

**IMPACTOS DA LEI Nº 14.300/2022 NOS CUSTOS DA FATURA DE ENERGIA**  
Estudo de caso em uma indústria do Grupo A4 com geração distribuída fotovoltaica

**IMPACTS OF LAW NO. 14,300/2022 ON ELECTRICITY BILL COSTS**  
A Case Study in a Group A4 Industry with Photovoltaic Distributed Generation

Carina Iassanori do Carmo<sup>1</sup>  
Luis Gustavo Schroder e Braga<sup>2</sup>

**RESUMO**

A aprovação da Lei nº 14.300/2022 promoveu mudanças relevantes no sistema de compensação e tarifação da geração distribuída fotovoltaica no Brasil, principalmente em razão da implementação progressiva de novas normas de cobrança sobre a energia compensada. Essa mudança na regulamentação afeta diretamente o preço final da energia elétrica para os consumidores que usam sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Nesse cenário, o objetivo deste estudo é avaliar os impactos da Lei nº 14.300/2022 nos custos de energia elétrica para os consumidores do Grupo A4 com geração distribuída. Para tanto, utiliza-se uma metodologia quantitativa, fundamentada na avaliação do payback do sistema e na comparação dos dados reais de faturamento de uma indústria em dois períodos diferentes: antes e depois do início da implementação da legislação. Dessa forma, a análise permite mensurar em que medida a nova estrutura tarifária modifica os benefícios econômicos associados ao sistema fotovoltaico.

**Palavras-chave:** Lei 14.300/2022. Geração distribuída. Impactos Financeiros.

**ABSTRACT**

Law No. 14,300/2022 introduced a new regulatory framework for distributed photovoltaic generation in Brazil, leading to changes in the compensation and tariff structure applied to injected and compensated energy. These modifications directly affect the economic performance of photovoltaic systems connected to the distribution grid. This study aims to analyze the impacts of this legislation on electricity costs for Group A4 consumers who use distributed generation. A quantitative methodology is adopted, based on the payback assessment and the comparison of real billing data from an industrial facility in two different scenarios: prior to and following the beginning of the law's implementation. The results enable measuring how the new tariff structure affects the financial benefits associated with photovoltaic generation in the industrial sector.

**Keywords:** Law 14,300/2022. Distributed Generation. Financial Impacts.

---

<sup>1</sup> Rede de Ensino Doctum – Unidade Juiz de Fora – carinaiaassanori@gmail.com – graduanda em Engenharia Elétrica

<sup>2</sup> Rede de Ensino Doctum – Unidade Juiz de Fora – luis.braga@doctum.edu.br - Professor Orientador

## 1 - Introdução

Nos últimos anos, a procura por fontes de energia renováveis tem mostrado um aumento expressivo, movida pela necessidade de corte de gastos operacionais para manutenção de empresas e diminuição dos efeitos no meio ambiente causados pelo uso de fontes fósseis. Nesse contexto, a energia solar fotovoltaica se destaca por ser elemento fundamental para impulsionar a economia e garantir o funcionamento das atividades essenciais da vida moderna (Silveira, 2022, p. 5). Contudo, as recentes mudanças regulatórias no Brasil, especialmente a aprovação da Lei 14.300 de 6 de janeiro de 2022 que instituiu o Marco Legal da Microgeração e Minigeração Distribuída (MMGD) podem alterar substancialmente as condições de retorno financeiro de investimentos nessa área (Coelho, 2024, p. 20).

À partir dessas premissas, surgem as hipóteses de que a nova legislação estende o período para obtenção do retorno financeiro dos sistemas de geração distribuída fotovoltaica, que os encargos sobre a utilização da rede de distribuição elétrica diminuirão benefícios econômicos anteriormente garantidos e que o conhecimento detalhado dos parâmetros regulatórios permitirá aos consumidores, investidores e integradores a tomar decisões mais estratégicas e oportunas sobre a instalação dos sistemas. Santos (2024, p. 7) descreve em sua análise que os “resultados mostram um crescimento no efeito financeiro para novos projetos em poucos meses mas de nenhuma maneira inviabilizando tais projetos”, confirmando a importância em avaliar o real efeito das essas alterações sobre indicadores como o *payback* e a rentabilidade do sistema. Essas modificações afetam economicamente todos os perfis de usuários da geração distribuída, desde consumidores residenciais até grandes indústrias.

O objetivo deste estudo é analisar os impactos da Lei 14.300/2022 no tempo de retorno do investimento de um sistema fotovoltaico instalado em uma indústria de plásticos no estado do Rio de Janeiro. Por meio de um estudo de caso real, busca-se compreender como a nova regulamentação interfere na compensação de energia, quanto essa interferência altera o *payback* em comparação ao cenário de uma usina protocolada antes da vigência da lei, onde estão as informações essenciais para essa análise e como obtê-las e aplicá-las de forma prática e metodologicamente adequada.

A metodologia adotada configura-se como um estudo de caso, a partir da coleta e análise dos dados tarifários e de consumo da indústria de plásticos atendida pela Light, no Grupo A4 Industrial. Serão realizadas projeções financeiras da energia

gerada e consumida, além da comparação dos cenários regulatórios vigentes antes e após a implementação da nova lei, considerando o período de transição até 2029.

A justificativa para este estudo é tripartida: social, acadêmica e pessoal. Em nível social, ao encontrar as ferramentas úteis com uma base sólida para demonstração dos efeitos práticos causados pela lei, o trabalho ajudará investidores e consumidores a fazer escolhas mais seguras, apoiados por exemplos que mostram como o aumento de custos atinge o ganho do investimento (Rosado, 2023, p. 1).

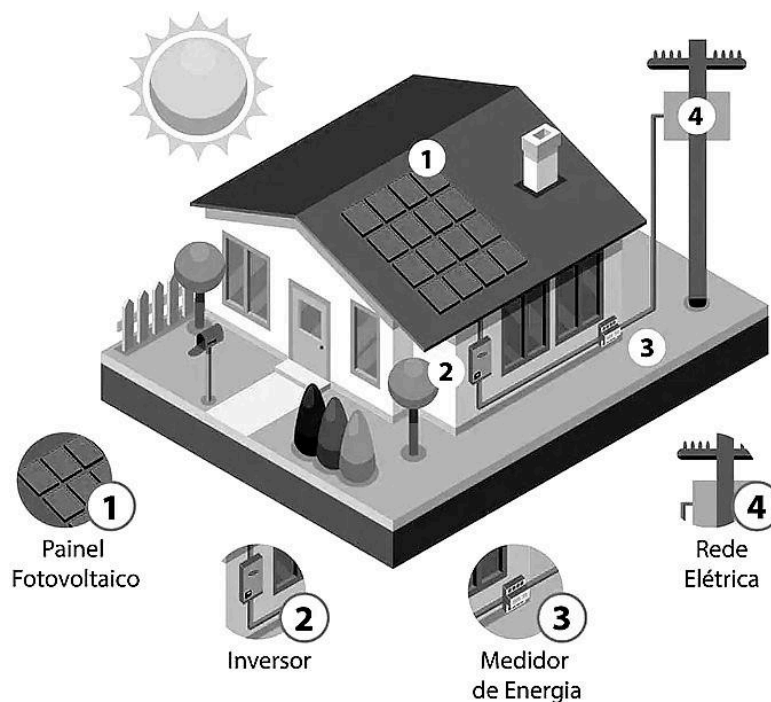
A compreensão desses efeitos também permite avaliar se as políticas e ações adotadas realmente se mostram benéficas e capazes de estimular o uso da energia solar como uma alternativa limpa e acessível. A nova regulamentação da geração distribuída pode gerar perdas anuais próximas de R\$2,12 bilhões no bem-estar socioeconômico e elevar em cerca de 0,35(Mt CO<sup>2</sup>eq/ano) as emissões. Esses resultados indicam que políticas de GD mal estruturadas podem causar impactos econômicos e ambientais adversos, reduzindo o benefício social que a geração distribuída poderia proporcionar (COSTA et al., 2022). Academicamente este estudo completa lacunas na literatura atual compilando os principais feitos da lei 14.300/2022 para parte do setor industrial que é um lugar pouco explorado por trabalhos como dito por (Moura, 2023, p. 7), que destaca a necessidade de mensurar as despesas e benefícios associados à geração distribuída durante o período de mudanças regulatórias. E, pessoalmente, como profissional no setor de energia solar, percebe-se que a recente consolidação desse tema no cenário nacional ainda provoca dúvidas e incertezas conceituais. As informações mais relevantes estão fragmentadas entre legislações, resoluções técnicas e fóruns especializados em energia solar. No entanto, boa parte do conhecimento prático e das informações resumidas e objetivas para cálculo ainda é comercializada por profissionais da área. Assim, este estudo tem como propósito reunir os principais conteúdos sobre o assunto, facilitando futuras consultas e promovendo uma compreensão mais clara sobre as novas regras estabelecidas para o grupo tarifário em questão, o A4 Verde.

## **2- Referencial Teórico**

Desde 2012, a produção de energia elétrica por fontes renováveis, como a solar fotovoltaica se tornou uma opção viável para os consumidores brasileiros. Essa oportunidade se firmou após a divulgação da Resolução Normativa nº 482/2012 pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) que criou então o Sistema de

Compensação de Energia Elétrica (SCEE). Através deste sistema, foi permitido ao consumidor produzir a sua própria energia de maneira sustentável (BRASIL, ANEEL, 2019, p. 2). Para Zanetti Neto *et al.*, (2014, p. 8), isso inaugurou um importante progresso normativo ao viabilizar a micro e minigeração compartilhada em território brasileiro, harmonizando-se com modelos já consolidados em outros países.

**Figura 1:** Funcionamento do sistema fotovoltaico



**Fonte:** Minha casa solar (2018).

O funcionamento básico do sistema de energia solar consiste em quatro etapas mostradas pela figura Figura (1), da seguinte forma:

1. Geração de energia elétrica em corrente contínua (CC) através dos painéis fotovoltaicos;
2. A corrente contínua gerada pelos painéis solares é convertida em corrente alternada (CA) pelo inversor. Em seguida, ela é direcionada ao quadro de proteção e, posteriormente, ao quadro geral do local de instalação, onde é distribuída para alimentar os aparelhos elétricos conectados à rede;
3. O medidor registra a quantidade de energia consumida e injetada na rede elétrica, permitindo o sistema de compensação de créditos de energia, os quais têm 60 meses de validade;
4. A energia excedente, não utilizada no momento da produção de energia, é injetada na rede.

