algumas alterações de 2012 a 2017 antes do debate para o marco legal da geração distribuída, pode-se destacar as resoluções

normativas nº 687/2015 e 786/2017 ambas na ANEEL, a primeira ampliou as possibilidades de geração distribuída e já indicava a necessidade de uma revisão e atualização das tarifas aplicadas ao SCEE e já a segunda promoveu ajustes em relação à geração compartilhada, permitindo que um grupo de consumidores, por meio de consórcio ou cooperativa, compartilhe a energia gerada em uma unidade consumidora, desde que estejam na mesma área de atendimento da distribuidora de energia.

Figura 12 - Resumo dos principais normativos da geração distribuída



Fonte: Autor 2025

Conforme Figura 12, as resoluções normativas da ANEEL nº 687/15 e nº 786/17 alteraram a RN nº 482/12 e posteriormente foram revogadas pela resolução nº 1.059/2023 (em vigência) que normatizou o setor com observância das novas regras previstas na lei federal 14.300/2022.

O surgimento do marco legal ocorreu devido aos intensos debates em audiências públicas sobre a revisão da REN nº 482/2012, que culminou, na elaboração do Projeto de Lei 5.829/2019, que propôs o Marco Legal da Microgeração e Minigeração Distribuída (MMGD). Esta movimentação foi impulsionada pelo conflito de interesses entre distribuidoras, que questionavam o rateio dos custos do sistema de distribuição, e proponentes da energia solar, que reivindicavam segurança jurídica e a manutenção de incentivos essenciais para a expansão sustentável e os benefícios socioambientais da fonte fotovoltaica no país.

A Figura 13 ilustra as principais mudanças entre resolução normativa nº 482/2012 para o marco legal Lei 14.300/2022, alguns dos temas serão aprofundados neste trabalho.

Figura 13 - Comparação entre a REN N° 482/2012 e a Lei 14.300 de 2022

Tema	Como era a REN 482/2012	Lei 14.300/2022
Direito adquirido	Não existia garantia – competência da ANEEL para alterar a Resolução 482/12	Para projetos protocolados até 12 meses após a publicação da Lei fica mantido o regime atual até 31/12/2045
Valoração dos Créditos	Compensação de 100% das componentes tarifárias	Algumas componentes deixarão de ser compensadas de forma gradual e escalonada de acordo com a regra de transição prevista (6 anos – utilização da CDE). A partir de 2029 nova entrada com "regra nova"
Compensação das componentes tarifárias	A REN 482 poderia ser alterada a qualquer momento pela ANEEL – cenário "Alternativa 5" (compensação apenas TE – Energia)	Encontro de "contas" a ser feito em até 18 meses da publicação da Lei, a partir de diretrizes do CNPE (6 meses). A ANEEL será obrigada a considerar o cálculo do SCEE de todos os benefícios ao sistema da GD
Demanda das Usinas	TUSD C	TUSD G (até 70% menor que a TUSD C)
Custo de Disponibilidade	Cobrado em duplicidade na prática	Deixará de ser cobrado em duplicidade
Geração Compartilhada	Via Consórcio (PJ) ou Cooperativa (PF)	Flexibilização. Via Consórcio, Cooperativa, Associação e Condomínio civil (voluntário ou edilício)
Potência Máxima	Em regra até 5 MW para todas as fontes de energia	Até 3 MW para solar (não despacháveis) e até 5 MW para as demais fontes (despacháveis)
Titularidade	Unificar titularidade era uma prática de mercado sem respaldo legal/regulatório	Previsão legal expressa para unificação (pode ser solução para ICMS na geração compartilhada)
Distribuição de Créditos	Prazo de 60 dias para análise da Distribuidora	Prazo caiu para 30 dias
Troca de Titularidade	A qualquer momento, a partir da assinatura do CUSD e do CCER	(i) a transferência de titularidade dos projetos já conectados não implicará na perda dos benefícios já obtidos anteriormente; (ii) será permitida a transferência de titularidade ou transferência de controle, até a solicitação de vistoria do ponto de conexão para a distribuidora
Garantia de fiel cumprimento (caução)	Não há necessidade	2,5% do investimento potência entre 500kW e 1.000 kW e 5% para sistemas maiores que 1.000 kW. Projetos superiores a 500kW devem apresentar garantia em até 90 dias da publicação da lei. Não se aplica à geração compartilhada, EMUC e para os casos em que o CUSD seja firmado em 90 dias da lei
B (optante)	Entendimento atual é de que consumidor não poderia ser B optante com usina minigeração	Permitido B optante com usina junto à carga até 112,5 kW
Prazo para cadastro/porcentagem	60 dias a partir do envio dos dados	30 dias a partir do envio dos dados
Programa para GD em baixa renda	Não existia vedação, mas a ANEEL não recomendava a prática	Fica vedada expressamente comercialização de pareceres de acesso
Comercialização de Energia	Vedado	Possibilidade de comercialização dos excedentes com as distribuidoras por meio de chamada pública a ser regulamentada pela ANEEL
Atributos Ambientais	Atualmente não são valorados	Serão valorados e remunerados a partir de março de 2022
Prazo para cumprimento das disposições	Sem previsão	Distribuidoras deverão se adequar e operacionalizar as alterações em até 180 (cento e oitenta) dias da data de publicação desta Lei

Fonte: Canal Solar (2022).

4.3 Da Lei n° 14.300/2022

A Lei 14.300/2022 é um marco regulatório que transformou as regras da geração distribuída no país, conforme o princípio da legalidade que somente das leis é que se originam direitos e obrigações" (CF/88).

Essa normativa não apenas regulamentou a compensação de créditos de energia, mas também estabeleceu diretrizes claras para as diferentes modalidades de geração, como autoconsumo remoto, geração compartilhada e o empréstimo de energia entre unidades consumidoras.

A Lei nº 14.300, também conhecida como o Marco Legal da Geração Distribuída, inaugurou uma nova fase para a energia solar no Brasil. Ela trouxe mais estabilidade e previsibilidade para investidores e consumidores, além de criar regras de transição para aqueles que já possuíam sistemas instalados ou que protocolaram seus projetos antes da mudança da lei. Assim, a Lei nº 14.300 se tornou o principal instrumento para o desenvolvimento da geração distribuída no Brasil, estabelecendo as bases para que a energia solar continue a crescer de forma sustentável e organizada no futuro.

Como principais alterações trazidas por esta lei, segundo a Empresa de Pesquisa Energética - EPE (2023), pode-se citar:

- Limite de minigeração distribuída fotovoltaica de 5 MW para 3 MW;
- Definido conceito de fontes despacháveis: hidro, biomassa, cogeração e fotovoltaico (FV) + baterias;
- Prevê regulamentação futura para permissão de sistemas com baterias e sistemas híbridos;
- Redução na cobrança do custo de disponibilidade;
- Novas configurações de associação civil permitidas na geração compartilhada;
- Criação do Programa de Energia Renovável Social, que prevê a contratação de energia proveniente de MMGD para atendimento a consumidores de mais baixa renda.

O marco legal também trouxe alterações das normativas anteriores quanto a:

- Potência Instalada;
- Custo de disponibilidade;
- Demanda Contratada; e
- Faturamento como B optante.

4.3.1 Quanto a potência instalada

A definição de **microgeração** não sofreu alteração. Porém a legislação nos incisos XI e XIII do Art. 1º define a **microgeração** distribuída e **minigeração** distribuída, respectivamente, alterando a definição de minigeração previsto na resolução normativa nº 482/2012 da ANEEL. A minigeração em termos de potência que obedecia aos limites de 75KW a 5MW e passou a ser:

XIII - **minigeração** distribuída: central geradora de energia elétrica renovável ou de cogeração qualificada que não se classifica como microgeração distribuída e que possua potência instalada, em corrente alternada, maior que 75 kW (setenta e cinco

quilowatts), menor ou igual a 5 MW (cinco megawatts) para as fontes despacháveis e menor ou igual a 3 MW (três megawatts) para as fontes não despacháveis, conforme regulamentação da Aneel, conectada na rede de distribuição de energia elétrica por meio de instalações de unidades consumidoras; (BRASIL, 2022, p. 2)

4.3.2 Quanto ao custo de disponibilidade

É estabelecido valores mínimos que para os consumidores de baixa tensão (grupo B) são 30 kWh para monofásico, 50 kWh para bifásico e 100 kWh para trifásico. Para consumidores de alta tensão (grupo A), é cobrada a parte da fatura correspondente à demanda contratada (ENERGISA, 2025).

A Lei 14.300/2022 não alterou estes valores, porém sua aplicação diferencia-se a depender se o consumidor se enquadra na situação de direito adquirido ou se está na regra de transição. O custo de disponibilidade continua com os valores mínimos de referência 30, 50 ou 100 kWh, com a seguinte regra de aplicação:

Para projetos com direito adquirido:

- Se o consumo medido for maior do que o valor de referência, a compensação ocorre somente até o valor de referência, que é cobrado na conta.
- Se o consumo medido for menor do que o valor de referência, o consumidor paga o custo de disponibilidade.

Para projetos na regra de transição:

- Se o consumo medido for maior que o valor de referência, ocorre toda a compensação do consumo sem a cobrança do custo de disponibilidade.
- Se o consumo medido for menor do que o valor de referência, o consumidor paga o custo de disponibilidade.
- Exceção:

§ 2º O valor mínimo faturável aplicável aos participantes do SCEE inscritos no Cadastro Único para Programas Sociais do Governo Federal (CadÚnico), instituído pela Lei nº 8.742, de 7 de dezembro de 1993 (Lei Orgânica da Assistência Social), deve ter redução de no mínimo 50% (cinquenta por cento) em relação ao valor mínimo faturável aplicável aos demais consumidores equivalentes, conforme regulação da Aneel. (BRASIL, 2022)

4.3.3 Quanto a demanda contratada:

A REN 482/2012 estabelecia como tarifa de referência para o faturamento da demanda contratada aos consumidores do grupo A com minigeração distribuída, a TUSD demanda (TUSDd). Essa tarifa está relacionada com o uso do sistema de distribuição aplicada à demanda contratada.

Por sua vez, a Lei nº 14.300/2022 estabeleceu como tarifa de referência a TUSD injeção, com valor a ser definido pela ANEEL, consoante Figura 14. Essa nova tarifação foi considerada um ponto positivo aos consumidores com GD, uma vez que a TUSD injeção possui taxas menores se comparada com a TUSD demanda.

Figura 14 - Demanda contratada, novas regras.

Item	REN 482/2012	Lei 14.300/2022 (Marco Legal MMD)
Demanda contratada	Para consumidores do Grupo A com Mini GD, a tarifa de referência para faturamento da demanda contratada é a TUSDdemanda (TUSDd): $\text{Demanda contratada (kW)} \times \text{TUSDd* (R\\$/kW)}$ *TUSDdemanda (TUSDd): Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição aplicada à Demanda Contratada	Para usinas geradoras de Mini GD remotas pertencente ao Grupo A, a tarifa de referência para faturamento da demanda contratada (MUSD**) passa a ser a TUSDinjeção***: $\text{Demanda contratada (kW)} \times \text{TUSDinjeção (R\\$/kW)}$ **MUSD: Montante de Uso do Sistema de Distribuição ***O valor da TUSDinjeção aplicável à Mini GD a ser definido pela ANEEL.

Fonte: GRENEER (2023)

4.3.4 Quanto ao faturamento como grupo B optante.

Refere-se à possibilidade de unidades consumidoras que poderiam ser faturadas como Grupo A (média e alta tensão) optarem por serem faturadas como Grupo B (baixa tensão). Desde que com geração local, com potência instalada de transformadores menor ou igual a 112,5 kVA, pudessem optar por essa modalidade.

