


# ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICO-FINANCEIRA DE INSTALAÇÃO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO

## "ECONOMIC-FINANCIAL FEASIBILITY ANALYSIS OF INSTALLATION OF A PHOTOVOLTAIC SYSTEM"

Anderson José Asevedo Souza<sup>1</sup> 

Clárison Gonçalves Gamarano<sup>2</sup> 

Renata Veloso Santos Policarpo<sup>3</sup> 

Leandro César Mol Barbosa<sup>4</sup> 

**Resumo:** A energia solar fotovoltaica é uma fonte renovável de energia que utiliza células fotovoltaicas para converter a energia proveniente da irradiação solar em energia elétrica. Baseado nas principais Resoluções Normativas (REN) da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), bem como nas Leis e Normas Técnicas vigentes, foi realizado um estudo com o objetivo de analisar a viabilidade econômico-financeira da aquisição de um sistema solar fotovoltaico a ser instalado em uma empresa sob a concessão da Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG). Para tal, foram utilizados dados e tarifas reais. Por meio dos cálculos de parâmetros que atestam a viabilidade da aquisição de ativos, verificou-se vantagens na instalação do sistema fotovoltaico. A aplicação do projeto foi dimensionada em dois cenários: no cenário 1, não foram incluídas as alterações da Lei 14.300, que ainda tramita no Congresso (em 2023); no cenário 2, considerou-se todas as atribuições tributárias, caso a Lei não considere alguma flexibilização tributária com relação ao que está estabelecido no projeto da respectiva Lei. Em ambos os contextos, o projeto de investimento se mostrou viável. No cenário 1, a taxa interna de retorno (TIR) foi de 16% ao ano, o valor presente líquido (VPL) de R\$197.352,33 e *payback* descontado foi de 10,12 anos, considerando-se uma expectativa média de vida de 25 anos dos sistemas fotovoltaicos. No cenário 2, as evidências das vantagens da implantação, para sistemas fotovoltaicos homologados após a aplicação das regras da Lei 14.300, e sem nenhum incentivo fiscal podem ser resumidas pelo VPL resultante de R\$ 23.729,25, a TIR foi de 11% ao ano e o *payback* descontado ocorreu em 20,6 anos.

**Palavras-chave:** Energia solar. Fotovoltaica. Viabilidade econômico-financeira. Investimento.

<sup>1</sup> Especialista em Gestão de Projetos e Operações, IFMG, andersonsouza4@gmail.com.

<sup>2</sup> Mestre em Administração, IFMG, clarison.gamarano@ifmg.edu.br.

<sup>3</sup> Doutora em Administração, IFMG, renataveloso@ifmg.edu.br.

<sup>4</sup> Doutorando em Educação, IFMG, eandro.mol@ifmg.edu.br.

**Abstract:** Photovoltaic solar energy is a renewable source of energy that uses photovoltaic cells to convert energy from solar radiation into electrical energy. Based on the main Normative Resolutions (REN) of ANEEL (National Electric Energy Agency), as well as on the current Laws and Technical Standards, a study was carried out to simulate the economic and financial viability of the acquisition of a photovoltaic solar system to be installed in a company under the concession of Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG). For this, real data and tariffs were considered. By calculating the parameters that attest to the feasibility of acquiring assets, advantages were found in installing the photovoltaic system. The project's application was settled in two scenarios: in scenario 1, the changes from Law 14,300, which is still under consideration in Congress (in 2023), are not included; in scenario 2, all tax responsibilities are considered, in case the Law does not include any tax flexibility regarding what is established in the respective Law project. In both contexts, the investment project proved to be viable. In scenario 1, the internal rate of return (IRR) was 16% per year, the net present value (NPV) was R\$197,352.33, and the discounted payback was 10.12 years, considering an average expected life of 25 years for photovoltaic systems. In scenario 2, the advantages of implementation for photovoltaic systems approved after the application of Law 14,300 rules, and without any tax incentive, can be summarized by the resulting NPV of R\$23,729.25, the IRR was 11% per year, and the discounted payback occurred in 20.6 years.

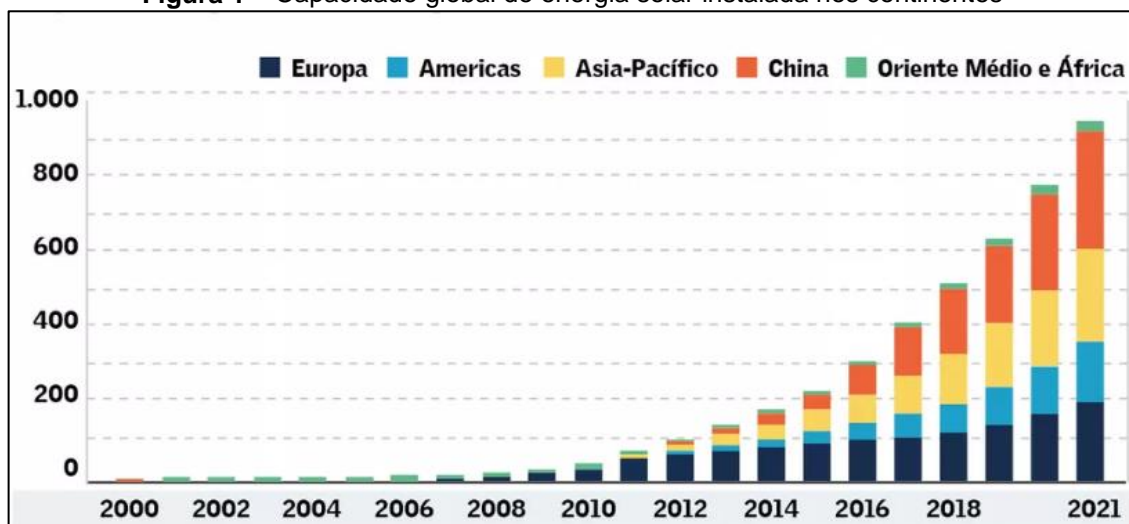
**Keywords:** Solar energy. photovoltaic. economic-financial viability. Investments.

# 1 INTRODUÇÃO

A diversificação da matriz energética mundial e brasileira tem ganhado cada vez mais importância, em virtude da necessidade do uso de recursos renováveis e de baixa emissão de carbono. Nesse sentido, o estímulo à geração de energias limpas contribui incisivamente para o cumprimento de metas governamentais, sobretudo àquelas firmadas no Acordo de Paris que se iniciou em 2016. Na ocasião, o Brasil se comprometeu a aumentar a participação de bioenergia sustentável na matriz energética para cerca de 18% até 2030.