E assim surgiram dois conceitos importantes: a simultaneidade e a compensação de créditos. A simultaneidade ocorre quando a energia gerada pelos painéis solares é consumida instantaneamente pelos equipamentos do local de instalação, no mesmo momento da produção. Ou seja, a energia consumida de forma simultânea não é injetada na rede, portanto não sofre cobrança. Quanto maior a simultaneidade, maior a economia proporcionada pelo sistema. Já a compensação de créditos acontece quando há excedente dessa energia gerada, ou seja, quando o sistema produz mais do que o consumo imediato. Esse excedente é injetado na rede da distribuidora, gerando créditos de energia (em kWh) que podem ser usados posteriormente para compensar o consumo mensal ou enviados para outras unidades consumidoras.

Também de acordo com a Resolução Normativa nº 482/2012, os sistemas fotovoltaicos podem ser classificados em quatro categorias, considerando o modo como se conectam à rede elétrica:

1. Geração junto à carga:

O sistema fotovoltaico está instalado no mesmo local de consumo

2. Autoconsumo remoto:

O sistema é instalado em um local diferente do consumo, mas o titular é o mesmo (mesmo CPF ou CNPJ);

3. Geração compartilhada:

Vários consumidores se unem em uma cooperativa ou consórcio para investir em um sistema solar coletivo. A energia gerada é repartida entre os participantes proporcionalmente à cota de cada um;

4. Empreendimento com múltiplas unidades consumidoras (EMUC):

Um único sistema atende várias unidades dentro de um mesmo terreno ou condomínio (residencial, comercial ou industrial). A energia é distribuída entre as unidades participantes conforme a fração de consumo ou contrato.

Posteriormente a Resolução Normativa nº 687/2015 trouxe novas mudanças importantes, ajustando os limites de potência das instalações e os métodos de adesão ao sistema de compensação. A Resolução nº 786/2017 complementou esses ajustes, ampliando as possibilidades de conexão e detalhando critérios técnicos para geração distribuída.

Mais recentemente, a Resolução Normativa nº 1.059, publicada em 2023, atualizou as regras para se alinhar às diretrizes da Lei nº 14.300/2022, que promoveu o marco legal da micro e minigeração distribuída, integrando as normas

ao conjunto das regras gerais de fornecimento de energia conforme estabelecido pela Resolução nº 1.000/2021 (BRASIL, União, 2022).

Denomina-se microgeração distribuída a central geradora com potência instalada até 75 quilowatts (KW). Já a minigeração distribuída é aquela com potência acima de 75 kW e menor ou igual a 3 MW (podendo ser até 5 MW em situações específicas, nos termos dos incisos IX e XIII e do Parágrafo Único do art. 1º da Lei nº 14.300/2022). Ambas são conectadas à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras (BRASIL, ANEEL, 2022a).

A promulgação da Lei nº 14.300/2022 elevou o patamar de maturidade do mercado de geração distribuída nacional, ao promover uma reestruturação relevante que, embora traga avanços em termos de segurança jurídica e regulatória para os agentes do setor ao impor regras claras para classificação e funcionamento de usinas, também introduz novos elementos que aumentam a imprevisibilidade quanto ao futuro desse modelo de geração de energia visto a ausência de parâmetros para a compensação após 2029 com a introdução da adição de componentes tarifárias no valor total da tarifa de energia, o que antes não era praticado.

À medida que o setor evolui, é essencial que os desafios ligados à conexão das unidades consumidoras à rede e à aplicação prática da Lei nº 14.300/2022 sejam tratados com equilíbrio e clareza. A legislação e as normas precisam acompanhar não apenas questões técnicas, mas também garantir que o modelo seja justo, sustentável e economicamente favorável ao desenvolvimento do setor. Assim, será possível dar mais segurança e continuidade ao avanço da geração distribuída no país (Evangelista, 2024).

O aprofundamento crítico sobre os efeitos da lei requer o entendimento dos fatores que afetam a operação e os custos da geração distribuída. Para isso, o referencial teórico a seguir examina a estrutura tarifária no Brasil, a classificação das unidades consumidoras, os grupos e bandeiras tarifárias relevantes e os indicadores financeiros fundamentais usados para estimar o retorno dos investimentos, incluindo o *payback*.

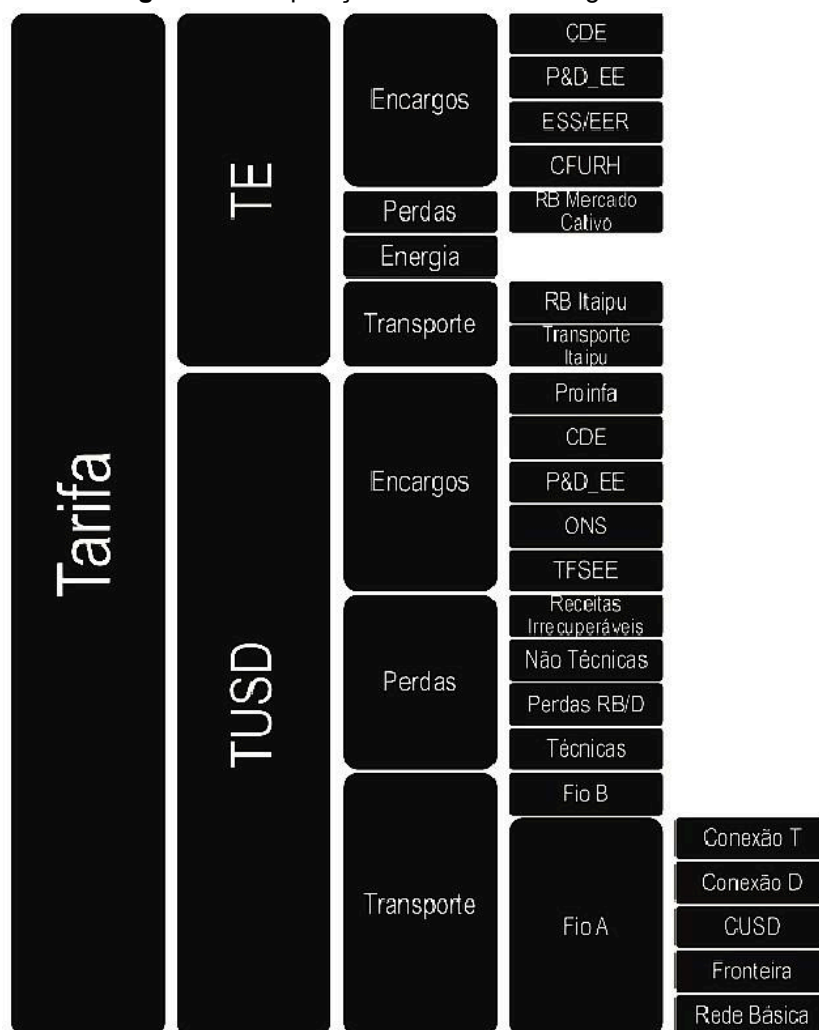
### **2.1- Composição da Tarifa de Energia no Brasil**

A viabilidade financeira da micro e minigeração depende diretamente das tarifas praticadas pela distribuição de energia elétrica, pois a economia gerada ao consumidor-gerador resulta do valor que ele deixa de pagar pela energia fornecida pela rede (Nakabayashi, 2014, p. 7). E por isso, é preciso entender a composição da

tarifa de energia no Brasil para avaliar o novo cenário.

A tarifa de energia elétrica é composta por diferentes componentes que demonstram quais são cada um dos custos de operação do sistema elétrico. A composição da tarifa de energia elétrica é um ponto chave para entender o custo final pago pelo consumidor. A tarifa é formada por componentes que remuneram a geração, a transmissão e a distribuição, além de encargos setoriais e tributos obrigatórios. Esses encargos incluem taxas para o uso das redes e subsídios setoriais, que resultam no valor da conta de luz (Silveira, 2022, p.16).

**Figura 2:** Composição Tarifária da Energia Elétrica



Fonte: ANEEL (2018).

De acordo com Bernardes; Júnior (2020), a tarifa de energia elétrica no Brasil é composta, em média, pelas seguintes parcelas que refletem as diversas etapas do setor:

1. Geração (31,3%): Refere-se aos custos de produção e compra de energia, representados pela Tarifa de Energia (TE);

2. Distribuição (24,9%): Engloba o pagamento pelo uso e manutenção das redes elétricas, através da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD);
3. Transmissão (4,1%): Corresponde ao transporte da energia em alta tensão, identificado pela Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST);
4. Encargos setoriais (10,7%): Incluem subsídios, programas de incentivo à geração e políticas públicas do setor elétrico;
5. Tributos (29,0%): Compreendem impostos federais, estaduais e municipais, como Programa de Integração Social e Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público (PIS/PASEP), Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS), Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) e Contribuição de Iluminação Pública (CIP), que incidem sobre a fatura de energia.

Em 2024, o Ministério de Minas e Energia (MME) divulgou a Portaria nº 78/GM/MME, que define as diretrizes para a concessão de incentivos a projetos de minigeração distribuída em todo o país. Segundo a Lei n.º 14.300/2022, esses empreendimentos podem ter isenção de PIS e COFINS por um período de até cinco anos (BRASIL, MME, 2024).

Historicamente, o ICMS era aplicado sobre ambas componentes, TE e TUSD, independentemente da natureza do consumo. No entanto, com a introdução do Sistema de Compensação de Energia Elétrica, estabelecido pela Resolução Normativa n.º 482/2012 da ANEEL, firmou-se a compreensão de que a energia elétrica produzida e, em seguida, compensada pelo próprio consumidor, como acontece nos sistemas fotovoltaicos, não configura uma operação de circulação mercantil, mas sim um método de troca de energia. (Lino, 2025).

Nesse novo cenário, foi publicado o Convênio ICMS nº 16/2015 do Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ), que permitiu que os Estados dessem isenção do imposto sobre a energia elétrica compensada, desde que respeitadas certas condições técnicas e de potência instalada de até 1 MW. (BRASIL, CONFAZ, 2015). No entanto, o texto do CONFAZ foi interpretado de maneiras diferentes pelas unidades federativas. Enquanto alguns estados ampliaram a isenção para incluir a TUSD, outros restringiram o benefício apenas à TE.