Art. 11, 1º Unidades consumidoras com geração local, cuja potência nominal total dos transformadores seja igual ou inferior a uma vez e meia o limite permitido para ligação de consumidores do Grupo B, podem optar por faturamento idêntico às unidades conectadas em baixa tensão, conforme regulação da Aneel. (BRASIL, 2022, p. 4)

4.3.5 Disposições transitórias.

Leciona o texto de lei no Artigo 26 que as disposições previstas no Art. 17 “Após o período de transição, as unidades participantes do SCEE ficarão sujeitas às novas regras tarifárias estabelecidas pela Aneel para as unidades consumidoras com microgeração ou minigeração distribuída” (Brasil, 2022) não se aplica até dezembro de 2045 para unidades beneficiárias da energia oriunda de microgeração e minigeração, compreendidas entre as quais:

- I – Existentes na data de publicação desta Lei; ou
- II – Que protocolarem solicitação de acesso na distribuidora em até 12 (doze) meses contados da publicação desta Lei.

Conforme pode-se observar na Figura 15, permanecem na regra de paridade tarifária, situação chamada de direito adquirido resguardado durante o prazo definido.

Figura 15 - Regras do direito adquirido

Regime de Direito Adquirido	Construção de Centrais de Geração	Hipótese de Perda do Direito Adquirido (art 26)
Compensação na forma atual (todas as componentes tarifárias, para o Grupo B) até 31/12/2045 – para unidades já conectadas ou que solicitem acesso em até 12 meses (Art. 26)	As centras que solicitarem acesso dentro de 12 meses deverão injetar energia nos seguintes prazos, contados da emissão do parecer de acesso (Art. 26 §3) : • 120 dias para microgeração • 12 meses para minigeração solar • 30 meses para minigeração das demais fontes	I – Encerramento da relação contratual (exceto troca de titularidade, quando o direito é aplicado ao novo titular) II – irregularidade nos sistemas de medição III – parcela do aumento da potência requerido após 12 meses

Fonte: GRENEER (2023)

Já para projetos que se conectaram entre janeiro e julho de 2023 terão direito a uma transição até 31 de dezembro de 2030, conforme paragrafo 2º do Art. 27

§ 2º Para as unidades que protocolarem solicitação de acesso na distribuidora entre o 13º (décimo terceiro) e o 18º (décimo oitavo) mês contados da data de publicação desta Lei, a aplicação do Art. 17 desta Lei dar-se-á a partir de 2031. (BRASIL, 2022)

Para as unidades consumidoras que se conectarem após 18 meses da aprovação da Lei, a transição termina em 31 de dezembro de 2028, conforme Figura 16, da seguinte forma:

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

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

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

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

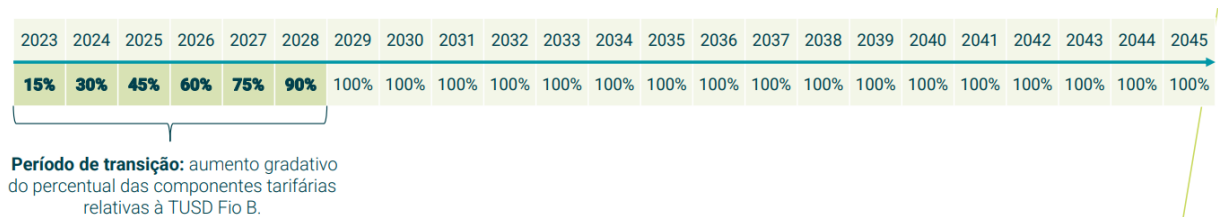
IV - 60% (sessenta por cento) a partir de 2026;

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

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

VII - a regra disposta no Art. 17 desta Lei a partir de 2029. (BRASIL, 2022, p. 2)

Figura 16 - Período de transição (Artigo 27) da lei nº 14.300/2022



Fonte: GRENEER (2023)

A Tabela 1 apresenta os valores em reais da componente TUSD Fio B para a concessionária Energisa - TO ao longo dos anos, percebe-se a evolução do seu custo que é escalonado conforme as regras de transição da Lei nº 14.300/2022.

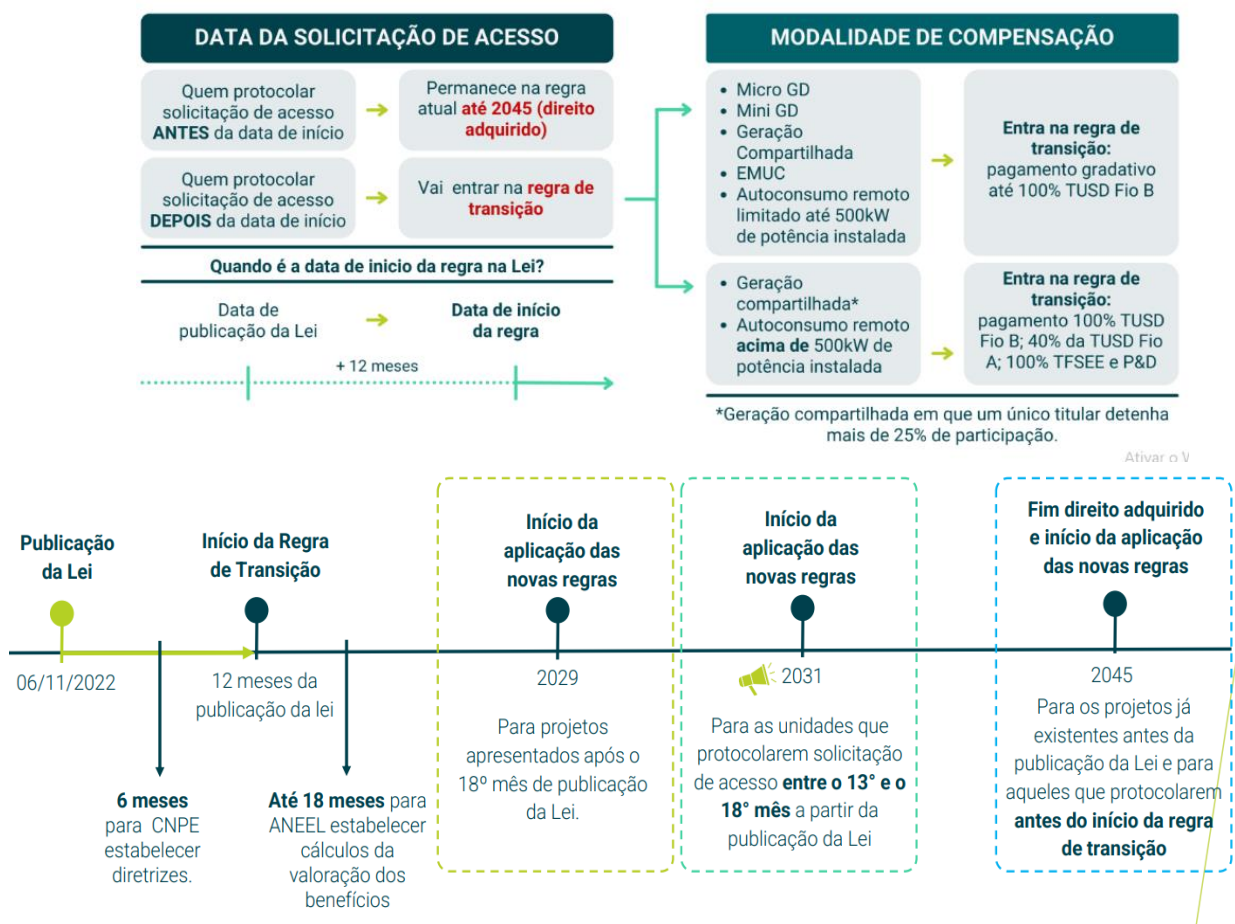
Tabela 1 - Valor da TUSD Fio B Energisa- TO

REH	Início Vigência	Fim Vigência	Componente Tarifária	Valor R\$/MWh
REH Nº 3.214, DE 27 DE JUNHO DE 2023	04/07/2023	03/07/2024	TUSD_FioB	369,9099863
REH Nº 3.340, DE 2 DE JULHO DE 2024	04/07/2024	03/07/2025	TUSD_FioB	385,6964274
REH Nº 3.479, DE 1 DE JULHO DE 2025	04/07/2025	31/12/2025	TUSD_FioB	427,5540747
REH Nº 3.479, DE 1 DE JULHO DE 2025	01/01/2026	03/07/2026	TUSD_FioB	427,5540747

Fonte: Elaborado pelo autor (2026)

Em síntese, conforme Figura 17, o cronograma de transição para as regras definitivas de faturamento (Art. 17) estabelece três marcos temporais: para os novos acessantes que protocolarem a solicitação após julho de 2023 entra no período de transição do Art. 27, a regra integral vigora a partir de janeiro de 2029. Para aqueles que protocolaram entre janeiro e julho de 2023, o regime de transição estende-se até 31 de dezembro de 2030. Por fim, as unidades com direito adquirido (protocolos realizados até 07/01/2023) permanecem sob a regra de paridade tarifária total até 1º de janeiro de 2046.

Figura 17 – Síntese do período de transição



Fonte: GRENEER (2023)

5 ANÁLISE DE UM PROJETO FOTOVOLTAICO PARA UMA UNIDADE CONSUMIDORA DO GRUPO B

Para que seja possível visualizar de forma quantitativa as mudanças da lei nº 14.300/2022 far-se-á um estudo de caso em um estabelecimento comercial localizado na cidade de Palmas no Tocantins. A análise será feita em 4 cenários:

1. Unidade consumidora sem geração distribuída fotovoltaica,
2. Unidade consumidora com geração distribuída fotovoltaica (antes do marco legal)
3. Unidade consumidora com geração distribuída fotovoltaica durante o período de transição
4. Unidade consumidora com geração distribuída fotovoltaica após período de transição (onde será contabilizado 100% do fio B).

Nesse sentido, será necessário primeiramente dimensionar o sistema fotovoltaico, de acordo com (JÚNIOR, 2005) o dimensionamento do sistema fotovoltaico pode ser realizado de três formas:

- Produção máxima de energia fotovoltaica;
- Produção de energia fotovoltaica equivalente ao consumo da instalação, ao qual o gerador será conectado (Autossuficiência líquida);
- Produção de energia fotovoltaica para atender uma determinada fração do consumo elétrico;

Neste trabalho será adotado o dimensionamento considerando a produção de energia equivalente ao consumo da instalação.

5.1 Dimensionamento de um sistema fotovoltaico.

Inicialmente, conforme previsto pelo submódulo 7.1, versão 2.8, item 5.8 do Módulo 7 da ANEEL (2023), “para os usuários do sistema de distribuição, a TUSD diferencia-se por subgrupo, posto e modalidade tarifária. A TE diferencia-se por posto e modalidade tarifária.”