De acordo com dados da *Global Market Outlook for Solar Power (2022)*, a capacidade global (em GW) de energia solar instalada entre 2000 e 2021 está em crescimento quando se observa todos os continentes, como pode ser verificado na Figura 1:

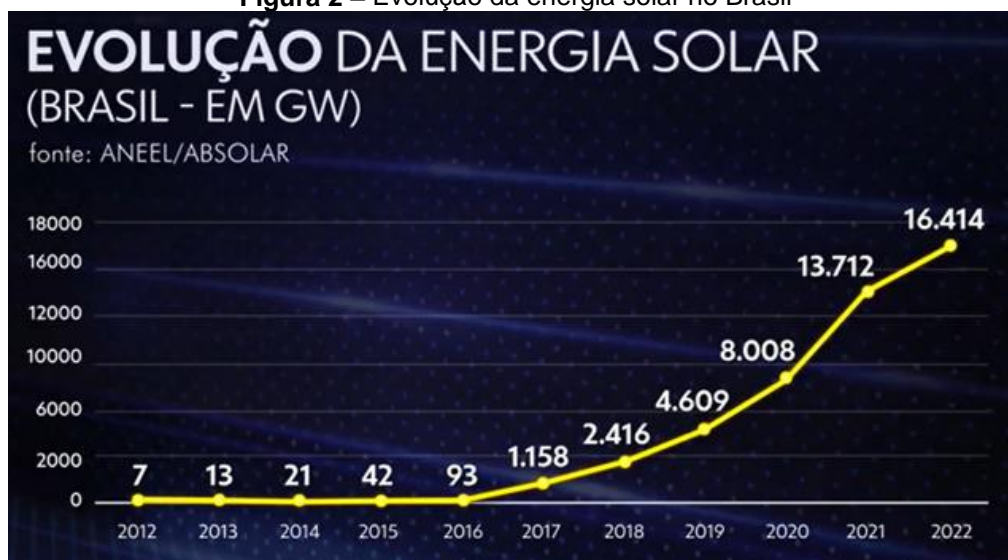
**Figura 1** – Capacidade global de energia solar instalada nos continentes



Fonte: Glonal Market Outlook for Solar Power (2022)

Já, segundo dados da Associação Brasileira de Energia Solar (ABSOLAR) e ANEEL (2022), seguindo a tendência mundial de crescimento, a energia solar no Brasil também apresenta crescimento na fatia de participação como fonte de provimento de energia em todos os anos, conforme ilustrado na Figura 2:

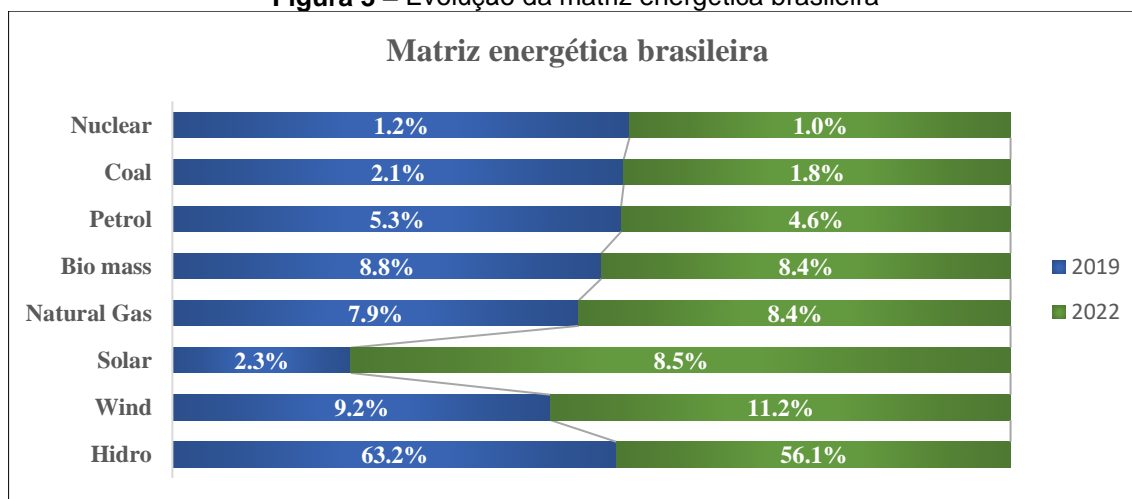
Figura 2 – Evolução da energia solar no Brasil



Fonte: ANEEL/ABSOLAR (2022)

Ainda com base na ABSOLAR e na ANEEL (2022), entre 2019 e 2022, houve aumento de 2,3% para 8,5% na representatividade da energia solar na matriz energética brasileira, como mostra a Figura 3:

Figura 3 – Evolução da matriz energética brasileira



Fonte: ANEEL/ABSOLAR (2022)

Pela Figura 3, nota-se que a energia solar fotovoltaica é a matriz que mais cresceu nos últimos anos. Um dos motivos é que o modelo de geração de energia apresenta fácil integração com a rede elétrica. Assim, a energia elétrica gerada durante o dia é consumida instantaneamente e ou injetada na rede de

distribuição local da concessionária. Isto é, a energia gerada que excede o uso imediato é “convertida” em créditos de energia, que serão compensados durante a noite ou em dias de menor incidência de irradiação solar.

Por meio da energia solar fotovoltaica, os consumidores têm a possibilidade de gerar energia elétrica em suas residências, comércios e indústrias, tendo como vantagens a redução dos gastos com energia e a utilização de uma fonte renovável de energia, que contribui com a preservação do meio ambiente. Esse tipo de geração de energia é conhecido como geração distribuída. Nesse contexto, foi criada a Resolução Normativa nº 482 de 17 de abril de 2012 da ANEEL, estabelecendo as regulamentações necessárias para consumidores e concessionárias que queiram aderir a geração distribuída.

Para Severino (2008), o conceito Geração Distribuída corresponde à denominação genérica de um tipo de geração de energia elétrica que se diferencia da realizada pela geração centralizada. Isso ocorre, devido à sua incidência se dar em locais em que não seria instalada uma usina geradora convencional. A geração distribuída contribui, portanto, para aumentar a distribuição geográfica da geração de eletricidade em determinada região.