No Rio de Janeiro foi tomada a seguinte decisão conforme Lei nº 8.922 de 30 de Junho de 2020 com vigência até 31 de dezembro de 2032:

Art. 1º Fica concedido, com base no § 8º da Lei Complementar nº 160, de 07 de agosto de 2017, e na cláusula décima terceira do Convênio ICMS nº 190/2017, a isenção de ICMS nas operações de saídas internas de energia elétrica fornecida pela distribuidora à unidade consumidora, na quantidade correspondente à energia injetada na rede de distribuição somada aos créditos de energia ativa originados, no mesmo mês ou em meses anteriores, na própria unidade consumidora ou em outra unidade de mesma titularidade, desde que o responsável pela unidade tenha aderido ao Sistema de Compensação de Energia Elétrica, nos termos estabelecidos nesta Lei (ESTADO DO RIO DE JANEIRO, 2020).

## **2.2- Demanda Contratada**

A demanda contratada representa a potência ativa máxima (em kW) que o consumidor do Grupo A contrata junto à distribuidora, sendo cobrada mês a mês independentemente do uso real, como um valor fixo estipulado em contrato (Flach, 2022). Mesmo que os equipamentos do consumidor não operem em seu máximo, essa cobrança permanece integral, garantindo que a capacidade elétrica exigida seja sempre atendida. Se o consumo ultrapassar a demanda acordada em mais de 5%, ou até 10% em casos especiais, conforme previsto pela ANEEL é aplicada uma tarifa de ultrapassagem, que pode multiplicar o valor da demanda contratada em até três vezes (EDP Brasil, 2024). Essa estrutura tarifária possibilita à distribuidora planejar adequadamente a infraestrutura da rede, prevenindo falhas decorrentes do consumo simultâneo excessivo e assegurando o fornecimento de forma estável e eficiente.

## **2.3- Grupos Tarifários**

No Brasil, os consumidores de energia são classificados em Grupos Tarifários A e B baseados na tensão de fornecimento e no método de cobrança, como regulamentado pela ANEEL. O Grupo A abrange unidades atendidas em média ou alta tensão ( $\geq 2,3$  kV), que têm uma tarifa binômica com pagamentos separados por consumo (kWh) e demanda (kW), além de escolhas tarifárias de horário (verde ou azul) conforme os horários de uso (BRASIL, ANEEL, 2021). Na Horária Azul, o preço muda conforme o horário tanto na demanda quanto no uso de energia; usa-se uma tarifa específica para a demanda no período de ponta e fora ponta, bem como tarifas distintas para o consumo de energia elétrica, conforme os postos tarifários. Já na Horária Verde, apenas o consumo sofre variação entre os horários de ponta e fora

de ponta; a demanda, por sua vez, é cobrada por meio de um valor único e simples, independentemente do horário de uso.

Já o Grupo B inclui os consumidores em baixa tensão (< 230 kV), como residências, pequenos comércios e serviços públicos, submetidos à tarifa monômnia (cobrança única por consumo), podendo optar pela tarifa branca, que varia conforme o horário de uso (CONCEG, 2022). O subgrupo A1 abrange alta tensão ( $\geq 230$  kV), A2 (88–138 kV), A3 (69 kV), enquanto os subgrupos A3a (30–44 kV) e A4 (2,3–25 kV) referem-se à média tensão, com o AS incluindo unidades subterrâneas secundárias. Essa estrutura tarifária permite uma cobrança mais exata e alinhada com o tipo de consumo favorecendo indústrias grandes usuários no Grupo A enquanto oferece simplicidade e previsibilidade para o consumidor residencial do Grupo B.

Como o estudo concentra-se em uma fatura do Grupo A, o cálculo para valor total da fatura é determinado pela Equação (1):

$$Fatura\ Total\ A = (T_e + I) \times C + (D - I) + Outros \quad (1)$$

Onde,  $T_e$  corresponde à tarifa de energia em R\$/kWh,  $I$  corresponde aos impostos em R\$,  $C$  ao consumo do Horário Ponta e do Horário Fora Ponta em kWh e  $D$  à demanda contratada em kW. Todos os valores podem ser identificados na própria fatura de energia.

Quando a conta de luz acessível não pode ser utilizada como referência para a tarifa, para simular cálculos financeiros futuros por exemplo, é possível determiná-la através da Equação (2), onde  $T_e$  corresponde à tarifa de energia sem impostos e as demais variáveis são os valores das respectivas tarifas e impostos homônimos em R\$.

$$T_e = TE + TUSD \quad (2)$$

Ou com impostos por meio da Equação (3):

$$T_i = \frac{(TE + TUSD)}{(1-ICMS) \times (1-(PIS+COFINS))} \quad (3)$$

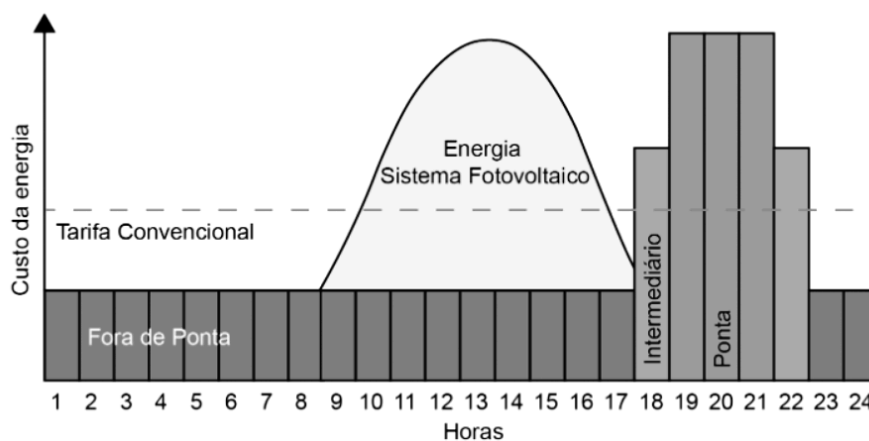
Onde,  $T_i$  corresponde à tarifa de energia com impostos em R\$/kWh e as demais variáveis são os valores das respectivas tarifas e impostos homônimos em R\$.

## 2.4- Posto Tarifário

A modalidade tarifária horária, aplicada ao Grupo A (média e alta tensão) e B com Tarifa branca (baixa tensão), estabelece três faixas de consumo com valores diferenciados, conforme definido pela (BRASIL, ANEEL, 2022c):

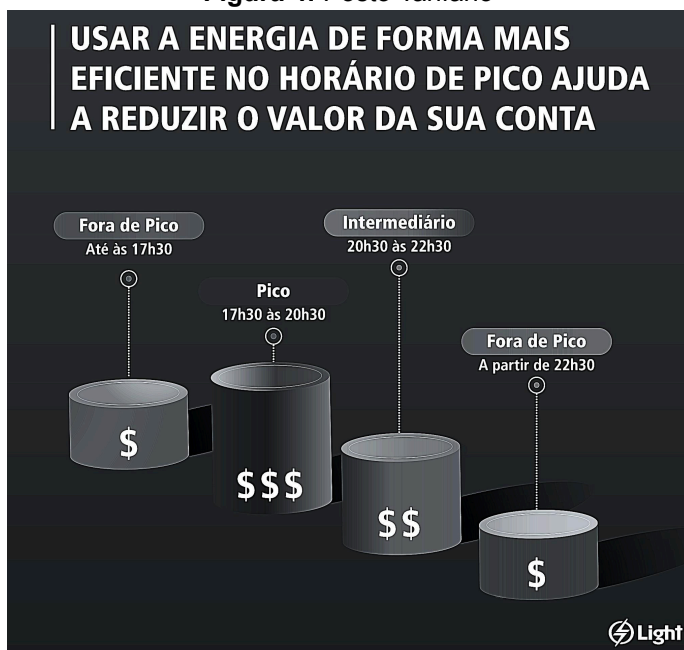
- Ponta: período de três horas consecutivas em dias úteis (excluindo sábados, domingos e feriados), quando a necessidade de energia é alta;
- Fora de ponta: restante do dia, incluindo dias úteis, fins de semana e feriados;
- Intermediário: faixa adicional, aplicável na Tarifa Branca do Grupo B, geralmente composto por uma hora antes e uma hora depois do período de ponta.

**Figura 3:** Média de Horário de Posto Tarifário



Fonte: Blog do Luvik (2023).

**Figura 4:** Posto Tarifário



Fonte: Light S.A (2021).

Essas faixas tarifárias permitem à distribuidora dimensionar adequadamente a infraestrutura elétrica, reduzindo o risco de falhas no sistema por consumo simultâneo excessivo. O horário de cada uma delas possui uma média de duração e pode variar de acordo com a concessionária, como na Figura 4 que exemplifica os postos tarifários na *Light* e orienta o cliente ao consumo da energia fora do Horário de Ponta.

Para calcular o fator de ajuste (FA) do posto tarifário utiliza-se a Equação (4):

$$FA = \frac{TE_p}{TE_{fp}} \quad (4)$$

Onde  $TE_p$  é o valor da tarifa de energia no horário ponta e  $TE_{fp}$  é o valor da tarifa de energia no horário fora de ponta, ambos em R\$/kWh.

## **2.5- Regulação da Geração Distribuída no Brasil e reflexos na tarifação de energia**

No mercado cativo de elétrica, a tarifa paga pelo consumidor final é composta por uma parcela que se refere aos gastos com a produção e transmissão da energia, bem como aos encargos setoriais estabelecidos pelo Governo. A outra parte está relacionada aos custos essenciais para operar, preservar e expandir a rede de distribuição que transporta a energia até os consumidores. Essa estrutura de tarifas garante que as concessionárias tenham os fundos necessários para manter a continuidade e a qualidade do serviço oferecido (Freitas, 2023, p. 33).

Os custos incorporados ao preço da energia para os consumidores existem para assegurar que todos os usuários conectados às redes paguem de forma justa pelos custos do sistema elétrico, promovendo a sustentabilidade financeira do setor. A parcela B (conhecida como Fio B), especificamente, corresponde à parcela da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição destinada à remuneração pela distribuição de energia elétrica até o consumidor final, incluindo o custo de ativos e manutenção (BRASIL, ANEEL, 2022b). A principal razão para o início da inclusão do Fio B na tarifa, portanto, foi a necessidade de balancear esses custos. Com o aumento da geração distribuída, particularmente a solar fotovoltaica, os consumidores-geradores utilizavam a infraestrutura das distribuidoras sem ajudar na manutenção e expansão. Isso resultava em subsídios indiretos pagos por todos os consumidores, o que tornava o modelo ruim.