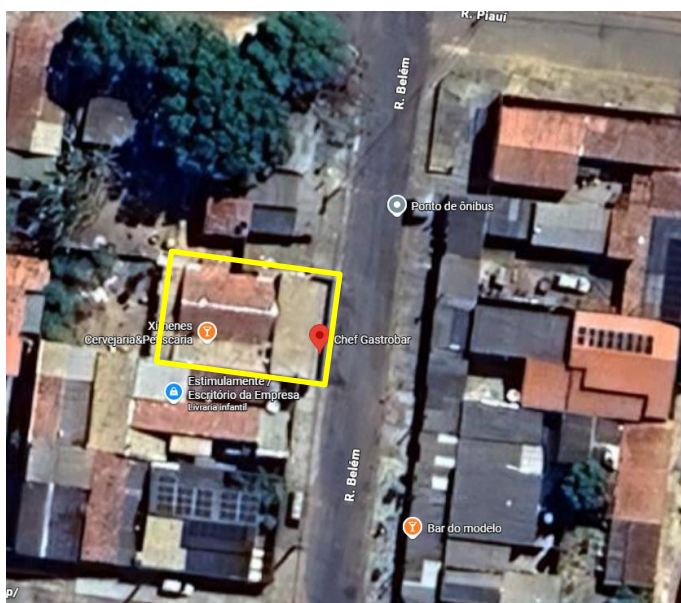
No que diz respeito à definição do grupo tarifário, segundo o item XXIV da Resolução Normativa Nº 1.000/2021 da ANEEL (2021), Grupo B é caracterizado como um grupo composto de unidades consumidoras com conexão em tensão inferior a 2,3 kV. Sendo esse grupo subdividido em 4 subgrupos:

1. Subgrupo B1 (residencial);
2. Subgrupo B2 (rural);

3. Subgrupo B3 (demais classes, como: setor industrial e comercial);
4. Subgrupo B4 (iluminação pública)

No estudo de caso do presente trabalho, será alvo do nosso estudo uma unidade consumidora do grupo B, localizado na cidade de Palmas-TO, conforme pode ser visto na Figura 18.

Figura 18- Localização da área de estudo.



Fonte: Google Maps (2025)

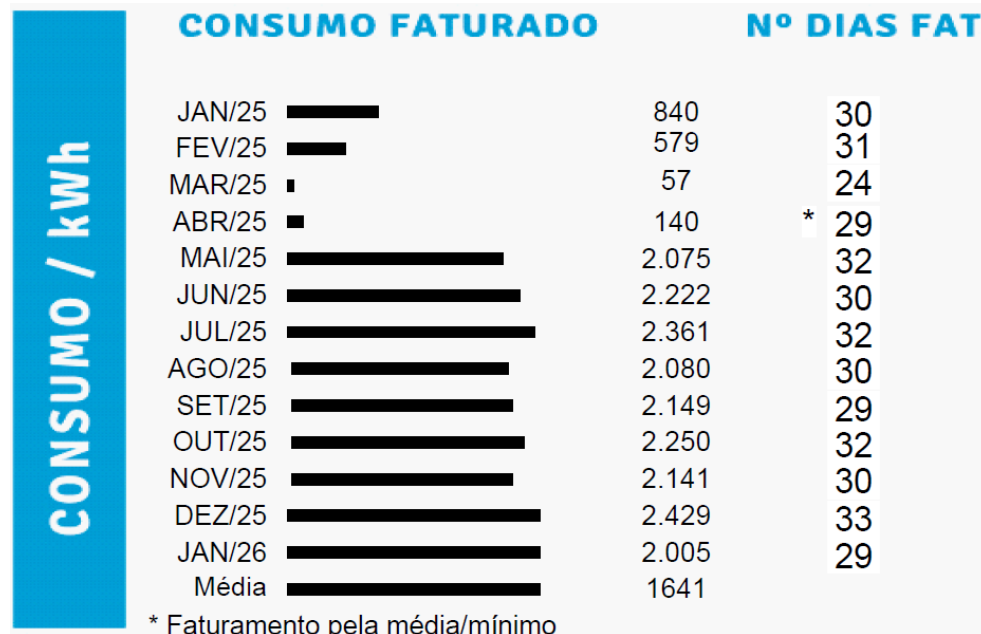
A primeira etapa para fazer um dimensionamento fotovoltaico para uma unidade consumidora é o levantamento das informações do consumo de energia. Essas informações podem ser obtidas através das contas de energia elétrica dos últimos meses, que contém informações detalhadas sobre o consumo de energia da residência (SILVA, 2018). Algumas informações importantes que devem ser levantadas durante essa etapa são:

- Consumo médio de energia;
- Grupamento (A ou B);
- Tipo de conexão (monofásica, bifásica e trifásica);
- Hábitos de consumo;
- Quantidade de dispositivos elétricos utilizados diariamente;
- Potência dos aparelhos eletrônicos;

Com essas informações, é possível calcular a carga total que será exigida do sistema fotovoltaico e dimensionar os equipamentos necessários para atender essa demanda. (Silva,

2018). Para a avaliação do estudo de caso, iremos analisar a fatura do mês de janeiro de 2026. Nesta conta, consta o histórico de consumo em kWh dos últimos meses.

Figura 19 - Média do consumo em kWh da unidade consumidora



Fonte: ENERGISA (2026)

Antes, porém, faz-se necessário fazer algumas ponderações, consideraremos a média a partir de maio/2025, visto que antes dessa data o imóvel estava desocupado, percebe-se na Figura 19, no mês de abril, houve um consumo de 140 kWh, passando para 2.075 no mês seguinte. A média calculada considera os meses anteriores e, portanto, não será utilizada no cálculo de dimensionamento, que passa a ser o valor 2.190,2 kWh, conforme a Tabela 2.

A rede da UC é monofásica e, portanto, a tarifa mínima cobrada pela concessionária de energia elétrica é de 30kWh (Resolução Aneel n.º 3.479 de 04 julho de 2025).

O consumo diário é a média de consumo dividido por 30, ou seja, o consumo do projeto é de 73,01 kWh/dia.

Tabela 2 - Média da unidade consumidora considerada

MÊS	CONSUMO FATURADO (kWh)
MAI/25	2075
JUN/25	2222
JUL/25	2361
AGO/25	2080
SET/25	2149
OUT/25	2250
NOV/25	2141
DEZ/25	2429
JAN/26	2005
MÉDIA	2190,222222

Fonte: Elaborado pelo autor (2026)

5.2 Índices Solarimétrico

Os índices Solarimétrico são parâmetros importantes que devem ser considerados no dimensionamento de um projeto fotovoltaico. Eles fornecem informações sobre a quantidade de energia solar disponível em uma determinada região, o que é fundamental para determinar a capacidade de geração do sistema. (Silva, 2018).

Existem vários índices Solarimétrico que podem ser utilizados no dimensionamento de um projeto fotovoltaico, como o índice de radiação solar global, a irradiância solar, a inclinação e orientação dos módulos solares, entre outros. O índice de radiação solar global é uma medida da quantidade total de energia solar que chega à superfície da Terra durante um determinado período de tempo. Essa medida é expressa em unidades de energia por unidade de área, geralmente em quilowatts-hora por metro quadrado por dia (kWh/m²/dia). (Fernandes e Fernandes, 2018)

Já a irradiância solar é uma medida da intensidade da radiação solar em um determinado momento, e é expressa em unidades de potência por unidade de área, geralmente em watts por metro quadrado (W/m²). (Fernandes e Fernandes, 2018) A inclinação e orientação dos módulos solares também são importantes, pois afetam a quantidade de energia solar que é capturada pelo sistema. Geralmente, os módulos são instalados com uma inclinação e orientação que maximizam a exposição ao sol durante o período de maior incidência solar. (Fernandes e Fernandes, 2018)

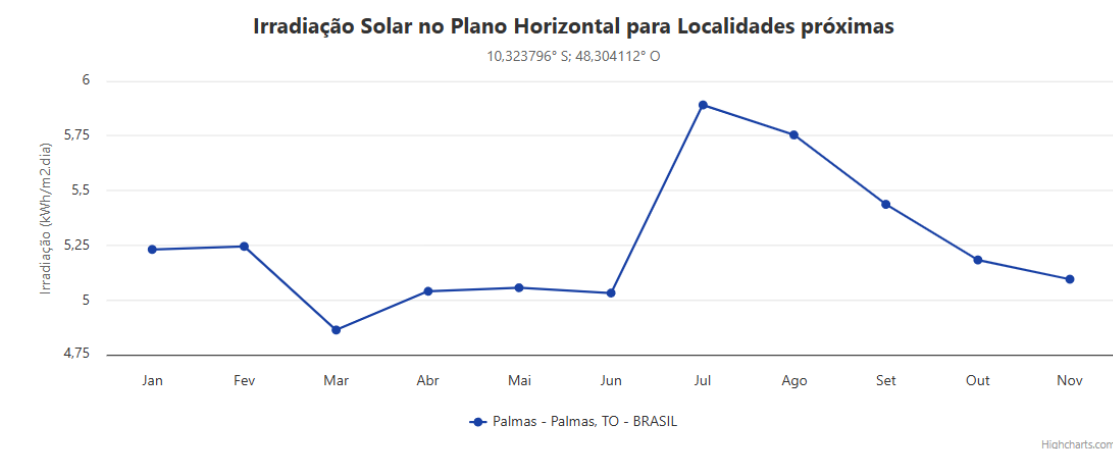
Ao considerar esses e outros índices Solarimétrico no dimensionamento de um projeto fotovoltaico, é possível determinar a capacidade de geração de energia do sistema de forma

mais precisa e eficiente, garantindo assim a máxima eficiência energética e rentabilidade do investimento. (Fernandes e Fernandes, 2018)

Inicialmente, para executar o estudo de caso é preciso encontrar a latitude e longitude onde o projeto será executado. Esta informação é encontrada via Google Maps. Conclui-se que, a latitude e longitude do projeto são de, respectivamente -10.323796, -48.304112 (Google Maps, 2026).

Em seguida, utiliza-se da plataforma potencial solar – Sundata v 3.0 que se destina para o cálculo da irradiação solar diária média mensal em qualquer ponto do território nacional e constitui-se em uma tentativa do CRESESB de oferecer uma ferramenta de apoio ao dimensionamento de sistemas fotovoltaicos (CRESESB, 2018). Logo após insere-se os valores da localização e o site retorna com os valores médios mensais e anuais para três estações próximas do local. Foi selecionada a estação mais próxima do local de projeto que fica há 5,5 km de distância.

Figura 20 - Índice Solarimétrico do município de Palmas - TO



Cálculo no Plano Inclinado

Estação: Palmas
Município: Palmas, TO - BRASIL
Latitude: 10,301° S
Longitude: 48,349° O
Distância do ponto de ref. (10,323796° S; 48,304112° O): 5,5 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m².dia]												Média	Delta
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
☒	Plano Horizontal	0° N	5,23	5,24	4,86	5,04	5,06	5,03	5,25	5,89	5,75	5,44	5,18	5,09	5,26	1,03
☒	Ângulo igual a latitude	10° N	4,96	5,09	4,87	5,25	5,47	5,56	5,76	6,27	5,86	5,33	4,95	4,80	5,35	1,46
☒	Maior média anual	13° N	4,86	5,03	4,85	5,28	5,57	5,69	5,89	6,35	5,86	5,27	4,86	4,70	5,35	1,65
☒	Maior mínimo mensal	6° N	5,08	5,17	4,88	5,18	5,32	5,36	5,57	6,13	5,83	5,39	5,05	4,93	5,32	1,26

Fonte: CRESESB (2026).

Conforme a Figura 20, os resultados obtidos mostram a quantidade de radiação incidente em uma área plana com inclinações de 0°, 6°, 10° e 13°. Os valores máximos foram observados nas inclinações de 10° e 13° graus, com uma diferença negligenciável. De acordo com Rüther,

é recomendado utilizar o valor mais próximo à latitude da região em questão, portanto, a inclinação de 10° graus será utilizada, resultando em um índice Solarimétrico de 5,35 [kWh/m².dia] para o projeto (Rüther, 2004).

5.3 Potência teórica do sistema fotovoltaico.

A potência teórica é uma estimativa e pode variar devido a vários fatores, como a eficiência do sistema, sombreamento, orientação e inclinação dos painéis solares, entre outros. (Villalva, 2015). No estudo do caso, como exemplo, o consumo médio mensal de energia elétrica é de 2190,2 kWh, a energia diária necessária é de 73,01 kWh/dia e a irradiação solar média mensal é de 5.35 kWh/m²/dia. Nesse caso, a potência teórica do sistema fotovoltaico pode ser calculada utilizando-se a equação 1:

O dimensionamento da potência de pico de um sistema fotovoltaico fundamenta-se na integração entre a demanda energética pretendida EE e os parâmetros técnicos de conversão, conforme consolidado por Villalva (2020) e Pinho e Galdino (2014).