Diante desse contexto, este artigo tem como objetivo analisar a viabilidade econômico-financeira da aquisição de um sistema solar fotovoltaico a ser instalado em uma empresa sob a concessão da Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG). Para isso, foi realizado um estudo de caso com dados de consumo de energia, demanda e tarifas reais para quantificar a viabilidade econômico-financeira do investimento, bem como validar ou não a aquisição e a instalação do sistema fotovoltaico por meio de ferramentas financeiras.

A fim de se construir um trabalho que cercasse a conjuntura legal deste tipo de projeto de investimento, foi realizado o dimensionamento do sistema a partir da análise de dois cenários: o primeiro cenário considerou a regra vigente em 2023 para a implementação de sistemas fotovoltaicos. Já no cenário 2, dimensionou-se o estudo considerando todos os parâmetros legais vinculados à Lei 14.300 de 6 de janeiro de 2022, que ainda pode sofrer alterações de escopo e tributação no Congresso, apenas no sentido de flexibilização de incidência tributária.

Este trabalho se mostra relevante, uma vez que apresenta mecanismos capazes de verificar a viabilidade de aquisição de sistemas fotovoltaicos, com a possibilidade de captar oportunidades de redução de gastos com energia elétrica a partir de fontes renováveis. Isto é, provê validações que atestam a viabilidade de projetos que estimulam o consumo de energia renovável. Além do mais, fortalece-se o conhecimento sobre projetos atrelados a uma de fonte renovável de energia, com amplo potencial de exploração.

Além desta introdução, o artigo está dividido nas seguintes seções: a seção 2 compreende o referencial teórico, contendo conceitos atrelados à geração de energia fotovoltaica e sobre a análise de investimentos. Já na seção 3, foi descrita a metodologia utilizada, com a caracterização da pesquisa, bem como os passos aplicados. Na seção 4, foi organizada a apresentação de resultados obtidos com a aplicação dos métodos utilizados, como também a discussão dos resultados. E, por fim, na seção 5, discorre-se sobre as considerações e proposições finais do artigo.

## **2 REFERENCIAL TEÓRICO**

A seguir é apresentada uma revisão dos itens que embasam o corpo teórico desta pesquisa. Primeiramente, são abordados conceitos importantes para a geração distribuída, como grupos tarifários, modalidades tarifárias, postos tarifários e outros, estabelecidos nas Resoluções Normativas da ANEEL, Leis e Normas Regulamentadoras, além de fatores técnicos a serem considerados em projetos de sistemas fotovoltaicos. Em seguida, são abordados meios de identificação da viabilidade econômico-financeira de projetos de investimentos.

### **2.1 Geração Distribuída**

Segundo Zilles (2012), a geração distribuída é entendida pelos setores energéticos mundiais como a produção próxima ao consumo. A partir da Resolução Normativa nº 482 de 17 de abril de 2012 da ANEEL, foram criadas a Microgeração Distribuída: (i) central de geração de energia elétrica, com potência instalada igual ou inferior a 75 kW (quilowatts); e a Minigeração Distribuída: (ii)

central de geração de energia elétrica, com potência instalada superior a 75KW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5MW. Essa resolução permitiu aos consumidores gerarem sua própria energia elétrica por meio de fontes renováveis, sendo que o excedente gerado seria injetado na rede de distribuição local e compensado posteriormente como benefício financeiro.

As principais vantagens da geração distribuída são: (i) a diminuição da necessidade da expansão dos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica; (ii) menor impacto ambiental; (iii) redução no carregamento das redes; (iv) redução das perdas; e (v) diversificação na matriz energética brasileira.

### **2.1.1 Sistema de Compensação de Energia**

Como se apresenta na Resolução Normativa nº 482 de 17 de abril de 2012 da ANEEL, um sistema de compensação de energia corresponde ao sistema no qual a energia ativa injetada na rede pela unidade consumidora com micro ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local. Assim, o consumidor passa a ter créditos de energia que deverão ser compensados em até 60 meses com o consumo de energia elétrica ativa. A compensação de energia deve ser primeiramente no posto tarifário em que ocorreu a geração e, posteriormente, nos demais postos tarifários, observando a relação dos valores das tarifas de energia.

### **2.2. Grupos Tarifários e Modalidades Tarifárias**

Segundo Resolução Normativa nº 1.000 de 07 de dezembro de 2021 da ANEEL, os consumidores de energia elétrica são divididos em dois grupos: grupo A e grupo B. Os consumidores do grupo A estão conectados à rede de energia elétrica das concessionárias em tensão maior que 2,3 kV (quilovolt). A tarifa para esses consumidores é do tipo binômia, na qual se paga pelo consumo em kWh (quilowatts hora) e pela demanda em kW. Além disso, estes consumidores devem manter o fator de potência (FP) da instalação em 0,92 (mínimo exigido pela ANEEL). Já os consumidores do grupo B são aqueles que estão conectados à rede elétrica das concessionárias em tensão inferior a 1 kV. A tarifa de energia é, por sua vez, do tipo monômia, pois se paga apenas pelo consumo (kWh).

Ainda conforme a RN 1.000/2021, alguns termos atrelados ao contexto dos grupos tarifários merecem esclarecimento. São eles: (i) consumo: é o somatório da potência utilizada ao longo de uma hora, expressa em kWh; demanda: a média das potências elétricas ativas ou reativas solicitadas ao sistema elétrico, expressa em kW e kvar (quilovolt-ampere-reactivo), respectivamente; (iii) demanda contratada: o valor de demanda de potência contratada na concessionária de energia elétrica, no qual a concessionária garante continuamente o fornecimento; (iv) fator de potência: relação entre a potência ativa e potência reativa, usada para indicar se a proporção está adequada.