Diversos grupos estavam envolvidos nas discussões sobre as alterações na tarifa de energia elétrica. Consumidores com sistemas de GD queriam manter os

benefícios tarifários anteriores, temendo o aumento nos custos finais da fatura de energia. Distribuidoras de energia defendiam que precisavam cobrar pelo uso da rede para garantir a sustentabilidade do setor. A Agência Nacional de Energia Elétrica trabalhou como mediadora, promovendo consultas públicas e audiências para discutir as mudanças juntamente com a sociedade e os agentes do setor, buscando equilibrar os interesses de ambos.

**Figura 5:** Resumo das Regras de Compensação por tipo de GD.

	<b>GD I</b>	<b>GD II</b>	<b>GD III</b>
<b>COBRANÇA</b>	Compensação integral dos componentes tarifários. (Não há a cobrança pelo uso da rede)	% Fio B (2023- 15%, 2024 - 30%, 2025 - 45%, 2026 - 60%, 2027 - 75% e 2028 e/ou 2029 e 2030 - 90%)	100% Fio B + 40% Fio A + TFSEE e P&D  (De 2023 até 2028 ou 2030)
<b>MARCO</b>	Conexões protocoladas até 07/01/2023	Conexões protocoladas a partir do dia 08/01/2023	Conexões protocoladas a partir do dia 08/01/2023
<b>ENQUADRAMENTO</b>	Todas as modalidades.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Autoconsumo Local</li> <li>• EMUC</li> <li>• Autoconsumo Remoto até 500 kW</li> <li>• Geração Compartilhada até 500 kW (beneficiária com &lt;25% dos excedentes)</li> <li>• Fontes Despacháveis – qualquer modalidade</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Autoconsumo Remoto &gt; 500 kW</li> <li>• Geração Compartilhada &gt; 500kW (beneficiária com ≥ 25% dos excedentes)</li> </ul>
<b>NORMATIVOS</b>	Art. 26 Lei 14.300/22 Art. 655-O REN 1.000/21 Art. 1º REH 3.169/22	Art. 27 Lei 14.300/22 Art. 655-P REN 1.000/21 Art. 1º REH 3.169/22	Art. 27 § 1º Lei 14.300/22 Art. 655-P REN 1.000/21 Art. 1º REH 3.169/22

**Fonte:** DACHERY (2023).

A ANEEL estabeleceu um período de transição para a cobrança do Fio B, com aumento gradual até 2029. Consumidores que instalaram sistemas de geração distribuída ou protocolaram pedidos em até 12 meses após a publicação da lei mantêm as regras anteriores até 2045, garantindo inalteração da cobrança para seus investimentos até a data. A cobrança do Fio B para energia excedente injetada na rede teve início em 2023, iniciando no custo de 15% sobre o valor, e está prevista para chegar a 90% até 2029.

O modelo representado na Figura (5) classificou a forma de cobrança para cada consumidor conforme data máxima de aprovação do projeto, máximo de potência de autoconsumo e níveis de injeção, prevendo isenção até 2045 para sistemas classificados como GD I, cobrança escalonada para GD II até 2029 e tarifa

integral desde 2023 para GD III (Aldo Solar, 2022). Essa distinção permite uma tributação mais justa, alinhada ao uso real da infraestrutura, e reflete a transição gradativa do modelo tarifário estabelecido pela nova legislação.

Além das decisões apresentadas, algumas das diferenças entre o Marco Legal da GD e a Resolução 482/2012 são apresentadas na Figura (6).

**Figura 6:** Parte de Comparação entre a REN 482 e Lei 14.300

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 novo 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

**Fonte:** Bárbara Rubim (2022).

No que diz respeito à classificação quanto à Demanda das Usinas, na 4ª linha da tabela acima, foi definido que a divisão entre TUSD C (Consumo ou Carga) e TUSD G (Geração) emerge da Lei nº 14.300/2022 como uma mudança necessária para diferenciar o uso da rede. No caso da TUSD G passa a ser aplicada na fatura dos consumidores que injetam energia na rede proveniente de sistemas fotovoltaicos, com potência maior que a demanda contratada, a partir da primeira revisão tarifária da concessionária após a publicação do Marco Legal. Para os outros casos, a TUSD C permanecerá sendo aplicada normalmente e para consumidores com sistemas de geração distribuída aprovados pelas respectivas concessionárias até 7 de janeiro de 2023, a tarifa também permanece inalterada até 31 de dezembro de 2045, sem cobrança adicional por Fio B (Canal Solar, 2023).

Portanto, se Demanda de Consumo > Potência Instalada, o cliente será cobrado pela TUSD C. Em contrapartida, se Demanda de Consumo < Potência Instalada é feita a cobrança da TUSD G na fatura conforme Equação (5):

$$Total\ G = D \times TUSD\ C + (P - C) \times TUSD\ G \quad (5)$$

Onde,  $C$  corresponde ao consumo,  $D$  à demanda contratada em kW, TUSD C e TUSD G correspondem aos valores de suas tarifas homônimas e  $P$  corresponde à potência do sistema em kW.

No início da aplicação da Lei nº 14.300/2022, o efeito de custo para as pessoas residenciais foi visto como baixo. De acordo com o estudo foi divulgado pela *PV Magazine Brasil* (Neves, 2023) um projeto residencial comum de 8kW (10,4 kWp), que antes da lei indicava um *payback* entre 3,08 e 4,83 anos (regime GD I), passou a ter um *payback* entre 3,33 a 5,08 anos depois da entrada em vigor da nova legislação (regime GD II) mostrando um pequeno aumento no tempo de retorno.

No caso das indústrias, acredita-se que o impacto tende a ser ainda menor, já que essas unidades consomem boa parte da energia de forma simultânea ao período de geração solar, reduzindo a injeção de créditos excedentes na rede. A estimativa é de que a simultaneidade média é de 40% a 50% em residências e de 70% a 90% em indústrias leves (Descarbonize Soluções, 2025). E, como apontado no capítulo 2, quanto maior a simultaneidade menor o valor final pago pela energia gerada.

## 2.6- Como encontrar as componentes tarifárias

As tarifas de energia elétrica podem ser obtidas por meio de análise das faturas, das memórias de cálculo disponibilizadas nos documentos de Resolução Homologatória, que formalizam os resultados dos Reajustes Tarifários Anuais, através da Planilha de Cálculo da Abertura Tarifária (PCAT) e também da Base de Dados das Tarifas das Distribuidoras de Energia Elétrica, todos fornecidos pela ANEEL.

Os reajustes e revisões tarifárias ocorrem em datas previamente estabelecidas e cada processo é submetido à apreciação em reunião pública da Diretoria da ANEEL e, somente após sua aprovação, as novas tarifas são oficialmente publicadas por meio da Resolução Homologatória correspondente (BRASIL, ANEEL, 2025).

No portal oficial do Governo Federal (<https://www.gov.br/aneel/pt-br>), na seção dedicada à Agência Nacional de Energia Elétrica, é possível acessar a área

chamada “Tarifas e Informações Econômico-Financeiras”. Nela, encontra-se a Base de Dados das Tarifas das Distribuidoras de Energia Elétrica, além de informações adicionais sobre os componentes tarifários e explicações detalhadas sobre a estrutura da conta de energia elétrica.

**Figura 7:** Tutorial Base de Dados das Tarifas das Distribuidoras de Energia Elétrica

Base de Dados das Tarifas das Distribuidoras de Energia Elétrica

Relatório contendo os dados das Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição

Menu de Navegação

Painéis 1

TUSD e TE

Componentes Tarifários 2

Histórico anterior a 2010

4

3

5

6

7

8

9

10

Sigla	Resolução ANEEL	Início Vigência	Fim Vigência	Base Tarifária	Subgrupo	Modalidade	Classe	Subclasse	Detalhe	Acessante	Posto
Amazonas Energia	REH Nº 3.333, DE 21 DE MAIO DE 2024	26/05/2024	25/05/2025	Base Econômica	A3	Azul	Não se aplica	Não se aplica	APC	Não se aplica	Fora ponta

**Fonte:** Adaptado de ANEEL (2025).

Para acessar as tarifas, são seguidas as etapas:

- I. São escolhidas as componentes TUSD e TE (1) ou demais Componentes tarifárias (2), caso seja escolhida a opção (2), será preciso escolher a Componente Tarifária de interesse após o preenchimento abaixo;
- II. É escolhido o ano de interesse (3);
- III. A Sigla (4) selecionada deve ser a Concessionária de interesse;
- IV. A Base Tarifária (5) selecionada é sempre Tarifa de Aplicação;
- V. Em seguida são selecionados o Subgrupo (6), a Modalidade (7), a Classe (8) e a Subclasse (9) da conta de luz em análise;
- VI. E por fim, o Detalhe (10) deve ser sempre SCEE.

**Figura 8:** Resultado da Busca das Componentes tarifárias

Sigla	Resolução ANEEL	Início Vigência	Fim Vigência	Base Tarifária	Subgrupo
Light	REH Nº 3.310, DE 12 DE MARÇO DE 2024	15/03/2024	22/06/2025	Tarifa de Aplicação	A4
Light	REH Nº 3.310, DE 12 DE MARÇO DE 2024	15/03/2024	22/06/2025	Tarifa de Aplicação	A4

Modalidade	Classe	Subclasse	Detalhe	Acessante	Posto	Unidade	TUSD	TE
Verde	Não se aplica	Não se aplica	SCEE	Não se aplica	Fora ponta	R\$/MWh	144,46	68,95
Verde	Não se aplica	Não se aplica	SCEE	Não se aplica	Ponta	R\$/MWh	1.080,79	68,95

**Fonte:** Adaptado de ANEEL (2025).

O resultado da busca indicará o valor da tarifa em R\$/MW ou em R\$/kW, conforme Figura (8).

A busca pode ser feita da mesma forma para a Planilha PCAT encontrada através da Consulta de Processos no Portal da ANEEL com acesso através do link (<https://calculostarifarios.aneel.gov.br/lista-publica>).

**Figura 9:** Tutorial Base de Consulta de Processos

The screenshot shows a web interface for consulting processes. At the top, there is a breadcrumb trail: a home icon followed by '> Início'. Below this is the title 'Consulta de processos'. The main area is a form titled 'Filtrar dados' (Filter data). It contains five dropdown menus: 'Categoria do agente' (Agent Category) with 'Concessionária' selected, 'Agente' (Agent) with 'Todos' selected, 'Status' (Status) with 'Todos' selected, 'Tipo de processo' (Process Type) with 'Selecione o item' (Select item) selected, and 'Ano' (Year) with 'Selecione o item' selected.