Nessa relação, a Irradiância de Referência G_{stc} é normatizada em 1000 W/m² sob Condições Padrão de Teste (STC), servindo como base para a potência nominal dos módulos. A variável Irradiação Solar Média I_{med} , frequentemente expressa em Horas de Sol Pleno (HSP), reflete a disponibilidade do recurso solar específico da localidade geográfica do projeto, enquanto a Taxa de Desempenho T_D , ou Performance Ratio, quantifica a eficiência global do sistema ao descontar perdas inevitáveis, como variações de temperatura, perdas no cabeamento e eficiência do inversor, sendo usualmente adotada entre 0,75 e 0,80 na literatura técnica e prática acadêmica, conforme Equação 1.

$$P_{módulos} = \frac{EE \times G_{stc}}{I_{med} \times T_D} \quad [I]$$

Onde:

EE = energia elétrica consumida diariamente pela residência.

G_{stc} = valor padrão de irradiância solar de 1000 W/m²

I_{med} = irradiação diária média anual

T_D = taxa de desempenho do sistema (Para nosso projeto consideramos 80%)

Substituindo na equação 1:

$$P_{Módulos} = \frac{73.01 \times 1000}{5,35 \times 0,80} = 17058,4 \sim 17 \text{ kWp}$$

Resultando em 17 quilowatts pico de potência.

5.4 Escolha dos equipamentos.

Em contato com empresas de energia solar fotovoltaica em Palmas - TO, foi solicitado um orçamento para um sistema com a potência pico encontrada aplicando a Equação 1. Com o objetivo de obter o custo de um projeto fotovoltaico real. Nas Tabelas 3 e 4, estão expressos os custos de aquisição, homologação e instalação, disponibilizados pelas empresas na data de 22 de janeiro de 2026.

Tabela 3 - Orçamento empresa 1 de 19,60 kWp

Item	Modelo	Quant.
Módulo	Hanersun, 66htrsun, HN21H- 700 W	28
Inversor	Hoymiles, hms-2000dw-4t	7
Material elétrico CA	Disjuntores, DPS, Quadro, Cabos e demais itens/acessórios usados na montagem	Incluso
Material elétrico CC	Stringbox, cabo solar, e demais itens	Incluso
Estrutura	Kit de montagem para telhados inclinados	Incluso
Projeto	Projeto e solicitação de orçamento de conexão na ENERGISA	Incluso
Montagem	Montagem do sistema solar fotovoltaico	Incluso
Monitoramento	Sistema de monitoramento Web	Incluso
Custo total = R\$ 46.500,00		

Fonte: Elaborado pelo autor (2026)

Tabela 4 - Orçamento empresa 2 de 16,605 kWp

Item	Modelo	Quant.
Módulo	Tcl 615wp bifacial n-type ef. 22.8% (hsm-nd66-gr615 g12r-66p)	27
Inversor	Sungrow on-grid 10kw - 220v - 3 mppt - afci (sg10rs-l)	1
Material elétrico	Perfil suporte smart 2,40m	Incluso
	Grampo intermediário smart	Incluso
Estrutura	Grampo terminal e demais	Incluso
Projeto	Projeto e solicitação de orçamento de conexão na Energisa	Incluso
Montagem	Montagem do sistema solar fotovoltaico	Incluso
Custo total = R\$ 31.500,00		

Fonte: Elaborado pelo autor (2026)

5.5 Simulação de geração

Para a análise técnica e quantitativa deste estudo foi simulado a proposta da empresa 2, utilizou-se o software PVSOL 2026, uma ferramenta de referência mundial no setor fotovoltaico. A escolha justifica-se pela capacidade do software em realizar simulações dinâmicas de alta precisão, permitindo a análise detalhada da geração de energia sob diferentes cenários. O PVSOL integra variáveis climáticas, perdas sistêmicas e sombreamentos com rigor matemático, proporcionando resultados que mimetizam o desempenho real do sistema frente às novas regras da Lei nº 14.300/2022. A seguir, apresentam-se as parametrizações e variáveis inseridas para a execução da simulação.

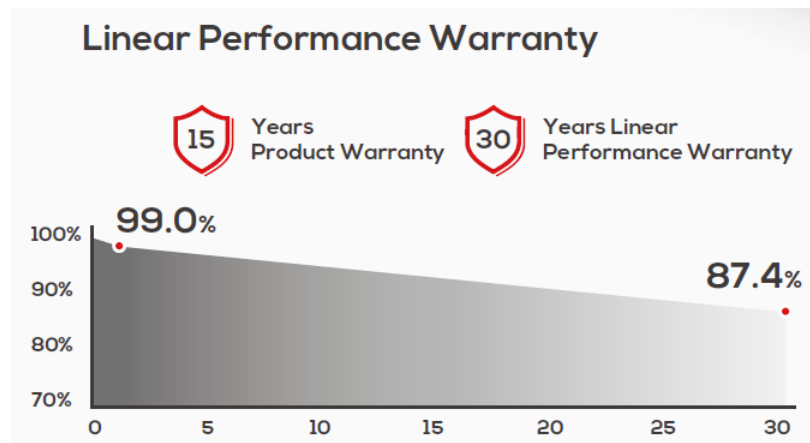
1. Dados de irradiação solar diária média mensal (kWh/m^2) obtidos por meio da ferramenta da CRESESB (2026) e Meteonorm 8.2 (2022), disponibilizado no software PVSOL, conforme Tabela 5.
2. Valor considerado para dados referentes às perdas ôhmicas igual a 1% (MENEZES, 2022);
3. Valor considerado para dados referentes às perdas de sujidade igual a 2% (MENEZES, 2022);
4. Valor considerado para dados referentes às perdas de degradação dos módulos, conforme o *datasheet* dos módulos apresentado na Figura 21.

Tabela 5 - Dados de irradiação solar diária, média mensal em [kWh/m^2 . dia]

Mês	Irradiação
Janeiro	4,96
Fevereiro	5,09
Março	4,87
Abril	5,25
Maio	5,47
Junho	5,56
Julho	5,76
Agosto	6,27
Setembro	5,86
Outubro	5,33
Novembro	4,95
Dezembro	4,8
Média	5,35

Fonte: CRESESB (2026)

Figura 21 - Gráfico de perdas em virtude de degradação dos módulos fotovoltaicos.



Fonte: Datasheet TCL SOLAR (2025)

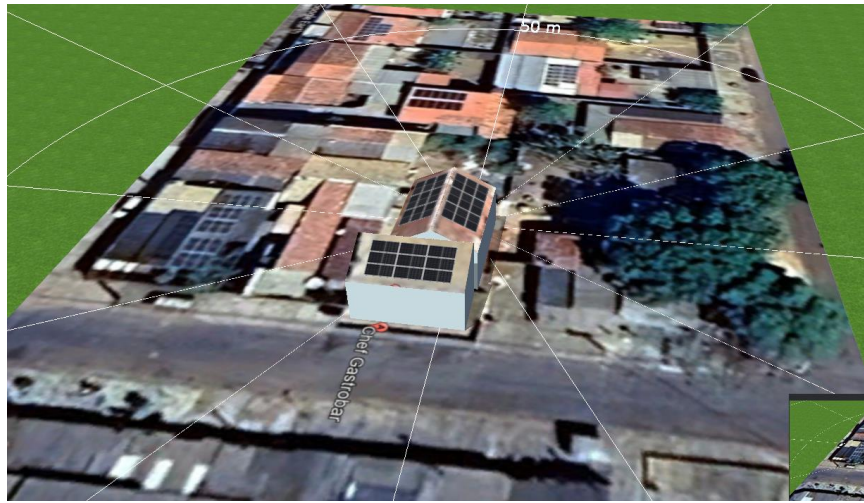
A modelagem tridimensional do sistema foi desenvolvida no software PVSOL, permitindo uma análise precisa da disposição dos módulos e das possíveis interferências no local. Para a composição do cenário, utilizou-se a base cartográfica do Google Maps, com a devida calibração de escala para garantir a fidelidade das dimensões reais da cobertura. Conforme apresentado nas Figuras 22 e 23, que ilustram as vistas superior e lateral (Leste), respectivamente, os módulos foram alocados de forma a otimizar o aproveitamento da área disponível. Complementando a parte técnica, a Figura 24 apresenta o diagrama unifilar, detalhando as conexões elétricas e a arquitetura do sistema projetado.

Figura 22 - Vista superior do local do estudo de caso



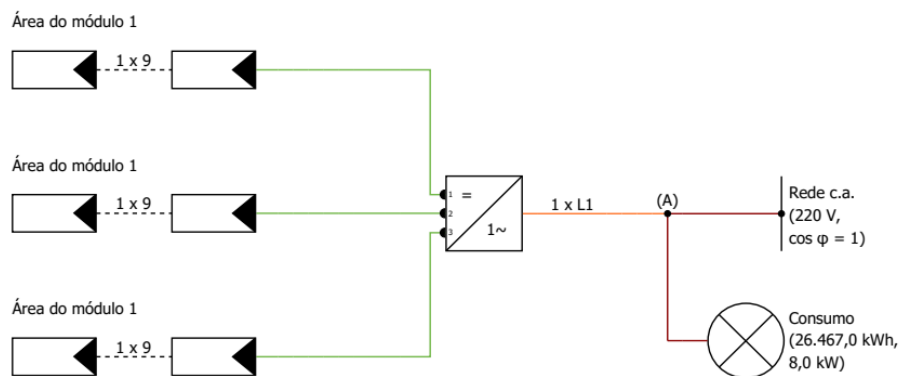
Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

Figura 23 – Vista à leste do local de estudo de caso, 27 módulos TCL de 615Wp



Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

Figura 24 - Diagrama elétrico do projeto



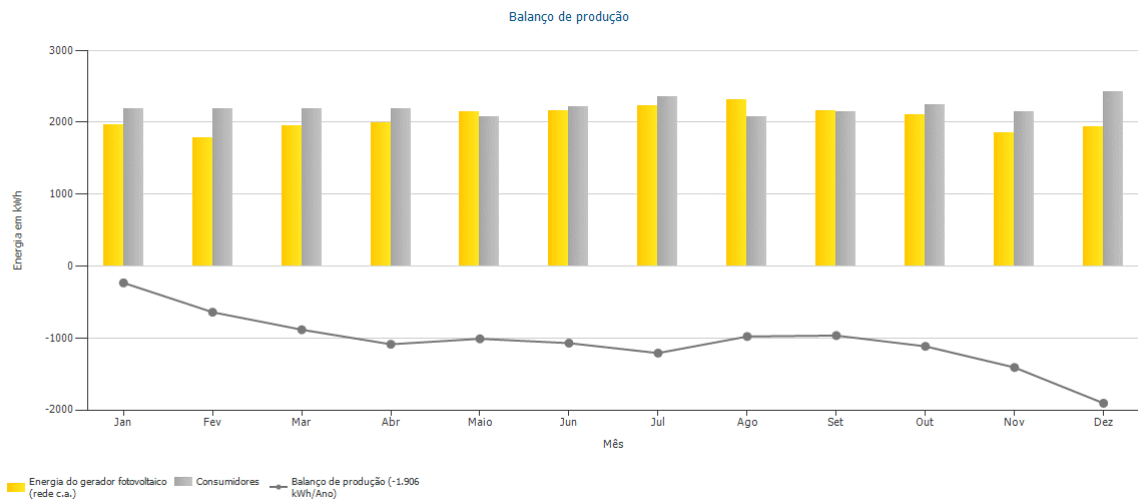
Fonte: Elaborado pelo autor com auxílio do software PV*SOL (2026).