Além disso, a RN 1.000/2021 da ANEEL, subdivide os consumidores do grupo A (alta tensão) e do grupo B (baixa tensão), conforme ilustrado no Quadro 1:

**Quadro 1** – Subdivisões dos consumidores de energia elétrica dos grupos A e B

SUBGRUPOS	DESCRIÇÃO
A1	Alta tensão ( $\geq 230$ kV). Industrial
A2	Alta tensão ( $\geq 88$ kV e $\leq 138$ kV). Industrial
A3	Alta tensão ( $=69$ kV). Industrial
A3a	Alta tensão ( $\geq 30$ kV e $\leq 44$ kV). Industrial
A4	Alta tensão ( $\geq 2,3$ kV e $\leq 25$ kV). Industrial
AS	Alta tensão ( $<2,3$ kV). Subterrâneo Industrial
B1	Baixa tensão ( $<1$ kV). Residencial
B2	Baixa tensão ( $<1$ kV). Rural
B3	Baixa tensão ( $<1$ kV). Demais classes
B4	Baixa tensão ( $<1$ kV). Iluminação pública

**Fonte: RN 1000/2021 da ANEEL (2021)**

O que define se o consumidor será do grupo tarifário A ou B é a carga total instalada no empreendimento. Sendo a carga instalada menor ou igual a 75 kW, o consumidor será classificado como pertencente ao grupo B (baixa tensão), e acima de 75 kW, o consumidor será pertencente ao grupo A (alta tensão). A definição de qual subdivisão do grupo A o consumidor se enquadrará fica a depender das características da rede elétrica disponível no local da unidade consumidora. Geralmente, em centros urbanos as redes elétricas disponíveis possuem níveis de tensão de 2,3 kV a 25 kV (subgrupo A4).

A carga instalada corresponde ao somatório das potências elétricas ativas de todos os equipamentos do empreendimento. Os consumidores do grupo A com potência igual ou inferior a 2500 kW serão atendidos com níveis de tensão menores ou igual a 69 kV. Para demandas maiores, os consumidores serão atendidos com níveis de tensão acima de 69 kV.

Nos horários ponta (HP) e horários fora ponta (HFP), são aplicadas tarifas diferenciadas para o consumo e para a demanda. HP é o período composto por três horas diárias consecutivas definidas pelas distribuidoras de energia, com exceção aos sábados, domingos e feriados. Os consumidores do grupo A também têm como opções as modalidades tarifárias horária verde (tarifa mais cara para o consumo de energia no HP) ou horária azul (tarifa mais cara no HP para a demanda contratada). O objetivo das modalidades tarifárias é incentivar os consumidores a terem menos consumo de energia e menor demanda contratada no HP. Em vista disso, cabe ao consumidor fazer a escolha de qual modalidade tarifária mais se adequa ao seu perfil de consumo.

### **2.3 Fatores a Serem Considerados em Projetos de Sistema Fotovoltaicos**

Segundo Zilles (2012), alguns fatores importantes que impactam diretamente na performance do sistema fotovoltaico devem ser levados em consideração durante a execução de um projeto. Todos estes fatores consideram um sistema fotovoltaico com vida útil média de 25 anos (ABSOLAR, 2022).

#### **2.3.1 Irradiação Solar**

A irradiação solar corresponde à quantidade de energia emitida pelo sol ( $\text{wh/m}^2\cdot\text{dia}$ ). A latitude do local, a translação do planeta e a posição no tempo (hora do dia e época do ano) interferem na irradiação emitida pelo sol. Cada região geográfica terá valores distintos de irradiação ao longo do ano.

#### **2.3.2 Perdas no sistema**

Em todos os sistemas, há algum tipo de perda atrelada que interfere no seu rendimento. Em sistemas fotovoltaicos, deve ser levado em consideração as

perdas por incompatibilidade elétrica, acúmulo de sujeiras, cabeamento no circuito de corrente contínua, cabeamento no circuito de corrente alternada e perdas no inversor. Conforme a ABSOLAR (2022), deve ser considerado em média 20% de perdas em projetos de sistemas fotovoltaicos.

### **2.3.3 Tarifas de energia**

A tarifa de energia referente ao consumo e demanda de energia (R\$/kWh e R\$/kW) aplicadas pelas concessionárias é dividida em duas componentes tarifárias, tarifa de energia (TE) e tarifa do uso de sistema de distribuição de energia (TUSD), usadas para remunerar os custos com a geração de energia elétrica e os custos com transmissão, distribuição e, encargos respectivamente.

As componentes tarifárias variam de acordo com as concessionárias de energia. Um ponto importante a ser observado é a cobrança ou isenção de Imposto sobre Circulação de Mercadoria e Serviços (ICMS) sobre energia injetada na rede. O convênio 16 de 2015 do Conselho Nacional de Política Fazendária (Confaz) autorizou todos os estados interessados a conceder isenção de ICMS na energia injetada na rede para sistemas com potência instalada de até 1MW nas modalidades de autoconsumo remoto ou geração junto a carga (autoconsumo local).

O estado de Minas Gerais, por meio da Lei 22.549 de 2017 (Minas Gerais, 2017), ampliou a regra do Confaz para consumidores com até 5MW de potência instalada em qualquer uma das quatro modalidades de compensação de energia: (i) autoconsumo remoto, (ii) geração junto a carga, (iii) empreendimento de múltiplas unidades consumidoras (EMUC) e (iv) geração compartilhada.

Outro ponto importante, é a relação das tarifas para consumo e demanda nos HP e HFP, conhecida popularmente como relação ou fator TEP/TEFP, em que (TEP significa tarifa de energia no HP, e TEFP significa tarifa de energia no HFP). Essa relação deve ser levada em consideração no dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos, caso o consumidor queira compensar a energia no HP também, tendo em vista as tarifas mais caras nesse horário.

### **2.3.4 Compensação dos Créditos de Energia**

Por meio do Projeto de Lei 5.829 de 2019 (BRASIL, 2019), transformado na Lei 14.300 de 6 de janeiro de 2022 (BRASIL, 2022), foi instituído o marco legal da geração distribuída. Assim, a compensação dos créditos de energia elétrica injetada nas redes das concessionárias para mini e microgeração em sistemas homologados até um ano após a publicação da lei será de 100% durante um período de 25 anos (compensação de 1 para 1) durante um período de 25 anos. Após um ano de publicação da Lei, os novos sistemas fotovoltaicos homologados serão taxados e terão uma compensação parcial.

Sendo assim, a taxação será cobrada na componente do FIO B (uma das componentes da TUSD responsável por custear a utilização da infraestrutura das redes de distribuição das concessionárias) da composição tarifária de energia elétrica. Em concordância com dados da ANEEL (2022), o FIO B corresponde em média a 28% da tarifa de energia elétrica. Inicialmente, será cobrada uma taxa de 15%, subindo mais 15% a cada ano até 2029. A partir de então, será taxado 100% do FIO B. A taxação será usada para remunerar distribuidoras, transmissoras, além de encargos de pesquisa e desenvolvimento da Confaz.