**Fonte:** Adaptado de ANEEL (2025).

Para acessar as tarifas, são seguidas as etapas:

- I. É escolhida a Categoria do Agente como Concessionária;
- II. Agente é a Concessionária de interesse;
- III. A Sigla (4) selecionada deve ser a Concessionária de interesse;
- IV. O Status será Definitivo;
- V. Tipo de Processo escolhido será o de Reajuste;
- VI. E por fim, o Ano de interesse;

O resultado da filtragem resulta como no exemplo da Figura (10):

**Figura 10:** Tutorial Base de Consulta de Processos

Agente	Status	Tipo de processo	Início Vigência	Ano/Evento
Concessionária 60444437000146 LIGHT	Definitivo	Reajuste	15/03/2024	2024_0

Nível Tarifário	Estrutura Tarifária	Atos regulatórios	Outros	Ação
SPARTA CN 2024_R... Nota Técnica_RTA 2... Encargo RB e CO_v... CVA Light 2024 F.xls...	382 PCAT Light 202...	<a href="https://www2.aneel...">https://www2.aneel...</a>		

**Fonte:** Adaptado de ANEEL (2025).

Para acessar o PCAT e outras planilhas detalhadas, basta clicar no símbolo abaixo de “Ação”, e para acessar a Resolução Homologatória, basta clicar no link abaixo de Atos Regulatórios. Acessada a planilha PCAT, os filtros deve ser selecionada a aba “Tarifas Aplicáveis” e filtrar as informações sobre o Subgrupo, a Modalidade, a Classe e a Subclasse da conta de luz em análise assim como na Base de Dados e os dados serão apresentados de forma semelhante, porém, mais completa. É importante lembrar que deve ser considerada sempre as tarifas aplicáveis para SCEE.

Já a Resolução Homologatória apresentará uma Tabela com as Tarifas de Aplicação e Base Econômica, bem como uma Tabela com Benefícios Tarifários e Percentuais de Desconto. Basta encontrá-los também de acordo com a classificação do Grupo e Subgrupo em análise. Se comparados os dados, serão os mesmos em todas as fontes de pesquisa.

## **2.7- Métodos de Análise Econômica**

### **2.7.a - Payback**

O *payback* é um método de análise amplamente utilizado para estimar o tempo necessário para recuperar o investimento inicial e dar o início à obtenção de lucros (BRIGHAM *et al.*, 2001). Para obtenção deste resultado, é utilizada a Equação (6) com medidas em R\$/kWh onde  $I_t$  = Investimento Total no sistema fotovoltaico e  $E_t$  = Economia Total promovida pelo sistema fotovoltaico.

$$Payback = \frac{I_t}{E_t} \quad (6)$$

### **2.7.b - Valor Presente Líquido (VPL)**

O VPL é calculado subtraindo o valor presente dos custos do investimento do valor presente dos fluxos de caixa futuros. Assim, a relação entre os fluxos de caixa do projeto e o capital investido possibilita a quantificação do lucro ou prejuízo do projeto.

Um VPL positivo indica que o projeto é viável. Em contrapartida, um VPL negativo sinaliza que o projeto não traz retorno e pode ainda trazer prejuízos (Brigham *et al.*, 2001, p. 339-341). É calculado conforme Equação (7):

$$VPL = -FC_0 + \frac{FC^n}{(i+1)^n} \quad (7)$$

Onde,  $FC_0$  é o Fluxo de Caixa no período 0, e  $n$  é o número de períodos (meses, anos).

### 2.7.c - Taxa Interna de Retorno (TIR)

A TIR é compreendida como a taxa de juros para a qual o VPL é nulo. Quanto maior a TIR, mais atrativo é o investimento. Um projeto viável deve ter uma TIR maior do que a taxa de atratividade financeira (Filho; Kopittke, 2020, p. 123). O valor é calculado conforme Equação (8):

$$0 = \sum_{x=1}^n \frac{RLx}{(1+TIR)^x} - I_0 \quad (8)$$

Onde,  $RL_x$  é a receita líquida para o ano,  $n$  é o número de anos de estudo e  $I_0$  é o investimento inicial do projeto.

### 2.7.d - Fluxo de Caixa Descontado

É uma técnica de avaliação que determina o valor presente de um investimento, fundamentando-se na previsão de seus fluxos de caixa futuros.

A avaliação realizada pelo método do Fluxo de Caixa Descontado se baseia na teoria de que o valor de um negócio depende dos benefícios futuros que ele irá produzir, descontados para um valor presente, através da utilização de uma taxa de desconto apropriada, a qual reflita os riscos inerentes aos fluxos estimados (Endler, 2009, p. 3).

O FCD permite avaliar o valor do capital ao longo do tempo, analisar o custo de oportunidade por meio da TIR, verificar a rentabilidade esperada e determinar o momento em que o investimento será recuperado. Esse método é apropriado para empresas que possuem fluxos de caixa positivos e previsíveis (Damodaran, 2005, p. 15), o que possibilita uma estimativa confiável e pode ser calculado segundo a Equação (9):

$$VPFC = \sum_{t=1}^{t=n} \frac{FCt}{(1+r)^t} \quad (9)$$

Onde,  $VPFC$  é o Valor Presente do Fluxo de Caixa,  $n$  é a vida útil do ativo,  $r$  é a taxa de desconto,  $FC_t$  é Fluxo de caixa no período  $t$ .

## 3- Metodologia

Este estudo foi realizado com base em pesquisas bibliográficas e em um estudo de caso com abordagem quantitativa. Inicialmente, foi realizada uma revisão

de literatura baseada em documentos científicos, como artigos e trabalhos acadêmicos, além da análise da legislação atual, para fundamentar o tema.

Posteriormente, a pesquisa foi direcionada a uma indústria do setor de plásticos, que representa a amostra deste trabalho. Essa empresa possui um consumo médio mensal de energia elétrica superior a R\$40.000,00 em 2022, ano de instalação do sistema, com demanda contratada de 350 kW e optou pela instalação de um sistema fotovoltaico no limite máximo permitido para microgeração, ou seja, 75 kW. A escolha desse caso justifica-se pela importância da empresa no quadro geral do estudo e pela oportunidade real de avaliar o impacto prático da legislação em vigor sobre a economia energética visto que embora a usina seja classificada como GD I, será feita uma comparação entre os cenários GD I e GD II dessa mesma usina, uma vez que o cliente demonstrou interesse em compreender como a nova legislação influenciaria o retorno financeiro caso instalasse um sistema de mesma potência em outra unidade industrial, com características equivalentes e consumo predominante de energia durante o horário de ponta.

O sistema fotovoltaico analisado conta com uma capacidade total instalada de 102,85 kWp, formado por 187 módulos de 550 W e um inversor de 75 kW, instalado no solo para garantir maior flexibilidade na orientação dos painéis e otimizar a captação de energia solar. A geração média estimada é de 12.000 kWh mensais. Os dados técnicos do sistema foram fornecidos pela empresa responsável pela instalação.

Foram adotadas as seguintes premissas:

- A. Perdas de Geração por degradação anual, sendo de  $\leq 2\%$  no primeiro ano e  $\leq 0,45\%$  nos demais, conforme indicado no datasheet do fabricante dos módulos fotovoltaicos;
- B. Desconsiderados os custos de O&M para foco no ônus proporcionado pela cobrança do Fio B;
- C. Incidência de alíquota do ICMS de 32%, PIS de 0,61% e COFINS de 2,85%, com isenção de ICMS na TE;
- D. Simultaneidade de 50%;
- E. Bandeiras tarifárias desconsideradas;
- F. Fluxo de Caixa descontado de 25 anos, a partir de 2023;
- G. Reajuste tarifário de 7%, de acordo com a média dos últimos 05 anos na concessionária *Light*;
- H. Não há créditos excedentes;

- I. Como Demanda contratada  $\geq$  Potência instalada, não há cobrança de TUSD G.

**Tabela 01:** Informações sobre o sistema instalado

ITENS CONSIDERADOS	VALORES
Potência Nominal	75 kW
Potência Pico	102,85 kWp
Produção de Energia do Sistema	12.000 kWh/mês
Valor Total	R\$344.500,00
Simultaneidade	50%
Perdas por degradação	2% no primeiro ano e 0,45% linear
Demanda Contratada	350 kW
Média de Consumo Mensal HP	43.043,83 kWh
Média de Consumo Mensal HFP	495,50 kWh

**Fonte:** Adaptado dos dados fornecidos pela Empresa de Instalação (2022).

As informações presentes na Tabela (02) são importantes para filtragem nas Bases de Dados da ANEEL e também para melhor conhecimento das tarifas e postos tarifários aplicados.

**Tabela 02:** Informações sobre o Grupo de Faturamento da Unidade Consumidora

ITENS CONSIDERADOS	ENQUADRAMENTO
Distribuidora	LIGHT RJ
Subgrupo	A4 Industrial
Modalidade	Verde

**Fonte:** Adaptado dos dados fornecidos pela Empresa de Instalação (2025).

As tarifas (TUSD, TE e Fio B) e encargos dispostas na Tabela (03) foram coletadas diretamente nos sites oficiais da Agência Nacional de Energia Elétrica e da distribuidora *Light*, referentes ao ano de 2024, conforme detalhado na busca de dados no capítulo 2.6.

**Tabela 03:** Tarifas Consideradas

TARIFAS	VALORES
TUSD HP	R\$1,0807
TUSD HFP	R\$0,1446
TE HP	R\$0,0689
TE HFP	R\$0,0698
FIO HP	R\$0,6537
Custo de Disponibilidade	R\$28,03
TUSD C	R\$27,020
ICMS	32%
PIS	0,61%
COFINS	2,85%

**Fonte:** Adaptado de ANEEL e Fatura do Cliente (2025).

Assim, a metodologia permite avaliar de forma quantitativa o impacto financeiro da Lei 14.300/2022, com base na análise da economia ano a ano proporcionada pelo sistema fotovoltaico, considerando as classificações de geração distribuída GD I e GD II para cálculo do payback.

#### 4 - Resultados

Neste capítulo serão expostos resultados derivados das análises dos dados mencionados na metodologia para uma compreensão mais profunda dos efeitos práticos das mudanças propostas pela Lei 14.300/2022 e de como elas se manifestam nos dois cenários avaliados.