5.5.1 Resultado da simulação

O sistema projetado para a UC totaliza uma potência instalada de 16,6 kWp, composta por 27 módulos fotovoltaicos e 1 inversor central. As simulações realizadas no software PV*SOL indicam uma produção energética anual de 24,6 MWh, o que resulta em uma média mensal de 2.050 kWh.

A Figura 25 apresenta o balanço energético mensal do estabelecimento. As barras amarelas indicam a geração mensal do sistema e as barras cinzas indicam o consumo total da unidade consumidora. Observa-se que esse sistema não irá gerar energia para cobrir 100% do consumo, dependendo do objetivo do cliente o sistema poderia ser ampliado. Para esse estudo de caso, utilizaremos esse sistema com a potência inicialmente calculada.

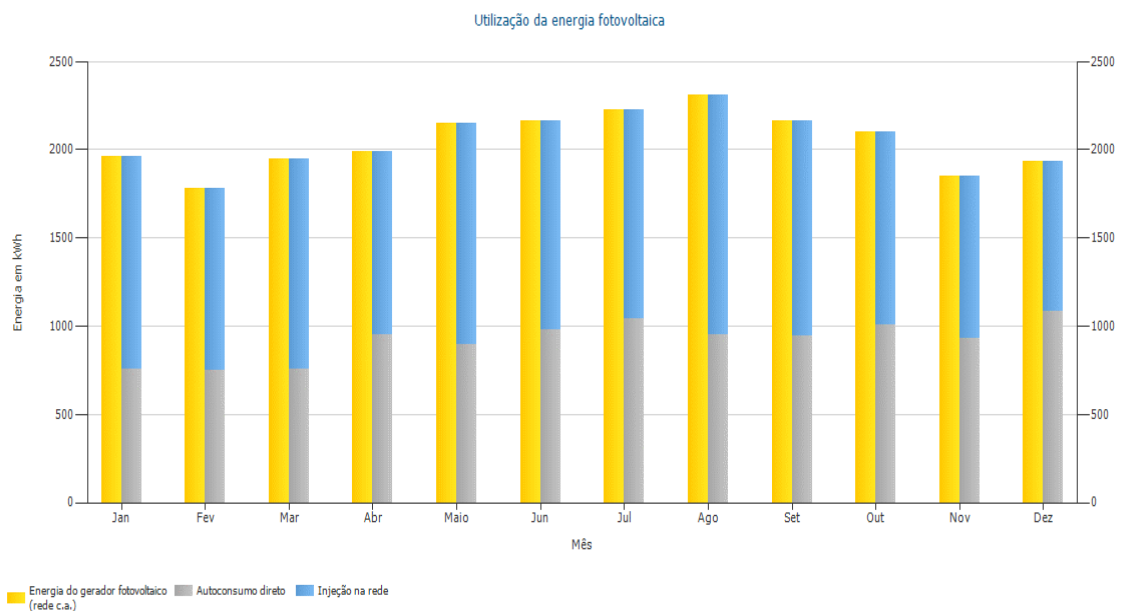
Figura 25 - Balanço energético mensal



Fonte: Elaborado pelo autor (2026)

Outrossim, um dado fundamental para a análise de um sistema fotovoltaico sob o Marco Legal da GD é o fator de simultaneidade (autoconsumo) que conforme simulado no software foi de 45% conforme Figura 26.

Figura 26 - Utilização da energia fotovoltaica



Fonte: Elaborado pelo autor (2026)

Na prática, isso significa que 922,5 kWh são consumidos instantaneamente pelo estabelecimento, permanecendo imunes à cobrança de encargos de distribuição. A parcela excedente de 1.127,5 kWh é injetada na rede da Energisa TO para compensação posterior. Sobre este montante injetado, aplica-se o escalonamento da TUSD Fio B, que conforme a planilha de custos elaborada, representa um impacto financeiro crescente.

6 ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA E FINANCEIRA

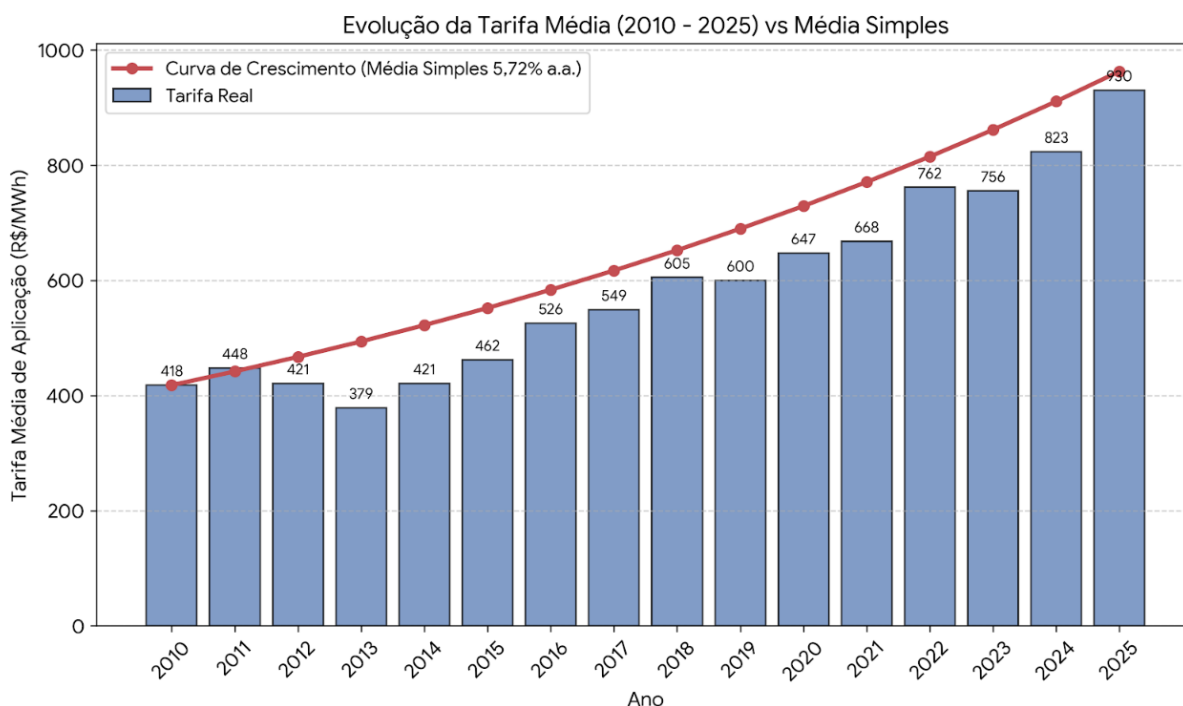
A viabilidade econômica de um sistema fotovoltaico sob a égide da Lei nº 14.300/2022 exige uma modelagem precisa, capaz de simular o comportamento dos fluxos de caixa frente às novas regras de compensação. Para este estudo de caso, foi utilizado o software Microsoft Excel, estruturado para processar as variáveis tarifárias, encargos e principalmente o escalonamento dos encargos associados ao Fio B.

A utilização desta ferramenta permitiu a projeção de um cenário de 20 anos, confrontando o investimento inicial com as economias geradas em dois contextos distintos: o regime de Direito Adquirido e o novo regramento de transição.

Para garantir que as projeções financeiras reflitam a realidade econômica do setor elétrico, foi realizado um levantamento histórico das tarifas de energia no período compreendido entre 2010 e 2025. Utilizando-se da ferramenta Microsoft Excel, é possível analisar os dados da Figura 27, os quais revelam uma volatilidade significativa. A tarifa é a soma das componentes TE e TUSD e é representada no gráfico em R\$/MWh.

Ao calcular a média aritmética das variações percentuais de todo o período, obteve-se um índice de crescimento médio de 5,72% ao ano. Este percentual foi adotado como a Taxa de Reajuste Anual para as componentes TE (Tarifa de Energia) e TUSD (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição) nas projeções de fluxo de caixa até o ano de 2045. A adoção de um índice baseado no histórico real da concessão mitiga riscos de superestimação da economia gerada, conferindo maior robustez e conservadorismo ao estudo.

Figura 27 – Evolução da tarifa residencial de 2010 a 2025



Fonte: Elaborado pelo autor (2026)

6.1 Projeção do Fluxo de Caixa e Impactos da Lei nº 14.300/2022

Após a consolidação das premissas de reajuste tarifário e a definição da carga tributária incidente, procedeu-se à modelagem do fluxo de caixa para o horizonte de 20 anos. Esta etapa é fundamental para visualizar o comportamento financeiro do investimento sob as regras da Microgeração Distribuída, considerando que a economia gerada não é estática, mas sim um balanço dinâmico entre o aumento do custo da energia e o escalonamento dos encargos de distribuição.

A Tabela 6 detalha a evolução anual dos custos de 2026 a 2045, observa-se que no ano de 2026 a tarifa (com impostos) é no valor de 1,22 R\$/kWh e foi aplicado o aumento de 5,72% a partir de 2027. Na terceira coluna é apresentado os valores da TUSD com o valor de correção anual, foram utilizados esses valores para calcular o ICMS na TUSD (Quarta coluna) visto que incide imposto ICMS na TUSD injetada, na quarta e na quinta coluna, são apresentados os valores do Fio B e do Fio B cobrado, respectivamente, levando em consideração as percentagens para cada ano, por exemplo, em 2026 aplica-se 60% de incidência do fio B na energia injetada.

Tabela 6 – Primeira parte da planilha, valores expressos em R\$.

Ano	Valor da tarifa	TUSD	ICMS na TUSD	Fio B	Fio B cobrado
2026	1,24	0,64	0,16011	0,43	0,26
2027	1,31	0,67	0,16747	0,45	0,34
2028	1,37	0,70	0,17517	0,47	0,42
2029	1,43	0,73	0,18323	0,49	0,44
2030	1,50	0,77	0,19166	0,51	0,46
2031	1,57	0,80	0,20048	0,54	0,54
2032	1,64	0,84	0,20970	0,56	0,56
2033	1,72	0,88	0,21934	0,59	0,59
2034	1,80	0,92	0,22943	0,61	0,61
2035	1,88	0,96	0,23999	0,64	0,64
2036	1,97	1,00	0,25103	0,67	0,67
2037	2,06	1,05	0,26258	0,70	0,70
2038	2,15	1,10	0,27465	0,73	0,73
2039	2,25	1,15	0,28729	0,77	0,77
2040	2,35	1,20	0,30050	0,80	0,80
2041	2,46	1,26	0,31433	0,84	0,84
2042	2,57	1,32	0,32878	0,88	0,88
2043	2,69	1,38	0,34391	0,92	0,92
2044	2,82	1,44	0,35973	0,96	0,96
2045	2,95	1,51	0,37628	1,00	1,00

Fonte: Elaborado pelo autor (2026)

6.2 Cenários sem energia solar, no Pré e Pós Lei nº 14.300/2022

Com a estruturação dos fluxos de caixa, a Tabela 7 consolida a análise comparativa entre os gastos do consumidor sem sistema fotovoltaico e os gastos remanescentes após a instalação em dois contextos regulatórios: o regime de Direito Adquirido (GD I) e o regime de transição para novos acessantes (GD II). Esta tabela é crucial para quantificar a perda de eficiência econômica do crédito de energia devido à incidência dos novos encargos de distribuição.