### **2.3.5 Potência para Empreendimentos que já Possuem Demanda Contratada**

Dependendo do consumo de energia elétrica do estabelecimento, a potência necessária do sistema fotovoltaico para suprir todo o consumo poderá ficar maior que a demanda que já estava contratada na concessionária antes da instalação do sistema.

Nesse caso, será necessário avaliar se é viável contratar o novo valor, ou se o dimensionamento da potência do sistema fotovoltaico será realizado com base no valor atual de demanda contratada. É importante ressaltar que o aumento da demanda contratada na concessionária de energia acarreta ampliação da subestação de entrada, gerando gastos adicionais ao projeto.

### 2.3.6 Custo de um Sistema Fotovoltaico

Segundo dados da Greener (2022), o custo de um sistema fotovoltaico (R\$/Wp) varia em concordância com a potência instalada. Com base nesse parâmetro, os valores apresentados na Figura 4 levam em consideração tanto os custos com a aquisição dos Kits fotovoltaicos, como também os custos com serviços e homologação.

**Figura 4 – Custo de sistemas fotovoltaicos**



Fonte: Dos autores

Pela Figura 4, é possível observar que entre janeiro e junho de 2021 houve em média uma ligeira redução no custo para aquisição e instalação de sistemas fotovoltaicos com potência de até 150 kWp. Em contrapartida, para sistemas com potência superior, houve um ligeiro aumento para o mesmo período. Contudo, em ambos os contextos, fica evidente que não há uma variação expressiva em termos de custos que de modo imediato inviabilize uma decisão de instalação.

### 2.4 Análise de Investimentos

Segundo Hastings (2013), um investimento é como uma alocação de valores, que podem ser expressos em termos monetários, em um período específico. Isso envolve a adoção de um conjunto de métodos que fazem possível comparar as alternativas econômicas para auxiliar na tomada de

decisão (VERGARA *et al*, 2016). Entre as ferramentas que podem ser utilizadas para se atestar a viabilidade ou não de um projeto, se destacam o VPL (Valor Presente Líquido), a TIR (Taxa Interna de Retorno) e o *payback* (LAPPONI, 2007).

#### 2.4.1 Valor Presente Líquido

De acordo com Brigham e Ehrhardt (2017), o valor presente líquido (VPL) corresponde ao valor presente das entradas de caixa de um projeto menos o valor presente de seus custos. Essa relação sugere o quanto o projeto contribui para a riqueza da empresa, visto que, quanto maior o VPL, mais valor o projeto agrega. O VPL corresponde ao resultado de um fluxo de caixa trazido ao valor presente, seguindo uma taxa de desconto previamente definida.

Essa taxa, segundo Brigham e Ehrhardt (2017), corresponde à taxa mínima de atratividade (TMA), e se relaciona ao custo de oportunidade, ou a menor taxa de retorno possível que a empresa consegue no mercado ao implementar seus projetos. Essa taxa geralmente está atrelada à taxa Selic, por ser a perspectiva segura de rentabilidade de capital próprio, mas também pode ser definida por meio de outros índices, tais como a média de rentabilidade das principais ações listadas no Ibovespa, ou o custo médio ponderado de capital, em contextos de financiamento de projetos por capital de terceiros. A Equação 1, segundo Hoji (2018), é aplicada para o cálculo do VPL:

$$\sum_{t=0}^n \frac{FC}{(1+k)^t} - I \quad (1)$$

Sendo:

$I$  = Investimento Inicial.

$\Sigma$  = Somatório da data inicial até a data  $n$ .

$FC$  = Fluxo de caixa no  $t$ -ésimo período.

$k$  = Taxa requerida ou TMA.

$t$  = períodos observados.

## 2.4.2 Taxa Interna de Retorno

Ferreira (2005), aponta que a TIR pode ser definida como a taxa de desconto que iguala o valor presente das entradas de caixa ao investimento inicial de um determinado projeto, ou seja, quando o VPL é considerado nulo. Por esse motivo, pode-se dizer que a TIR é a taxa de rentabilidade projetada do investimento. Isto é, quanto percentualmente pretende-se ganhar com o projeto.

De acordo com Souza Junior et al. (2019), o método da TIR consiste em calcular todas as taxas de retorno dos investimentos e compará-las às TMAs correspondentes. Em uma análise secundária, seria dizer que esse método representa, em termos percentuais, qual a taxa que faz o VPL possuir o fluxo de caixa igual a zero. De outra forma, em projetos mutuamente excludentes, a opção que apresentar a maior TIR deverá ser escolhida. Filho e Cury (2018) destacam a relação entre a TIR e a TMA:

- TIR > TMA: investimento economicamente favorável.
- TIR = TMA: investimento não oferece benefícios ou prejuízos.
- TIR < TMA: investimento não é economicamente favorável.

A Equação 2, por sua vez, é aplicada para o cálculo da TIR:

$$\sum_{t=0}^n \frac{FC}{(1 + TIR)_t} = 0 \quad (2)$$

## 2.4.3 Payback Simples e Payback Descontado

Por fim, Camloffski (2014) menciona que o cálculo do *payback* é realizado com a finalidade de demonstrar em quanto tempo, ou em qual quantidade de períodos, um investimento realizado é recuperado, ao passo que o capital investido é inteiramente repostado para a organização. Nesse sentido, quanto menor o *payback*, maior será a liquidez do projeto e, conseqüentemente, menor será a exposição ao risco por parte da organização. É importante destacar também que o risco de um dado projeto aumenta à medida de que o *payback* se aproxima do prazo final do projeto (HOJI, 2018).

O *payback* simples é calculado sem a consideração de uma taxa de desconto. Ou seja, não considera o valor monetário perdido, ou não, no fluxo de caixa do projeto no período analisado. Esse método é, portanto, associado a contextos de fácil aplicação e interpretação imediata de um contexto de investimento (HOJI, 2018). O *Payback* Simples pode ser definido a partir da Equação 3:

$$I = \sum_{t=0}^n \frac{FC}{(1+k)_t} \quad (3)$$

Conforme Hoji (2018) salienta, o *payback* descontado mostra o prazo necessário para que o valor investido seja recuperado, mas levando-se em consideração “valores descontados”. Isso implica que os valores nominais de diferentes períodos são convertidos para valores de uma mesma data, no caso, do momento inicial do investimento. Dessa forma, há a correção do valor do dinheiro ao longo do período de execução do projeto de investimento.