Para iniciar essa análise, considera-se a Tabela 04, que descreve o primeiro cenário estudado. Esse cenário corresponde a um sistema GD I protocolado até 07/01/2023, e portanto instalado com isenção do componente tarifário Fio B até 2045. Na tabela são apresentados os valores da fatura com e sem geração distribuída, bem como a economia alcançada ao longo do tempo.

**Tabela 04:** Economia Mensal Proporcionada pelo Sistema como GD I de 2023 a 2045

ANO	Energia Compensada (kWh)	Fatura com GD I por mês	Fatura sem GD por mês	Economia (R\$)	Economia (%)
2023	6.000,00	R\$ 20.249,94	R\$ 29.300,39	R\$ 9.050,45	30,89%
2024	5.880,00	R\$ 21.594,50	R\$ 31.351,42	R\$ 9.756,92	31,12%
2025	5.853,54	R\$ 23.088,91	R\$ 33.546,02	R\$ 10.457,11	31,17%
2026	5.827,20	R\$ 24.686,81	R\$ 35.894,24	R\$ 11.207,43	31,22%
2027	5.800,98	R\$ 26.395,36	R\$ 38.406,84	R\$ 12.011,48	31,27%
2028	5.774,87	R\$ 28.222,24	R\$ 41.095,31	R\$ 12.873,07	31,32%
2029	5.748,89	R\$ 30.175,64	R\$ 43.971,99	R\$ 13.796,34	31,38%
2030	5.723,02	R\$ 32.264,34	R\$ 47.050,02	R\$ 14.785,68	31,43%
2031	5.697,26	R\$ 34.497,71	R\$ 50.343,53	R\$ 15.845,81	31,48%
2032	5.671,62	R\$ 36.885,78	R\$ 53.867,57	R\$ 16.981,79	31,53%
2033	5.646,10	R\$ 39.439,27	R\$ 57.638,30	R\$ 18.199,03	31,57%
2034	5.620,69	R\$ 42.169,64	R\$ 61.672,98	R\$ 19.503,34	31,62%
2035	5.595,40	R\$ 45.089,16	R\$ 65.990,09	R\$ 20.900,93	31,67%
2036	5.570,22	R\$ 48.210,94	R\$ 70.609,40	R\$ 22.398,46	31,72%
2037	5.545,16	R\$ 51.548,99	R\$ 75.552,06	R\$ 24.003,06	31,77%
2038	5.520,20	R\$ 55.118,32	R\$ 80.840,70	R\$ 25.722,38	31,82%
2039	5.495,36	R\$ 58.934,95	R\$ 86.499,55	R\$ 27.564,60	31,87%
2040	5.470,63	R\$ 63.016,03	R\$ 92.554,52	R\$ 29.538,49	31,91%
2041	5.446,01	R\$ 67.379,89	R\$ 99.033,34	R\$ 31.653,45	31,96%
2042	5.421,51	R\$ 72.046,14	R\$ 105.965,67	R\$ 33.919,53	32,01%
2043	5.397,11	R\$ 77.035,74	R\$ 113.383,27	R\$ 36.347,52	32,06%
2044	5.372,82	R\$ 82.371,13	R\$ 121.320,10	R\$ 38.948,97	32,10%
2045	5.348,65	R\$ 88.076,27	R\$ 129.812,50	R\$ 41.736,24	32,15%

Fonte: Autor (2025).

A Tabela (05) considera o segundo cenário. Uma usina com mesmas características mas enquadrada como GD II e sujeita à cobrança inicial do Fio B em 2023.

**Tabela 05:** Economia Mensal Proporcionada pelo Sistema como GD II de 2023 a 2045

ANO	Fio B (%)	Fio B (R\$)	Energia Comp. (kWh)	Fatura com GD II por mês	Fatura sem GD por mês	Economia (R\$)	Economia (%)
2023	15%	R\$ 0,0981	6.000,00	R\$ 20.838,27	R\$ 29.300,39	R\$ 8.462,12	28,88%
2024	30%	R\$ 0,2098	5.880,00	R\$ 22.828,35	R\$ 31.351,42	R\$ 8.523,07	27,19%
2025	45%	R\$ 0,3368	5.853,54	R\$ 25.060,32	R\$ 33.546,02	R\$ 8.485,70	25,30%
2026	60%	R\$ 0,4805	5.827,20	R\$ 27.486,70	R\$ 35.894,24	R\$ 8.407,54	23,42%
2027	75%	R\$ 0,6427	5.800,98	R\$ 30.123,36	R\$ 38.406,84	R\$ 8.283,48	21,57%
2028	90%	R\$ 0,8252	5.774,87	R\$ 32.987,45	R\$ 41.095,31	R\$ 8.107,86	19,73%
2029	100%	R\$ 0,9810	5.748,89	R\$ 35.815,46	R\$ 43.971,99	R\$ 8.156,53	18,55%
2030	100%	R\$ 1,0497	5.723,02	R\$ 38.271,79	R\$ 47.050,02	R\$ 8.778,24	18,66%
2031	100%	R\$ 1,1232	5.697,26	R\$ 40.896,76	R\$ 50.343,53	R\$ 9.446,77	18,76%
2032	100%	R\$ 1,2018	5.671,62	R\$ 43.701,95	R\$ 53.867,57	R\$ 10.165,63	18,87%
2033	100%	R\$ 1,2859	5.646,10	R\$ 46.699,74	R\$ 57.638,30	R\$ 10.938,56	18,98%
2034	100%	R\$ 1,3759	5.620,69	R\$ 49.903,39	R\$ 61.672,98	R\$ 11.769,59	19,08%
2035	100%	R\$ 1,4723	5.595,40	R\$ 53.327,04	R\$ 65.990,09	R\$ 12.663,06	19,19%
2036	100%	R\$ 1,5753	5.570,22	R\$ 56.985,80	R\$ 70.609,40	R\$ 13.623,60	19,29%
2037	100%	R\$ 1,6856	5.545,16	R\$ 60.895,84	R\$ 75.552,06	R\$ 14.656,22	19,40%
2038	100%	R\$ 1,8036	5.520,20	R\$ 65.074,44	R\$ 80.840,70	R\$ 15.766,26	19,50%
2039	100%	R\$ 1,8036	5.495,36	R\$ 68.846,27	R\$ 86.499,55	R\$ 17.653,28	20,41%
2040	100%	R\$ 1,8036	5.470,63	R\$ 72.882,74	R\$ 92.554,52	R\$ 19.671,78	21,25%
2041	100%	R\$ 1,8036	5.446,01	R\$ 77.202,21	R\$ 99.033,34	R\$ 21.831,13	22,04%
2042	100%	R\$ 1,8036	5.421,51	R\$ 81.824,26	R\$ 105.965,67	R\$ 24.141,41	22,78%
2043	100%	R\$ 1,8036	5.397,11	R\$ 86.769,86	R\$ 113.383,27	R\$ 26.613,41	23,47%
2044	100%	R\$ 1,8036	5.372,82	R\$ 92.061,44	R\$ 121.320,10	R\$ 29.258,66	24,12%
2045	100%	R\$ 1,8036	5.348,65	R\$ 97.722,97	R\$ 129.812,50	R\$ 32.089,53	24,72%

Fonte: Autor (2025).

**Tabela 06:** Economia e Fluxo de Caixa do Sistema Fotovoltaico da GD I x GD II de 2023 a 2045

ANO	Economia GD I (R\$/ano)	Fluxo de Caixa Anual GD I	Economia GD II (R\$/ano)	Fluxo de Caixa Anual GD II
-	-	-R\$ 344.500,00	-	-R\$ 344.500,00
2023	R\$ 108.605,44	-R\$ 235.894,56	R\$ 101.545,48	-R\$ 242.954,52
2024	R\$ 117.082,99	-R\$ 118.811,57	R\$ 102.276,84	-R\$ 140.677,68
<b>2025</b>	R\$ 125.485,28	<b>R\$ 6.673,70</b>	R\$ 101.828,35	-R\$ 38.849,33
<b>2026</b>	R\$ 134.489,19	R\$ 141.162,89	R\$ 100.890,51	<b>R\$ 62.041,18</b>
2027	R\$ 144.137,71	R\$ 285.300,60	R\$ 99.401,70	R\$ 161.442,88
2028	R\$ 154.476,90	R\$ 439.777,50	R\$ 97.294,35	R\$ 258.737,23
2029	R\$ 165.556,10	R\$ 605.333,60	R\$ 97.878,33	R\$ 356.615,56
2030	R\$ 177.428,17	R\$ 782.761,77	R\$ 105.338,82	R\$ 461.954,38
2031	R\$ 190.149,74	R\$ 972.911,51	R\$ 113.361,25	R\$ 575.315,63
2032	R\$ 203.781,48	R\$ 1.176.693,00	R\$ 121.987,54	R\$ 697.303,17
2033	R\$ 218.388,39	R\$ 1.395.081,39	R\$ 131.262,70	R\$ 828.565,87
2034	R\$ 234.040,09	R\$ 1.629.121,47	R\$ 141.235,11	R\$ 969.800,98
2035	R\$ 250.811,16	R\$ 1.879.932,63	R\$ 151.956,69	R\$ 1.121.757,68
2036	R\$ 268.781,52	R\$ 2.148.714,15	R\$ 163.483,22	R\$ 1.285.240,90
2037	R\$ 288.036,76	R\$ 2.436.750,91	R\$ 175.874,60	R\$ 1.461.115,50
2038	R\$ 308.668,59	R\$ 2.745.419,50	R\$ 189.195,13	R\$ 1.650.310,63
2039	R\$ 330.775,23	R\$ 3.076.194,73	R\$ 211.839,41	R\$ 1.862.150,04
2040	R\$ 354.461,92	R\$ 3.430.656,66	R\$ 236.061,31	R\$ 2.098.211,35
2041	R\$ 379.841,39	R\$ 3.810.498,04	R\$ 261.973,58	R\$ 2.360.184,93
2042	R\$ 407.034,38	R\$ 4.217.532,43	R\$ 289.696,98	R\$ 2.649.881,90
2043	R\$ 436.170,27	R\$ 4.653.702,69	R\$ 319.360,88	R\$ 2.969.242,78
2044	R\$ 467.387,61	R\$ 5.121.090,30	R\$ 351.103,86	R\$ 3.320.346,65
2045	R\$ 500.834,84	R\$ 5.621.925,14	R\$ 385.074,37	R\$ 3.705.421,02