Observa-se que, no cenário sem energia solar, a fatura média mensal evolui de R\$ 2.715,60 em 2026 para R\$ 6.450,50 em 2045, impulsionada pelo reajuste tarifário médio de 5,72%. Ao contrastar as colunas "CONTA COM SOLAR GDI" e "CONTA COM SOLAR GDII", fica evidente o aumento imediato no custo da fatura para o novo proponente: em 2026, enquanto um consumidor GD I pagaria R\$ 354,12 anuais, o consumidor sob a Lei 14.300/22 (GD II) desembolsará R\$ 643,36 um incremento de aproximadamente 81,7% no custo de disponibilidade e encargos logo no primeiro ano de operação.

Tabela 7 – Segunda parte da planilha

Ano	Conta sem solar (média mensal)	Conta com solar GDI Antes da Lei 14.300	Conta com solar GDII PÓS LEI 14.300
2026	2.715,60	354,12	643,36
2027	2.870,93	372,35	750,53
2028	3.003,00	389,48	864,17
2029	3.141,13	407,40	903,92
2030	3.285,63	426,14	945,50
2031	3.436,76	445,74	1.049,36
2032	3.594,85	466,24	1.097,63
2033	3.760,22	487,69	1.148,12
2034	3.933,19	510,12	1.200,93
2035	4.114,12	533,59	1.256,17
2036	4.303,36	558,13	1.313,96
2037	4.501,32	583,81	1.374,40
2038	4.708,38	610,66	1.437,62
2039	4.924,97	638,75	1.503,75
2040	5.151,51	668,14	1.572,93
2041	5.388,48	698,87	1.645,28
2042	5.636,35	731,02	1.720,96
2043	5.895,63	764,65	1.800,13
2044	6.166,82	799,82	1.882,93
2045	6.450,50	836,61	1.969,55

Fonte: Elaborado pelo autor (2026)

6.3 Análise do Fluxo de Caixa e *Payback* Acumulado

A Tabela 8 apresenta a síntese financeira do projeto, detalhando a "Economia Anual" efetiva (lucro líquido após o pagamento da fatura mínima e encargos) e o "Fluxo de Caixa", que representa o saldo acumulado do investimento ao longo de sua vida útil. Esta tabela permite a verificação exata do *payback* simples, momento em que o saldo acumulado deixa de ser negativo e o investidor recupera o capital inicial aportado de R\$ 31.500,00.

Ao analisar a coluna "FLUXO DE CAIXA - GD II", observa-se que o ponto de equilíbrio ocorre logo no segundo ano de operação. Em 2026, o saldo acumulado ainda é negativo (-R\$ 6.633,07), mas já em 2027 o fluxo torna-se positivo, atingindo R\$ 18.811,75. Este resultado indica um *payback* extremamente atrativo, variando entre 14 e 15 meses, enquanto o *payback* GD1 varia entre 12 e 13 meses, o que demonstra que, apesar das novas regras da Lei nº 14.300/2022, a viabilidade econômica do sistema de 16,6 kWp permanece sólida.

Além do retorno rápido, a projeção de longo prazo revela uma geração de riqueza expressiva. No cenário GD II, o fluxo de caixa acumulado atinge R\$ 699.318,66 ao final de 20

anos. Comparativamente, no cenário de Direito Adquirido (GD I), esse valor seria de R\$ 876.892,96. Embora a nova legislação represente uma redução de aproximadamente 20,2% na rentabilidade acumulada em relação ao regime anterior, o valor final ainda supera largamente a maioria das aplicações financeiras conservadoras, consolidando o sistema fotovoltaico como um ativo estratégico de proteção contra a inflação energética.

Tabela 8 – Terceira parte da planilha

Ano	Economia anual - GD I	Economia anual - GD II	Fluxo de caixa - GDI	Fluxo de caixa - GD II
2026	28.337,78	24.866,93	- 3.162,22	- 6.633,07
2027	29.982,96	25.444,82	26.820,74	18.811,75
2028	31.362,18	25.665,91	58.182,92	44.477,66
2029	32.804,84	26.846,54	90.987,76	71.324,20
2030	34.313,86	28.081,48	125.301,62	99.405,68
2031	35.892,30	28.648,89	161.193,92	128.054,57
2032	37.543,34	29.966,74	198.737,26	158.021,31
2033	39.270,34	31.345,21	238.007,60	189.366,51
2034	41.076,77	32.787,09	279.084,37	222.153,60
2035	42.966,31	34.295,29	322.050,68	256.448,89
2036	44.942,76	35.872,88	366.993,43	292.321,76
2037	47.010,12	37.523,03	414.003,56	329.844,79
2038	49.172,59	39.249,09	463.176,14	369.093,88
2039	51.434,53	41.054,54	514.610,67	410.148,42
2040	53.800,52	42.943,05	568.411,19	453.091,48
2041	56.275,34	44.918,43	624.686,53	498.009,91
2042	58.864,00	46.984,68	683.550,53	544.994,59
2043	61.571,75	49.145,98	745.122,28	594.140,57
2044	64.404,05	51.406,69	809.526,33	645.547,26
2045	67.366,64	53.771,40	876.892,96	699.318,66

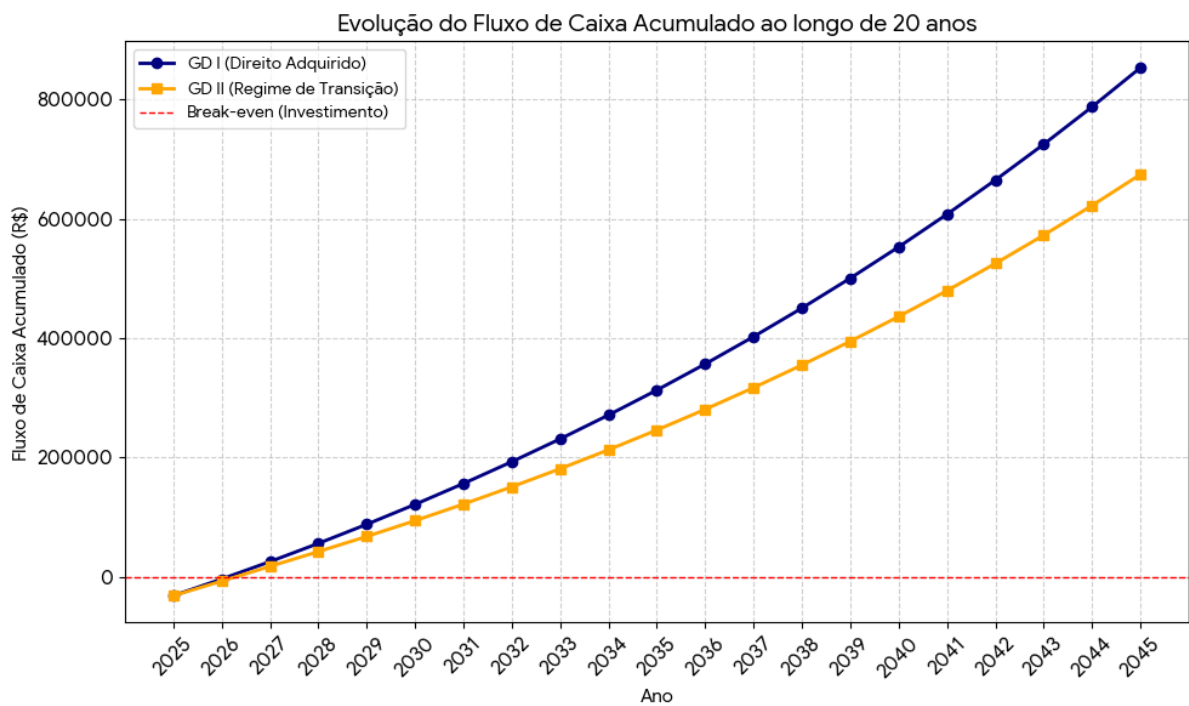
Fonte: Elaborado pelo autor (2026)

A análise comparativa entre os cenários regulatórios evidencia o impacto direto da Lei nº 14.300/2022 no fluxo financeiro do projeto. Na Figura 29, apresenta-se o comparativo da economia anual gerada pelo sistema. Observa-se que, no cenário pós-lei (GD II), ocorre uma redução imediata na economia nos primeiros anos devido ao escalonamento dos componentes tarifários (Fio B). Entretanto, a partir de 2029, a economia anual tende a se estabilizar e crescer proporcionalmente aos reajustes da tarifa de energia, demonstrando que o sistema permanece eficaz em mitigar os custos operacionais da unidade consumidora.

Complementarmente, a Figura 28 ilustra a evolução do fluxo de caixa acumulado ao longo do horizonte de 20 anos, destacando o ponto de equilíbrio (*payback*) de ambos os

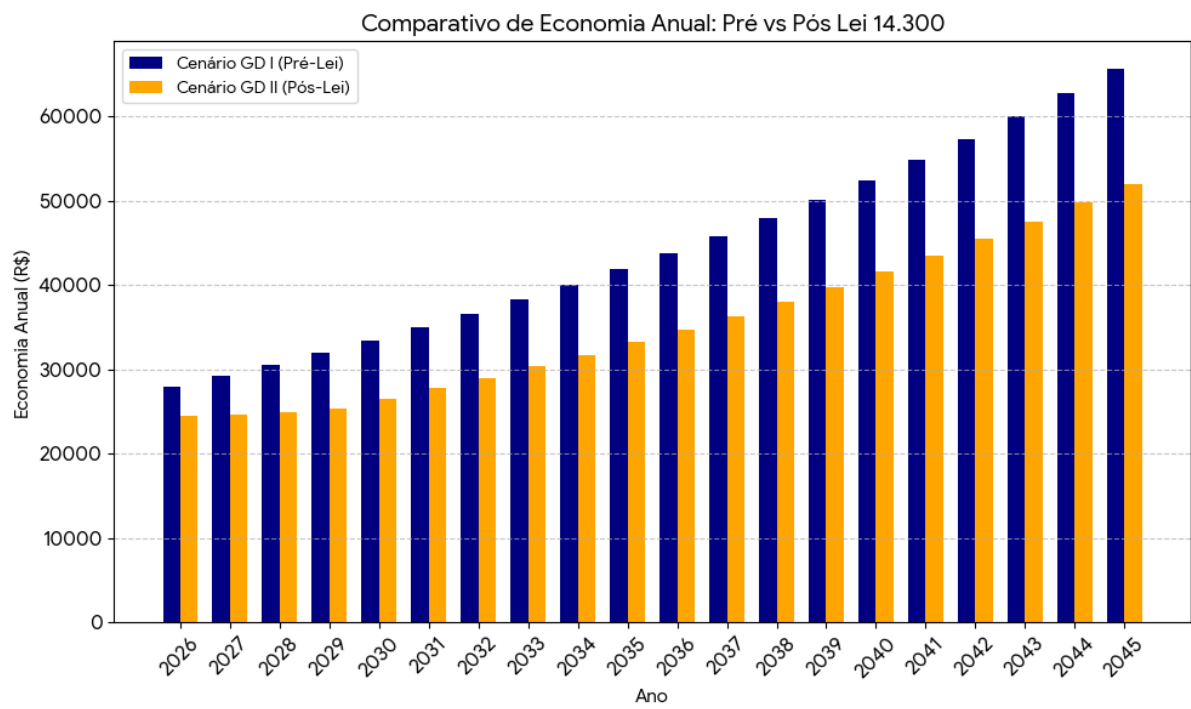
regimes. Nota-se que, embora o cenário sob a égide da nova legislação apresente um saldo acumulado inferior ao regime de direito adquirido (GD I), a diferença no tempo de retorno do investimento é mínima. Este resultado ratifica a viabilidade econômica da microgeração distribuída em Palmas-TO, visto que o fluxo de caixa acumulado final supera expressivamente o custo de oportunidade de investimentos conservadores do mercado financeiro

Figura 28- Evolução do Fluxo de Caixa Acumulado e Ponto de Equilíbrio



Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

Figura 29- Comparativo de Economia Anual: Cenário GD I vs. Cenário GD II



Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

7 CONCLUSÃO RETOMADA DA HIPÓTESE:

A transição regulatória estabelecida pela Lei nº 14.300/2022 representou o marco mais significativo para o setor de microgeração distribuída no Brasil desde a publicação da Resolução Normativa nº 482/2012. O presente estudo de caso, focado em um sistema de 16,6 kWp, permitiu mensurar de forma pragmática que, embora o conceito de "taxação do sol" tenha gerado incertezas e uma retração de vendas no mercado a realidade financeira para o consumidor final permanece amplamente favorável.