O *payback* descontado é, portanto, uma técnica utilizada para estimar o período necessário para recuperar o investimento inicial, com base no saldo positivo do fluxo de caixa e mensurando o custo do capital investido. Sendo assim, avalia-se a rentabilidade do projeto descontando os fluxos de caixa futuros, de acordo com a taxa de desconto, refletindo o valor do dinheiro ao longo do tempo (FILHO; CURY, 2018). A Equação 4 detalha o cálculo do *payback* descontado:

$$\text{Payback Simples} = \frac{\text{PVL (investimentos)}}{\text{PVL (lucros)}} \quad (4)$$

É importante salientar que todos os métodos citados são comparáveis, considerando-se projetos de investimentos distintos. Isto é, aplicações distintas devem conduzir aos mesmos resultados, caso seus respectivos dimensionamentos sejam feitos corretamente. O que diferencia os métodos são suas possíveis adaptações a diferentes situações (FILHO; KOPITTKKE, 2017).

Além disso, deve-se considerar a relevância de aspectos intangíveis na análise de investimentos. Isto é, há sempre a necessidade de considerar fatores que não são mensuráveis financeiramente. Por exemplo, restrições políticas, ganhos sociais e ambientais e estratégias competitivas podem validar a execução de um projeto de investimento que aparentemente não traz retornos financeiros imediatos a um empreendimento. Por isso, elementos imateriais também devem ser considerados para a análise e a conclusão final de um estudo.

### **3 METODOLOGIA**

A seguir serão apresentados os procedimentos metodológicos que possibilitaram a realização da análise de viabilidade econômico-financeira para a aquisição de um sistema fotovoltaico. Tal sistema foi pretendido para ser instalado em uma empresa sob concessão da Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG). Os objetos de estudo foram sistemas fotovoltaicos aplicados a empresa do grupo A (alta tensão) e a análise de investimentos.

Para realizar a pesquisa, foi desenvolvido um estudo de caso que, conforme Carlos Gil (2022), consiste no estudo profundo e exaustivo de um ou poucos casos, de maneira que permita seu amplo conhecimento. Quanto a natureza, trata-se de um estudo de natureza aplicada, porque tem como objetivo avaliar de forma empírica a viabilidade econômico-financeira de um investimento.

No que tange à abordagem, a análise deste estudo é quantitativa. Silva e Braga (2014) aponta que essa abordagem deve ser utilizada quando existir um problema bem definido, com teorias suficientes a respeito do objeto de estudo. Ademais, a pesquisa é classificada como descritiva, a qual se baseia em levantamentos e análises de dados. Gil (2022) aponta que pesquisas descritivas focam em características, atributos ou relações obtidas na realidade estudada.

A aplicação dos métodos iniciou-se com o levantamento de dados da empresa. Em seguida, analisou-se o cenário em termos de legislação e regulamentação acerca do tema. Então, realizou-se a análise quantitativa por

meio de preceitos associados à análise de investimentos, adotando-se um período de 25 anos (vida útil média de sistemas fotovoltaicos) para quantificação dos resultados.

Tendo em vista a vida útil do projeto, a TMA foi estabelecida em 10% ao ano. Essa taxa é superior ao percentual médio projetado para a Selic anualmente, tanto considerando o médio e o longo prazo (BRADESCO, 2023; IPEA, 2023). Isto é, mesmo que no momento desta análise a taxa Selic era de 13,25% (agosto de 2023), a projeção da Selic para os próximos anos é inferior a 10% ao ano, em todos os cenários dessas instituições. Sendo assim, considerando que o prazo de execução do projeto é longo, não seria razoável considerar a Selic corrente.

Todos os dados quantitativos serão tratados por meio de planilhas do Excel, considerando-se o uso das fórmulas disponibilizadas pelo software. O dimensionamento dessas fórmulas no programa, considerando-se tempo, gastos, fluxo de caixa e taxa, possibilita a reprodução de todas as técnicas apresentadas no referencial teórico. Ou seja, obtém-se os resultados para TIR, VPL e *payback* do projeto de investimento. Além disso, o dimensionamento será realizado considerando-se ainda as alterações da Lei 14.300 de 6 de janeiro de 2022, que ainda está (em 2023) em processo de delimitação de faixa tributária.

Nas próximas seções, os resultados obtidos com a aplicação do método foram discutidos com base na literatura especializada. Além disso, os achados foram sintetizados, como também as considerações finais foram apresentadas.

## **4 RESULTADOS E DISCUSSÃO**

A relação das cargas elétricas da empresa, objeto de estudo, com os respectivos consumos nos horários de ponta e fora ponta foram listados na Tabela 1:

**Tabela 1 – Relação de cargas elétricas da empresa**

Cargas	Pot. útil (CV)	Pot. útil (kW)	Rend.	Pot. de entrada (kw)	ht HP/ mês	ht HFP/ mês	kWh HP/ mês	kWh HFP/ mês	kWh HP/ dia	kWh HFP/ dia	kWh total/ dia	kWh total/mês
Motor 1	40	29,44	0,85	34,64	60	672	2078,12	23274,92	69,27	775,83	845,10	25353,04
Motor 2	20	14,72	0,85	17,32	60	672	1039,06	11637,46	34,64	387,92	422,55	12676,52
Motor 3	20	14,72	0,85	17,32	60	672	1039,06	11637,46	34,64	387,92	422,55	12676,52
Motor 4	10	7,36	0,85	8,66	60	672	519,53	5818,73	17,32	193,96	211,28	6338,26
Motor 5	5	3,68	0,85	4,33	60	672	259,76	2909,36	8,66	96,98	105,64	3169,13
Demais cargas		10	0,9	11,11	60	672	666,67	7466,67	22,22	248,89	271,11	8133,33
Iluminação		2	0,7	2,86	60	24	257,14	68,57	5,71	2,29	8,00	325,71
<b>TOTAL</b>				<b>96,23</b>			<b>5.773,62</b>	<b>62.813,17</b>	<b>192,45</b>	<b>2.093,77</b>	<b>2.286,22</b>	<b>68.586,79</b>

Fonte: Dos autores.

As cargas relacionadas na Tabela 1 são utilizadas em indústrias de médio e grande porte, como por mineradoras, siderúrgicas, energéticas, construção civil, etc. Pela potência instalada (96,23 kW), a empresa é classificada como cliente do grupo A (alta tensão), e devido as características da rede elétrica local da concessionária será enquadrada na subdivisão A4 (2.3 kV a 25kV).