**Fonte:** Autor (2025).

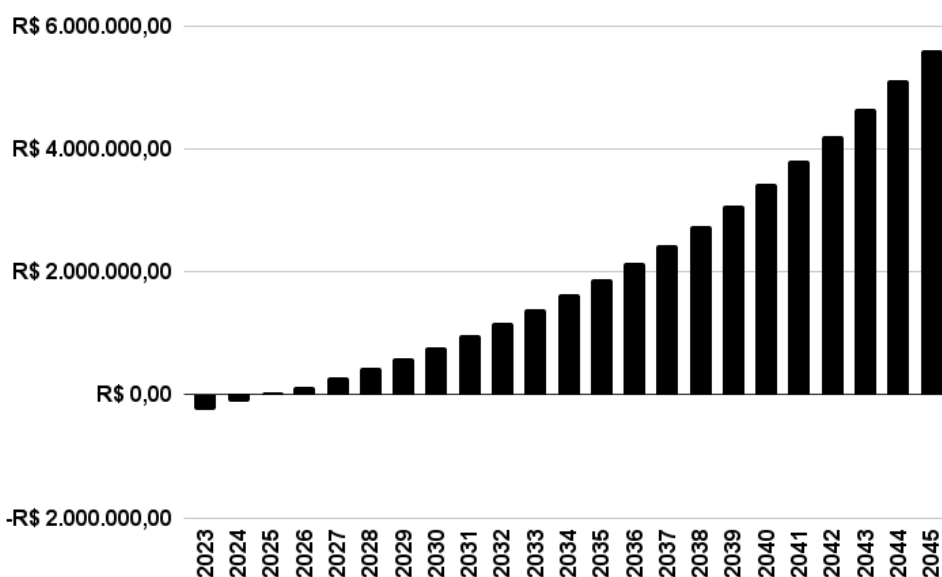
Os resultados obtidos na Tabela (07) esclarecem os cenários da GD I e da GD II quanto à viabilidade econômica do investimento. No cenário GD I, observou-se um *payback* de 2 anos e 12 meses, indicando rápido retorno do capital investido, com um VPL de R\$1.713.526,15 e uma TIR de 39%, o que demonstra boa

rentabilidade e atratividade do projeto. Já no cenário GD II, o *payback* foi de 3 anos e 5 meses, com VPL de R\$1.048.750,16 e TIR de 31%, representando um retorno minimamente mais lento e um ganho financeiro inferior em relação ao primeiro cenário.

**Tabela 07:** Análise Financeira GD II x GD II de 2023 a 2045

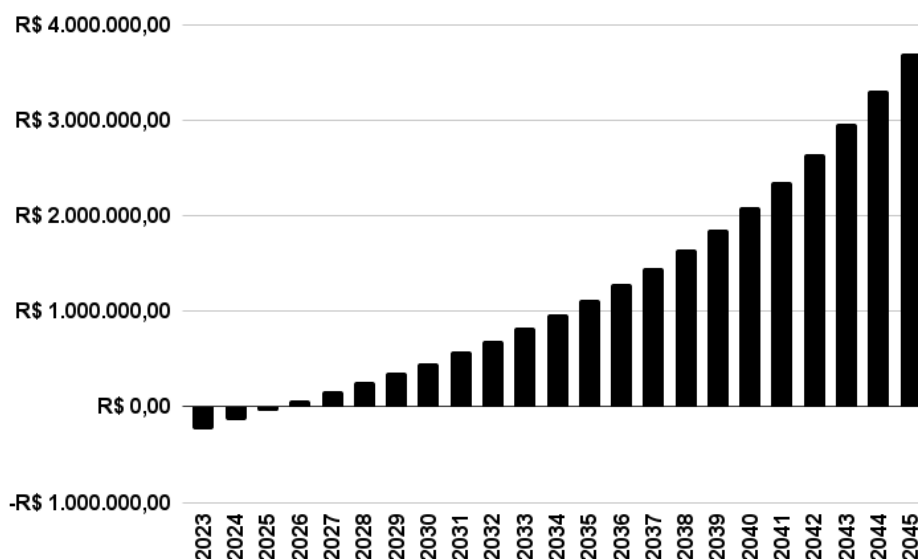
	<i>Payback</i>	VPL	TIR
GD I	2 anos e 12 meses	R\$ 1.713.526,15	39%
GD II	3 anos e 5 meses	R\$ 1.048.750,16	31%

Fonte: Autor (2025).



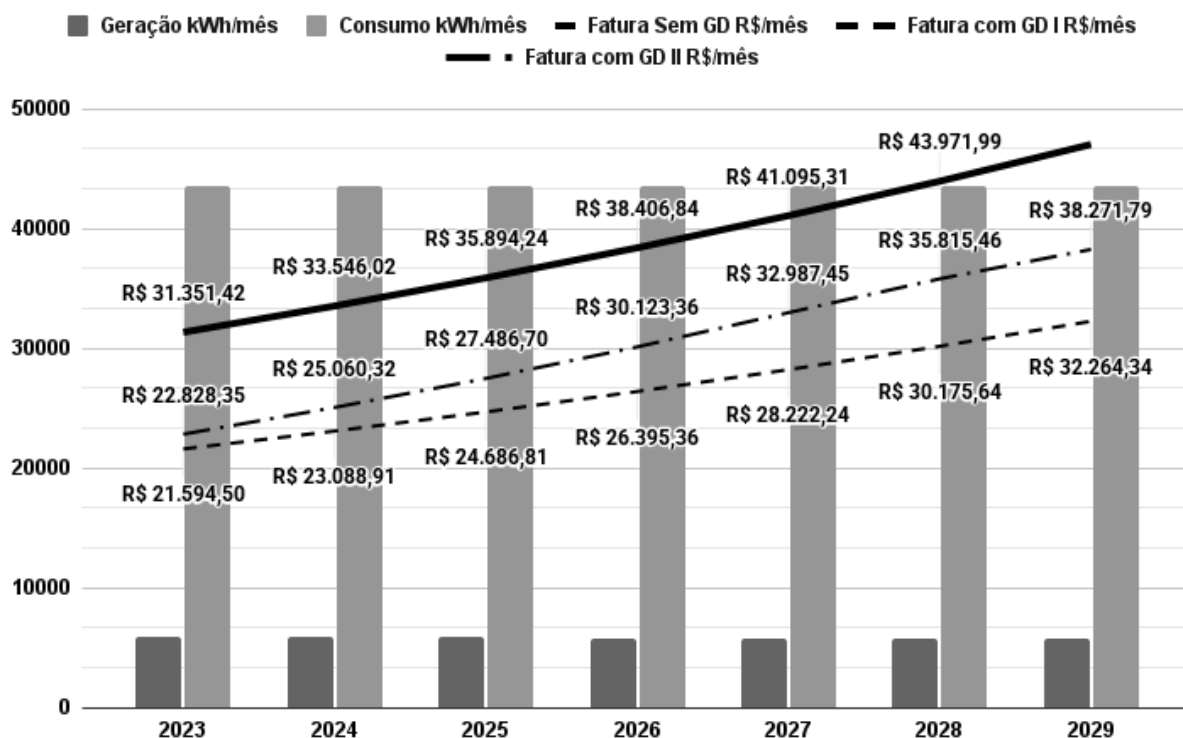
**Gráfico 01:** Fluxo de Caixa GD I

Fonte: Dados obtidos no artigo (2025).



**Gráfico 02:** Fluxo de Caixa GD II

Fonte: Dados obtidos no artigo (2025).



**Gráfico 03:** Fatura com GD x Fatura Sem GD

Fonte: Dados obtidos no artigo (2025).

## 5 - Considerações Finais

A pesquisa confirma que a compreensão sobre a aplicação da Lei nº 14.300/2022, que institui o Marco Legal da Geração Distribuída, exige uma análise que vai além do texto normativo. As informações sobre sua aplicação prática não se encontram restritas ao corpo da lei, sendo necessário recorrer a fontes complementares, como convênios, legislações estaduais e documentos técnicos das concessionárias de energia, uma vez que, embora a lei possua validade nacional, as regras para o cálculo financeiro e tributário são publicados periodicamente e variam entre os Estados e distribuidoras.

No que se refere às projeções, o cenário a partir de 2029 ainda é incerto quanto à aplicação das componentes TUSD e TE para os sistemas classificados como GD II, o que pode impactar negativamente, ou não, o retorno financeiro desses empreendimentos nos anos futuros. Sendo a decisão por paralisar a evolução do valor da tarifa, os valores de economia do sistema se manterão como no estudo apresentado. Caso contrário, como ação futura, será importante aplicar as novas decisões no estudo de 2029 a 2045 em caráter de comparação. Apesar dessa incerteza, até o presente cenário, os resultados apontaram que não houve

desvalorização significativa do investimento, mantendo o sistema como uma alternativa economicamente vantajosa até 2029 para a indústria analisada.

Ambos sistemas, GD I e GD II, apresentaram viabilidade financeira, porém com desempenhos distintos. Embora a diferença de economia no primeiro ano seja discreta, ao longo do período estudado, essa diferença torna-se significativa e representa o reflexo direto do aumento gradual das componentes tarifárias, especialmente do Fio B, estimado em cerca de 15% ao ano. Caso o Fio B aumente após 2029 o cenário obtido pode ser completamente modificado.

Como trabalho futuro, faz-se necessário aprofundar a análise sobre as possíveis alterações tributárias e tarifárias pós-2029, especialmente no que se refere à definição da cobrança de TUSD e TE em novos contratos de geração distribuída, bem como investigar aqueles que já estão instalados e serão afetados por elas.

## **6 - Referências**

ALDO SOLAR. Demanda contratada: aplicação da TUSD G na geração distribuída. 13 dez. 2022. Disponível em: <https://pt.linkedin.com/pulse/demanda-contratada-aplicação-da-tusd-g-na-geração-di-tribuída>. Acesso em: 12 maio 2025.

BERNARDES, Thiago Alves.; JÚNIOR, José Rodrigues. Abertura do Mercado da Energia. 2 abr. 2020. Disponível em: <https://abraceel.com.br/clipping/2020/04/abertura-do-mercado-da-energia/>. Acesso em: 11 jul. 2025.

BRASIL, Agência Nacional De Energia Elétrica (ANEEL). Custo da energia que chega aos consumidores. Brasília, DF, 2022b. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/entenda-a-tarifa/custo-da-energia-que-chega-aos-consumidores>. Acesso em: 20 ago. 2025.