A análise financeira realizada demonstrou que o impacto do "Fio B" não anula a atratividade do investimento fotovoltaico. O *payback* obtido para o sistema de 16,6 kWp situou-se no intervalo de 14 a 15 meses, um resultado muito positivo quando confrontado com a vida útil de 20 a 25 anos do sistema. Esse retorno acelerado é potencializado pelo aumento médio histórico das tarifas de 5,72% ao ano, que atua como um indexador natural de rentabilidade, valorizando a energia gerada acima da inflação.

Conclui-se que a Lei nº 14.300/2022 cumpriu o papel de trazer segurança jurídica ao setor. Diferente do alarde inicial, a legislação protegeu o investidor ao estabelecer uma transição gradual e manter benefícios cruciais, como a isenção de custos de reforço na rede para microgeradores e a possibilidade de realocação de créditos entre unidades de mesma titularidade.

Para sistemas de pequeno porte, como o referenciado em estudos de 2,84 kWp na concessionária CELESC, o impacto financeiro foi considerado desprezível, enquanto para o sistema deste trabalho (16,6 kWp), a viabilidade foi ratificada pelo *payback* reduzido.

A energia solar fotovoltaica consolida-se não apenas como uma ferramenta de sustentabilidade ambiental, mas como um ativo financeiro resiliente. O amadurecimento do mercado, impulsionado por uma legislação moderna, exige que integradores e consumidores abandonem percepções equivocadas e baseiem-se em métricas técnicas de Fluxo de Caixa Acumulado.

Além disso, diante do novo cenário estabelecido pelo Marco Legal da Micro e Minigeração Distribuída, a atuação do engenheiro projetista torna-se ainda mais estratégica e analítica. É imperativo que este profissional realize um levantamento preciso da curva de carga do cliente, priorizando a maximização do autoconsumo instantâneo. Esta variável assume papel central na viabilidade econômica, uma vez que a energia consumida no momento da geração é integralmente aproveitada, sem a incidência dos encargos de distribuição, como o Fio B, que oneram apenas o excedente injetado na rede. Ademais, o projeto deve considerar as

particularidades regulatórias e tarifárias da concessionária local, visto que o valor do Fio B e as alíquotas de tributos variam conforme o estado e a área de concessão. Portanto, o sucesso do investimento pós-Lei nº 14.300/2022 não depende apenas da eficiência técnica dos componentes, mas da capacidade do engenheiro em compatibilizar a geração fotovoltaica com o perfil de consumo da unidade, garantindo o melhor retorno financeiro dentro das novas regras de compensação.

REFERÊNCIAS

- ABSOLAR – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA. **Energia solar tem geração recorde e R\$ 86,2 bi em investimentos no Brasil**. [S. l.], 2022. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/noticia/energia-solar-tem-geracao-recorde-e-r-862-bi-em-investimentos-no-brasil/>. Acesso em: 5 maio 2025.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 14724**: informação e documentação: trabalhos acadêmicos: apresentação. Rio de Janeiro: ABNT, 2011.
- BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Bandeiras Tarifárias**. [S. l.]: ANEEL, [2025?]. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/bandeiras-tarifarias>. Acesso em: 9 jul. 2025.
- BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012**. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. Brasília, DF: ANEEL, 2012.
- BRASIL. **Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022**. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS). Brasília, DF: Presidência da República, 2022.
- BRASIL, Fabiana da Silva *et al.* Análise dos impactos financeiros de uma usina de geração de energia fotovoltaica junto à carga com aplicação da lei 14.300. **Revista de Tecnologia Aplicada (RTA)**, [S. l.], v. 12, n. 1, p. 86-99, jan./abr. 2023. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.48005/2237-3713rta2023v12n1p8699>. Acesso em: 29 jan. 2026.
- CARDOSO, Rafael Balbino; MOURA, Layra Sanches de. Viabilidade econômica da geração distribuída fotovoltaica no estado de Minas Gerais, considerando a Lei 14.300/2022. **Revista DELOS**, Curitiba, v. 18, n. 64, p. 01-13, 2025. Disponível em: <https://doi.org/10.55905/rdelosv18.n64-152>. Acesso em: 29 jan. 2025.
- CEPEL – Centro de pesquisas de energia elétrica; CRESESB – centro de referência para as energias solar e eólica Sérgio de S. Brito. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: CEPEL/CRESESB, 2014.
- COMERC ENERGIA. **Empresa de transmissão de energia**. [S. l.], 20 nov. 2025. Disponível em: <https://www.comerc.com.br/panorama/empresa-de-transmissao-de-energia>. Acesso em: 17 fev. 2026.
- DADAM, Rafael da Silva. **Impacto financeiro da Lei 14.300/2022 sobre sistemas fotovoltaicos para consumidores dos subgrupos B1 e B3 de energia elétrica**. 2023. Trabalho de Conclusão de Curso (Tecnologia em Sistemas de Energia) – Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina, Florianópolis, 2023.
- DALLARI, Dalmo de Abreu. **Elementos de teoria geral do estado**. 33. ed. São Paulo: Saraiva, 2015.
- DUARTE, Geane Mulato; ARRUDA, Isadora Massugossa Rêgo de. **Análise da viabilidade**

técnica e econômica para implementação de um sistema fotovoltaico com base na lei 14.300/22 para cliente grupo A: um estudo de caso aplicado ao mega supermercado de Porto Nacional-TO. 2023. 116 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) – Instituto Federal do Tocantins, Palmas, 2023.

ELETRÔNICA DE POTÊNCIA. **Sistemas fotovoltaicos.** [S. l.], [2025?]. Disponível em: <https://eletronicadepotencia.com/sistemas-fotovoltaicos/>. Acesso em: 29 jun. 2025.

ENERGISA. **Composição de tarifa.** [S. l.]: Energisa, [2025?]. Disponível em: <https://www.energisa.com.br/para-sua-casa/dicas-e-informacoes/tarifa/composicao-de-tarifa>. Acesso em: 9 jul. 2025.

FRANÇA, J. L.; VASCONCELLOS, A. C. de. **Manual para normalização de publicações técnico-científicas.** 8. ed. Belo Horizonte: UFMG, 2009.

HAYASHI, Diogo Akio. **Impactos econômicos devidos ao marco legal da microgeração distribuída de energia elétrica.** 2023. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Medianeira, 2023.

INEE. **Relatório de Atividades 2023: Suporte técnico ao Legislativo e Eficiência Energética.** Rio de Janeiro: INEE, 2023. Disponível em: <http://www.inee.org.br>. Acesso em: 28 jan. 2026.

INSTITUTO FEDERAL DO TOCANTINS. **Diretrizes para elaboração de Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação.** 2. ed. Palmas: IFTO, 2020.

JUSBRASIL. **A Hierarquia das Normas e a Pirâmide de Kelsen.** [S. l.], 2024. Disponível em: [URL]. Acesso em: 29 jan. 2026. (*Lembre-se de inserir a URL correta*).

KELSEN, Hans. **Teoria pura do direito.** Tradução de João Baptista Machado. 6. ed. Coimbra: Arménio Amado, 1984.

LIMA, Diomar Adonis Copetti *et al.* Dimensionamento e a importância da legislação do setor elétrico para implantação de um sistema fotovoltaico. **Revista +Ingenio**, [S. l.], v. 2, n. 1, p. 77-91, jan./jun. 2020.

LOCKS, Bernardo Santana. **Análise de viabilidade econômica entre a lei 14.300 e a resolução normativa 482 para um sistema fotovoltaico residencial.** 2023. 67 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Civil) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2023.

MEIRELLES, Hely Lopes. **Direito administrativo brasileiro.** 42. ed. São Paulo: Malheiros, 2016.

MOSQUEIRA, J. **Energia solar fotovoltaica.** [S. l.: s. n.], 2020.

NANZA, Abel Augusto. **Lei nº 14.300, de 06 de janeiro de 2022 e seus impactos comerciais no setor fotovoltaico na região do extremo sul do Estado de Santa Catarina.** 2024. 116 f. Dissertação (Mestrado em Energia e Sustentabilidade) – Universidade Federal de Santa Catarina, Araranguá, 2024. Disponível em: <https://repositorio.ufsc.br/handle/123456789/260738>. Acesso em: 16 jan. 2026.

NEOSOLAR. **Sistemas de energia solar fotovoltaica e seus componentes**. [S. l.], [2025?]. Disponível em: <https://www.neosolar.com.br/aprenda/saiba-mais/sistemas-de-energia-solar-fotovoltaica-e-seus-componentes>. Acesso em: 29 jun. 2025.

OLIVEIRA, Francisco Quirino de; OLIVEIRA, Francisco Vieira de. **Viabilidade de projeto fotovoltaico pós lei 14.300/2022: estudo de caso em uma empresa no interior do Rio Grande do Norte**. [S. l.: s. n.], 2023.

OLIVEIRA, Monallisa Fernandes Bezerra de; ROCHA, Ednardo Pereira da. **Impactos ocasionados ao setor de microgeração distribuída após a aprovação da Lei 14.300/22**. [S. l.: s. n.], 2022.

OLIVEIRA JÚNIOR, O. L. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede: Estudo de caso – 3 kWp instalados no estacionamento do IEE-USP**. 2005. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2005.

PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antônio. **Engenharia de Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: CRESESB/CEPEL, 2014.

PLOTTER ENGENHARIA. **Como funciona o painel solar fotovoltaico e as placas fotovoltaicas**. [S. l.], [2025?]. Disponível em: <http://www.plotter.eng.br/como-funciona-o-painel-solar-fotovoltaico-placas-fotovoltaicas>. Acesso em: 29 jun. 2025.

PORTAL SOLAR. **Como funciona a placa solar?** [S. l.], [2025?]. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/como-funciona-placa-solar>. Acesso em: 28 jul. 2025.

PORTAL SOLAR. **Mercado de energia solar no Brasil**. [S. l.], [2025?]. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/mercado-de-energia-solar-no-brasil.html>. Acesso em: 15 jul. 2025.

PORTAL SOLAR. **Placa solar monocristalinas**. [S. l.], [2025?]. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/placa-solar-monocristalinas>. Acesso em: 29 jun. 2025.

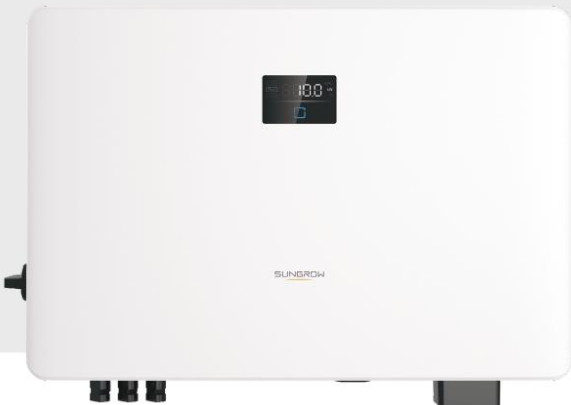
SILVA JUNIOR, Rui Pereira da. **Avaliação da viabilidade econômica da instalação de sistemas fotovoltaicos de energia elétrica pós-lei 14300: estudo de caso em Ilha Solteira**. 2025. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2025.