O valor da demanda contratada foi calculado considerando que em determinadas horas do dia todos os equipamentos estarão ligados ao mesmo tempo com carga total, demandando uma potência ativa de 96,23 kW. Além disso, foi adotado o fator de potência (FP) de 0,92 (mínimo exigido pela ANEEL). Portanto, tem-se:

$$Demanda\ contratada = \frac{\sum potências\ ativas\ acionadas\ ao\ mesmo\ tempo}{FP}$$

$$Demanda\ contratada = \frac{96,23}{0,92}$$

$$Demanda\ contratada = 104,95\ kVA$$

Para o cálculo de qual modalidade tarifária (horária verde ou horária azul) é mais vantajosa para o consumidor, deve-se consultar os preços de tarifas praticados pela concessionária. Nas Tabelas 2 e 3, são apresentadas as tarifas

praticadas pela empresa CEMIG para o Grupo A4 nas duas modalidades em 2023.

**Tabela 2 – Tarifas praticadas pela CEMIG modalidade horária azul em 2023**

A4 azul – 2,3 Kv a 25 Kv	Demanda R\$/Kw	Bandeira verde Consumo R\$/kwh	Bandeira amarela Consumo R\$/kwh	Bandeira vermelha 1 Consumo R\$/kwh	Bandeira vermelha 2 Consumo R\$/kwh	Escassez hídrica R\$/kwh
Demanda Ponta	49,92					
Demanda fora de ponta	16,54					
Demanda ultrapassagem ponta	99,84					
Demanda ultrapassagem fora de ponta	33,08					
Consumo ponta		0,49712	0,52701	0,56212	0,59507	0,63912
Consumo fora de ponta		0,3495	0,37939	0,4145	0,44745	0,4915

Fonte: CEMIG (2023)

**Tabela 3 – Tarifas praticadas pela CEMIG modalidade horária verde em 2023**

A4 verde – 2,3 Kv a 25 Kv	Demanda R\$/Kw	Bandeira verde Consumo R\$/kwh	Bandeira amarela Consumo R\$/kwh	Bandeira vermelha 1 Consumo R\$/kwh	Bandeira vermelha 2 Consumo R\$/kwh	Escassez hídrica R\$/kwh
Demanda	16,54					
Demanda de ultrapassagem	0					
Consumo ponta		1,70529	1,73518	1,77029	1,80324	1,84729
Consumo fora de ponta		0,3495	0,37939	0,4145	0,44745	0,4915

Fonte: CEMIG (2023)

As bandeiras tarifárias são utilizadas para sinalizar aos consumidores os custos da energia elétrica em função das condições de geração, principalmente das usinas hidrelétricas. Quando há menos incidência de chuva, por exemplo, pode ser necessário o acionamento das usinas termoeletricas para garantir a geração, na qual possuem custo de operação mais caros, o que pode levar a uma mudança na bandeira tarifária.

Adotando as tarifas de consumo de energia para bandeira verde, e as cobranças dos tributos (ICMS de 18% e PIS/COFINS de 4,65% para Minas Gerais), são apresentados na Tabela 4 os cálculos para ambas as modalidades tarifárias:

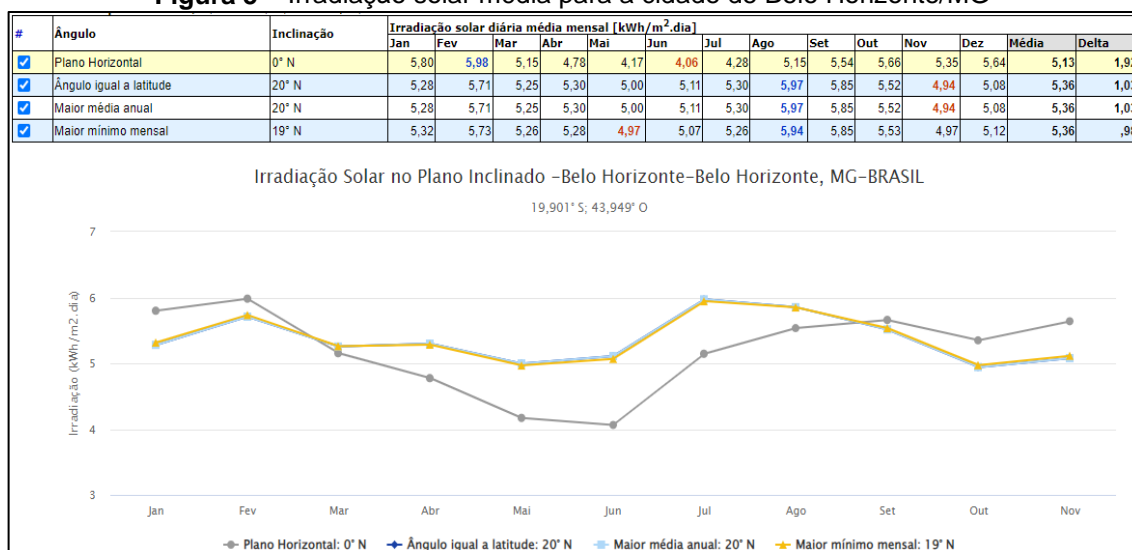
**Tabela 4 – Comparação das modalidades tarifárias**

Consumos e demandas		Azul A4		Verde A4	
		R\$/kWh	Total R\$/kWh	R\$/kWh	Total R\$/kWh
Demanda HP (kW)	104,95	R\$ 63,85	R\$ 6.143,80	R\$ 21,15	R\$ 2.219,69
Demanda HFP (kW)	104,95	R\$ 21,15	R\$ 2.035,63	R\$ 0	R\$ 0
Consumo HP (kWh)	5773,62	R\$ 0,64	R\$ 3.670,92	R\$ 2,18	R\$ 12.592,51
Consumo HFP (kWh)	62813,2	R\$ 0,45	R\$ 28.077,82	R\$ 0,45	R\$ 28.077,82
<b>Totais</b>			<b>R\$ 40.669,63</b>		<b>R\$ 42.890,02</b>

Fonte: Dos autores.