BRASIL, Agência Nacional De Energia Elétrica (ANEEL). Modalidades Tarifárias. Brasília, DF, 2022a. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/entenda-a-tarifa/modalidades-tarifarias>. Acesso em: 13 mai. 2025.

BRASIL, Agência Nacional De Energia Elétrica (ANEEL). Postos tarifários. Brasília, DF, 2022c. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/entenda-a-tarifa/postos-tarifarios>. Acesso em: 13 mai. 2025.

BRASIL, Agência Nacional De Energia Elétrica (ANEEL). Processos tarifários. Brasília, DF, 2025. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/calendario-de-atividades/processos-tarifarios>. Acesso em: 22 ago. 2025.

BRASIL, Agência Nacional De Energia Elétrica (ANEEL). Resolução Normativa nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021. Brasília, DF, 2021. Disponível em:

<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/entenda-a-tarifa/modalidades-tarifarias>. Acesso em: 13 maio 2025.

BRASIL, Agência Nacional De Energia Elétrica (ANEEL). Revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída: AIR-2019/003-SRD. Brasília, DF, 2019. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/air2019003srd.pdf>. Acesso em: 10 mar. 2025.

BRASIL. Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ). Convênio ICMS nº 16, de 22 de abril de 2015. Disponível em: [https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2015/CV016\\_15](https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2015/CV016_15). Acesso em: 29 out. 2025.

BRASIL. Lei nº 14.300, de 21 de janeiro de 2022. Diário Oficial da União: Brasília, DF, 24 jan. 2022. Disponível em: [https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2019-2022/2022/lei/l14300.htm](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/l14300.htm). Acesso em: 29 out. 2025.

BRASIL. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). MME publica portaria que regulamenta incentivos para projetos de minigeração distribuída de energia. Medida prevê a isenção do PIS/COFINS por até 5 anos. 05 jun. 2024. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/mme-publica-portaria-que-regulamenta-incentivos-para-projetos-de-minigeracao-distribuida-de-energia>. Acesso em: 29 out. 2025.

BRIGHAM, E. F.; GAPENSKI, L. C.; EHRHARDT, M. C. Administração financeira: teoria e prática. São Paulo: Atlas, 2001. 1113 p. ISBN 8522428042.

CANAL SOLAR. Entendendo a tarifação do Fio B previsto na Lei 14.300. 2022. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/tarifacao-do-fio-b-previsto-na-lei-14-300/>. Acesso em: 13 abr. 2025.

COELHO, Fabrício Pinto. Estudo de viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos residenciais no Brasil com a entrada da lei 14.300. 2024. 83 p. Mestrado em Engenharia Mecânica — Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2024. Disponível em: <https://repositorio.cefetmg.br//handle/123456789/705>. Acesso em: 9 maio 2025.

Conselho de Consumidores de Energia Elétrica do Estado de Goiás (CONCEG). Entenda a diferença entre os consumidores dos grupos A e B. 27 dez. 2022. Disponível em: <https://conceg.com.br/entenda-a-diferenca-entre-os-consumidores-dos-grupos-a-e-b>. Acesso em: 18 mar. 2025.

COSTA, Vinicius B.F. & CAPAZ, Rafael S. & SILVA, Patrícia F. & DOYLE, Gabriel & AQUILA, Giancarlo & COELHO, Éden O. & de LORECI, Eliane & PEREIRA, Lígia C. & MACIEL, Letícia B. & BALESTRASSI, Pedro P, 2022. "Socioeconomic and environmental consequences of a new law for regulating distributed generation in Brazil: A holistic assessment," *Energy Policy, Elsevier*, vol. 169(C). Disponível em: <https://ideas.repec.org/a/eee/enepol/v169y2022ics0301421522003986.html>. Acesso em: 18 abr. 2025

DAMODARAN, A. Avaliação de Investimentos – Ferramentas e técnicas para a determinação do valor de qualquer ativo. Rio de Janeiro: Qualitymark, 2005.

DESCARBONIZE SOLUÇÕES. Fator de simultaneidade: conheça estratégias para aumentar o fator. 23 jul. 2025. Disponível em: <https://descarbonizesolucoes.com.br/blog/fator-de-simultaneidade#:~:text=O%20fator%20de%20simultaneidade%20é,será%20utilizada%20ao%20mesmo%20tempo>. Acesso em: 18 set. 2025.

EDP BRASIL. Contratação de demanda (Grupo A). Disponível em: <https://www.edp.com.br/contratacao-de-demanda-grupo-a>. Acesso em: 1 jun. 2025.

ENDLER, L. Avaliação de empresas pelo método de fluxo de caixa descontado e os desvios causados pela utilização de taxas de desconto inadequadas. ConTexto, Porto Alegre, v. 4, n. 6, 2009. Disponível em: <https://seer.ufrgs.br/ConTexto/article/view/11715>. Acesso em: 24 ago. 2025.

ESTADO DO RIO DE JANEIRO. Governo do Estado do Rio de Janeiro. Lei nº 8.922, de 30 de junho de 2020. LEI Nº 8.922, DE 30 DE JUNHO DE 2020. Disponível em: <https://leisestaduais.com.br/rj/lei-ordinaria-n-8922-2020-rio-de-janeiro-revoga-o-art-8%C2%BA-da-lei-n%C2%BA-7122-de-03-de-dezembro-de-2015-e-adere-a-isencao-de-icms-nas-operacoes-internas-relativas-a-circulacao-de-energia-eletrica-sujeitas-a-faturamento-sob-o-sistema-de-compensacao-de-energia-eletrica-concedida-pelo-item-222-do-anexo-i-do-decreto-executivo-do-estado-de-minas-gerais-n%C2%BA-43-080-de-13-de-dezembro-de-2002-com-base-no-8%C2%BA-da-lei-complementar-n%C2%BA-160-de-7-de-agosto-de-2017-e-na-clausula-decima-terceira-do-convenio-icms-n%C2%BA-190-2017>. Acesso em: 29 dez. 2022.

EVANGELISTA, Carlos. A Revolução Silenciosa da Lei 14.300/2022. 16 maio 2024. Disponível em: <https://www.revistafatorbrasil.com.br/2024/05/16/a-revolucao-silenciosa-da-lei-14-300-2022/>. Acesso em: 25 mai. 2025.

FILHO, N. C.; KOPITCKE, B. H. Análise de investimentos. Manual Para Solução de Problemas e Tomadas de Decisão. 12<sup>a</sup>. ed. São Paulo: Atlas, 2010. FS-UNEP. Global trends in renewable energy investment. 2020. ISBN 978-85-97-02328-2

FLACH, Gustavo. EMJEL. Demanda contratada ultrapassada: saiba como evitar multas. 04 fev. 2022. Disponível em: <https://emjel.com.br/2022/02/04/demanda-contratada-ultrapassada-saiba-como-evitar-multas/>. Acesso em: 23 abr. 2025.

FREITAS, Francisco Alexsandro Silva. Análise de Migração e Regulação de um Agente no Ambiente Livre de Contratação de Energia. 2023. 78 p. Trabalho de Conclusão de Curso. Bacharelado em Engenharia Elétrica. Universidade Federal do Ceará, Sobral, 2023. Disponível em: <http://repositorio.ufc.br/handle/riufc/76356>. Acesso em: 11 set. 2025.

LIGHT S.A. Entenda a conta da sua empresa – tarifas aplicáveis a consumidores em média tensão. Rio de Janeiro, 2024. Disponível em:

<https://www.light.com.br/SitePages/page-entenda-a-conta-da-sua-empresa.aspx>. Acesso em: 12 abr. 2025.

LINO, Miguel. ICMS na energia solar em 2025: como está a isenção no seu estado? 7 maio 2025. Disponível em: <https://solarospomares.com.br/icms-na-energia-solar/>. Acesso em: 29 out. 2025.

MOURA, Cesar Biasi de. Considerações sobre a valoração da geração distribuída pós-transição 2023-2030 da lei nº 14.300/2022. 2023. Dissertação (Mestrado em Sistemas Eletrônicos) - Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2023. doi:10.11606/D.3.2023.tde-10072024-104813. Acesso em: 06 mai. 2025.

NAKABAYASHI, Renny Kunizo. Microgeração fotovoltaica no Brasil: condições atuais e perspectivas futuras. 2014. Dissertação (Mestrado em Energia) - Instituto de Energia e Ambiente, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2014. Disponível em: doi:10.11606/D.106.2014.tde-26012015-141237. Acesso em: 16 jun. 2025

NEVES, L. Os impactos da Lei 14.300 sobre a atratividade de GD na baixa tensão em dois casos. PV Magazine Brasil, 13 fev. 2023. Disponível em: <https://www.pv-magazine-brasil.com/2023/02/13/tempo-de-retorno-de-projetos-residenciais-varia-pouco-com-entrada-em-vigora-da-lei-14-300/>. Acesso em: 5 mar. 2025.

ROSADO, Shamir Queiroz. Análise comparativa da viabilidade da implementação de usinas fotovoltaicas de 64,13kw após a implementação da lei 14.300. 2023. 17 p. Trabalho de Conclusão de Curso — Pontifícia Universidade Católica de Goiás, Goiânia, 2023. Disponível em: <https://repositorio.pucgoias.edu.br/jspui/handle/123456789/7021>. Acesso em: 10 abr. 2025.

SANTOS, C. W. M. Análise comparativa do impacto no payback de sistemas fotovoltaicos sob o marco legal da micro e minigeração de energia – Lei 14.300. 2024. TCC – UNESP, Ilha Solteira, 2024.

SILVEIRA, Samir M. E. Impacto do marco legal da micro e minigeração distribuída sobre a viabilidade econômica de instalações fotovoltaicas no sistema de compensação de energia elétrica. 2022. 68 p. Monografia de Pós Graduação em Eficiência Energética e Geração Distribuída — Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2022. Disponível em: <https://acervodigital.ufpr.br/handle/1884/77185>. Acesso em: 14 mar. 2025.

Zanetti Neto, G., Costa, W. T. da, & Vasconcelos, V. B. (2014). A RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482/2012 DA ANEEL: POSSIBILIDADES E ENTRAVES PARA A MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA. Anais Congresso Brasileiro De Energia Solar - CBENS. Disponível em: <https://doi.org/10.59627/cbens.2014.2120>. Acesso em: 18 ago. 2025.