VILLALVA, Marcelo Gradella; GAZOLI, Jonas Rafael. **Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações: sistemas isolados e conectados à rede**. São Paulo: Érica, 2012.

ANEXO A – FICHA TÉCNICA INVERSOR SUNGROW

SG9.0/10RS-L

Inversor string MPPT duplo para sistema de 600 Vcc



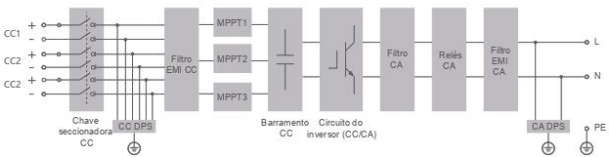
- ALTO RENDIMENTO**
- Compatível com módulos FV de alta potência
 - Menor tensão de inicialização e amplo intervalo de tensão MPPT
 - Topologia PID Zero integrada

- INSTALAÇÃO FÁCIL E PRÁTICA**
- Instalação Plug-and-play
 - Acesso com um clique à plataforma de monitoramento iSolarCloud
 - Leve e compacto, design de dissipação de calor otimizado

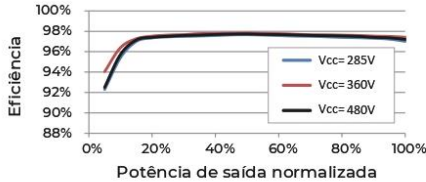
- SEGURANÇA E ROBUSTEZ**
- DPS CC tipo I+II e DPS CA tipo II, conforme ABNT NBR 16690
 - IP65
 - Proteção anticorrosão grau C5
 - AFCI integrado, conforme IEC 63027

- GERENCIAMENTO INTELIGENTE**
- Dados em tempo real (amostras com precisão de 10 segundos)
 - Atualização de firmware e alteração de parâmetros de forma remota

CIRCUIT DIAGRAM



EFFICIENCY CURVE (SG10RS-L)



Descrição	SG9.0RS-L	SG10RS-L
Entrada (CC)		
Máxima tensão de entrada FV	600 V	
Mínima tensão de entrada FV / Tensão de inicialização	40 V / 50 V	
Tensão nominal de entrada FV	360 V	
Faixa de tensão MPPT	40 V - 560 V	
Quantidade de MPPTs independentes	3	
Quantidade de entradas por MPPT	1	
Máxima corrente de entrada FV	48 A (16 A / 16 A / 16 A)	
Máxima corrente CC de curto-circuito	60 A (20 A / 20 A / 20 A)	
Saída (CA)		
Potência CA nominal de saída	9.000 W	10.000 W
Máxima potência CA de saída	9000 VA	10.000 VA
Corrente CA nominal de saída	41 A	45,5 A
Máxima corrente CA de saída	41 A	45,5 A
Tensão CA nominal	220 V / 240 V	
Faixa de tensão CA	154 V -276 V	
Frequência nominal / Faixa de frequência da rede	50 Hz / 45 a 55 Hz, 60 Hz / 55 a 65 Hz	
THD	< 3 %(à potência nominal)	
Fator de potência à potência nominal / Fator de potência ajustável	> 0,99 / 0,8 adiantado – 0,8 atrasado	
Fases de alimentação / Fases de conexão	1 / 1	
Eficiência		
Eficiência máxima / Eficiência europeia	97.8 % / 97.4 %	97.8 % / 97.4 %
Proteção		
Monitoramento de rede	Sim	
Proteção contra polaridade reversa nas entradas	Sim	
Proteção contra curto-circuito CA	Sim	
Proteção contra corrente de fuga	Sim	
Proteção contra surto	CC Tipo II / CA Tipo II, conforme ABNT NBR 16690	
Chave seccionadora CC	Sim	
Monitoramento de corrente por string FV	Sim	
Função PID Zero	Sim	
Sistema de proteção de arcos elétricos (AFCI)	Sim, conforme IEC 63027	
Dados gerais		
Dimensões (L x A x P)	525 mm x 365 mm x 170 mm	
Peso	18 kg	
Método de instalação	Montagem em parede	
Topologia	Sem transformador	
Grau de proteção	IP65	
Faixa de temperatura ambiente de operação	- 25 a 60 °C	
Faixa de umidade relativa permitida (sem condensação)	0 - 100 %	
Método de resfriamento	Resfriamento natural	
Altitude máxima de operação	4.000 m	
Visor	Visor digital de LED e indicador LED	
Comunicação	WLAN	
Tipo de conexão CC	Conector compatível com MC4 (máx. 6 mm²)	
Tipo de conexão CA	Terminal OT (máx. 16 mm²)	
Conformidade	Portaria Inmetro nº140 de 21 de março de 2022, IEC 63027	
Suporte à rede	Controle de potência ativa e reativa e controle de taxa de rampa de potência	

* Uma tensão de entrada que exceda o intervalo de tensão operacional do MPPT acionará a proteção do inversor

** Consulte o manual do usuário para informações sobre o intervalo de tensão MPP para potência nominal

*** A máxima potência de entrada em kWp suportada pelo inversor está relacionada aos limites máximos de tensão e corrente de curto-circuito por MPPT

ANEXO B – FICHA TÉCNICA MÓDULO FOTOVOLTAICO TCL SOLAR

HSM-ND66-GR610~635 | TOPCon
635W
Maximum Power

23.5%
Maximum Efficiency

0~+3%
Power Tolerance

Electrical Parameters (STC* & BNPI*)

* STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, AM1.5, Measuring Tolerance: ±3%
* BNPI: Front Irradiance 1000W/m², Back Irradiance 135W/m², Ambient Temperature 25°C, AM1.5, Measuring Tolerance: ±3%

Testing Condition		STC	BNPI	STC	BNPI	STC	BNPI	STC	BNPI	STC	BNPI	STC	BNPI
Maximum Power	P _{max} (W)	610	674	615	679	620	685	625	690	630	695	635	701
Open Circuit Voltage	V _{oc} (V)	48.50	48.66	48.72	48.86	48.94	49.11	49.16	49.30	49.38	49.50	49.60	49.74
Short Circuit Current	I _{sc} (A)	15.95	17.61	16.00	17.66	16.05	17.73	16.10	17.77	16.14	17.81	16.18	17.86
Maximum Power Voltage	V _{mp} (V)	40.59	40.61	40.79	40.79	40.98	41.00	41.18	41.20	41.40	41.40	41.62	41.63
Maximum Power Current	I _{mp} (A)	15.03	16.60	15.08	16.65	15.13	16.71	15.18	16.75	15.22	16.79	15.26	16.84
Module Efficiency	(%)	22.6		22.8		23.0		23.1		23.3		23.5	

Electrical Characteristics with Different Bifacial Gain*

* The additional gain from the back side depends on mounting (structure, height, tilt angle etc.) and albedo of the ground.

Bifacial Gain		5%	10%	5%	10%	5%	10%	5%	10%	5%	10%	5%	10%
Maximum Power	P _{max} (W)	641	671	646	677	651	682	656	688	662	693	667	699
Open Circuit Voltage	V _{oc} (V)	48.50	48.50	48.72	48.72	48.94	48.94	49.16	49.16	49.38	49.38	49.60	49.60
Short Circuit Current	I _{sc} (A)	16.75	17.55	16.80	17.60	16.85	17.66	16.91	17.71	16.95	17.75	16.99	17.80
Maximum Power Voltage	V _{mp} (V)	40.59	40.59	40.79	40.79	40.98	40.98	41.18	41.18	41.40	41.40	41.62	41.62
Maximum Power Current	I _{mp} (A)	15.78	16.53	15.83	16.59	15.89	16.64	15.94	16.70	15.98	16.74	16.02	16.79

Temperature Coefficient

Nominal Module Operating Temperature*	43 ± 2°C
Temperature Coefficient of I _{sc}	+0.045%/°C
Temperature Coefficient of V _{oc}	-0.24%/°C
Temperature Coefficient of P _{max}	-0.28%/°C

Operating Parameters

Operating Temperature	-40~+85°C
Maximum System Voltage	1500V DC
Maximum Series Fuse Rating	30A
Power Bifaciality	80 ± 5%
Safety Protection Rating	Class II
Fire Rating	Class A

Mechanical Data

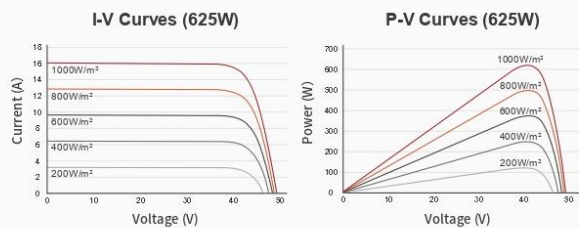
* Please refer to installation manual for details

No. of Cells	132pcs (6 × 22)
Dimension	2382 × 1134 × 30 mm
Weight	32.6kg ± 3%
Front Glass	2.0mm, Heat Strengthened, AR coating Glass
Back Glass	2.0mm, Heat Strengthened Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP68, three diodes
Cables	4.0mm ² , +300mm, -200mm (can be customized)
Maximum Static Load	Front: 5400Pa/Back: 2400Pa*

Packaging Configuration

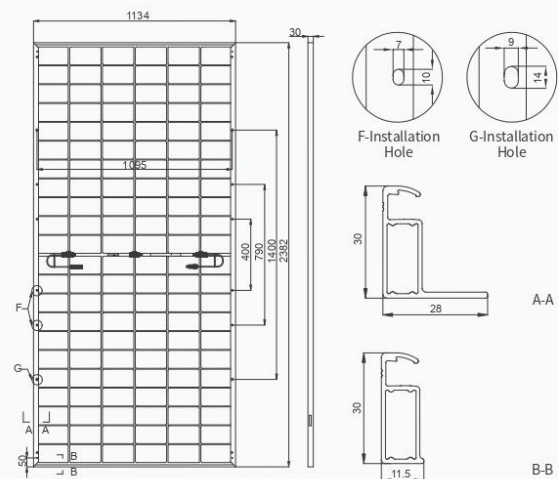
Modules per Pallet	36pcs
Modules per 40'HQ Container	720pcs
Pallets per 40'HQ Container	20pcs

Curve Graph



Engineering Drawing

[Unit: mm]


TCL SOLAR

Tel: 86-0510-87121106 E-mail: modules-contact@tzeco.com Website: www.tzeco.com
©2025HSPV, All rights reserved, contents included in this datasheet are subject to change without notice.



Datasheets

TCL SOLAR

[N] 210R
N-type TOPCon

G12R-66P

N-type Bifacial Double Glass Module

HSM-ND66-GR610~635

635W

Maximum Power Output

23.5%

Maximum Efficiency



Superior Customer Value

- Container space utilization saves shipping costs
- Low-voltage design optimizes BOS cost



High Energy Yield

- Consistent high yield in varying conditions
- Enhanced thermal resistance and bifacial power generation



Long-term Reliability

- Resistant to harsh environmental conditions

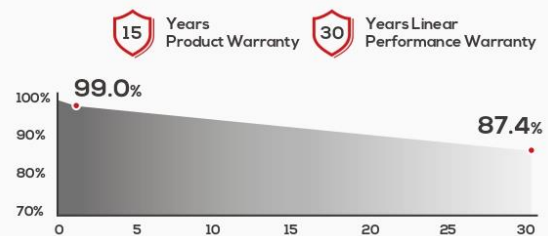
Comprehensive Products and System Certificates



IEC 61215 / IEC 61730 ISO 9001:2015 ISO 45001:2018 ISO 14001:2015

Version No.: HC-N-HSM2025-0910-EN

Linear Performance Warranty



* Please refer to product warranty for details