Em concordância com os cálculos apresentados na Tabela 4, é mais vantajoso, do ponto de vista financeiro, que a empresa seja inserida na modalidade tarifária horária azul. O dimensionamento do sistema fotovoltaico será baseado nas seguintes premissas: (i) Irradiância solar do local: de acordo com os dados do CRESESB (Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito) e considerando que a empresa está localizada na cidade de Belo Horizonte/MG, ângulo de inclinação dos painéis igual a latitude do local (20° N), a irradiância solar média anual a ser considerada é de 5,36 kWh/m<sup>2</sup>. dia. Os dados do CRESESB estão apresentados na Figura 5.

**Figura 5 – Irradiação solar média para a cidade de Belo Horizonte/MG**



Fonte: CRESESB (2023)

(ii) Rendimento do sistema: conforme a ABSOLAR (2022), será considerado rendimento de 80% (média de 20% de perdas).

Levando-se em consideração o rendimento, irradiância solar média anual e as perdas elétricas do sistema, a potência elétrica necessária do sistema fotovoltaico para suprir todo o consumo de energia da empresa será:

$$P = \frac{\left( \frac{CFP + (CP \times \frac{TEP}{TEFP})}{30} \right)}{I \times n}$$

$$P = \left( \frac{62813,2 + \left( 5773,62 \times \frac{0,64}{0,45} \right)}{30} \right)$$

$$P = \left( \frac{\quad}{5,36 \times 0,8} \right)$$

$$P = 552,02 \text{ kWp}$$

Observa-se que a potência necessária para suprir todo o consumo de energia elétrica é maior que a demanda contratada na concessionária de energia. Isto é, a potência contratada é 104,95 kW e a potência necessária para suprir todo o consumo é 552,02 kWp. Para que não seja necessário realizar mudanças no valor da demanda contratada na concessionária, e, conseqüentemente, a ampliação da subestação, acarretando custos adicionais, o sistema fotovoltaico será dimensionado tendo como potência limite o valor de 104,95 kW. Para fins comerciais, o sistema fotovoltaico com potência mais próxima da demanda contratada é de 99 kWp. Pelos dados da Greener (2021), será considerado o custo de 4,27 R\$/Wp instalado. Então, o custo do sistema fotovoltaico será:

$$\text{Custo sistema fotovoltaico} = \text{Potência do sistema} \times \text{R\$/Wp}$$

$$\text{Custo sistema fotovoltaico} = 99.000 \times 4,27$$

$$\text{Custo sistema fotovoltaico} = \text{R\$ } 422.730,00$$

Considerando-se o rendimento de 80%, bem como a irradiação solar de 5,36 kWh/m<sup>2</sup>.dia, a quantidade de energia gerada diariamente e mensalmente serão:

$$\text{Energia gerada diariamente} = P \times I \times n$$

$$\text{Energia gerada diariamente} = 99.000 \times 5,36 \times 0,8$$

$$\text{Energia gerada diariamente} = 424,51 \text{ kWh}$$

$$\text{Energia gerada mensalmente} = 99000 \times 5,36 \times 0,8 \times 30$$

$$\text{Energia gerada mensalmente} = 12.735,36 \text{ kWh}$$

É importante observar que a energia elétrica gerada (399,66 kWh) é inferior à energia demandada diariamente (2093,77 kWh), conforme apresentado na Tabela 1 (relação de cargas elétricas da empresa). Portanto, toda energia

que será gerada pelo sistema fotovoltaico será consumida instantaneamente pelas cargas elétricas da empresa, não sendo injetado nenhum excedente na rede.

Para o cálculo da economia anual gerada, será levada em consideração a tarifa de 0,45 R\$/kWh (bandeira verde para o consumo), valor praticado em 2023 pela empresa CEMIG para os consumidores do grupo A4 na modalidade tarifária azul.

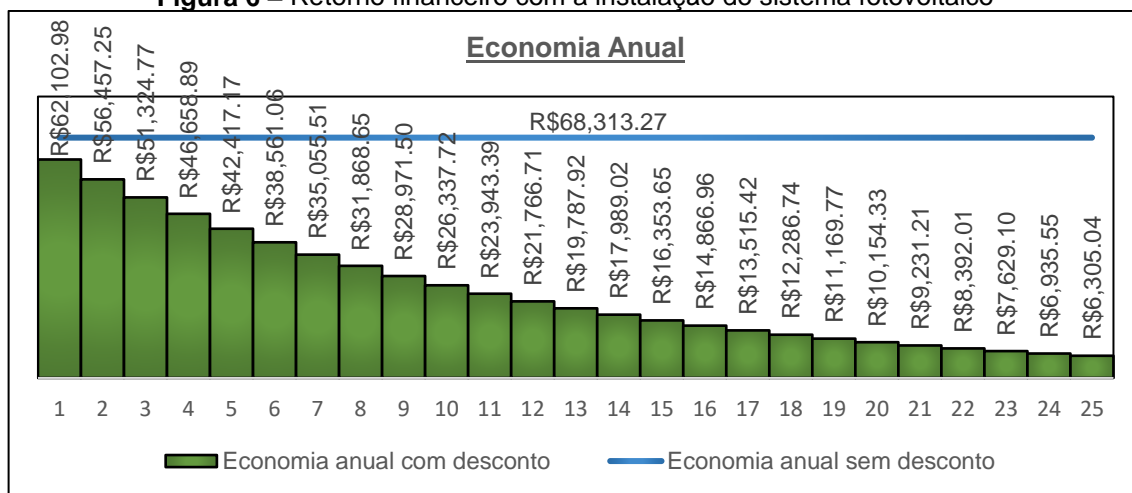
$$\text{Economia anual} = \text{Energia gerada} \times \text{Tarifa de energia} \times 12$$

$$\text{Economia anual} = 12.735,36 \times 0,45 \times 12$$

$$\text{Economia anual} = \text{R\$ } 68.313,27$$

Considerando-se uma taxa anual de desconto de 10%, o retorno financeiro com a instalação do sistema fotovoltaico, a Figura 6 apresenta a economia anual com gastos de energia elétrica, mediante a implementação do sistema fotovoltaico.

**Figura 6 – Retorno financeiro com a instalação do sistema fotovoltaico**



Fonte: Dos autores

A Figura 6 considera a valor presente o montante financeiro anual que o empreendimento obterá por meio da economia com os desembolsos para o pagamento das contas de energia elétrica à CEMIG. Isto é, o gasto anual de R\$68.313,17 foi projetado em 25 anos para que se apurasse a receita projetada.

Deve-se ressaltar que para sistemas instalados um ano após a publicação da Lei 14.300 de 6 de janeiro de 2022, e que irão injetar energia elétrica gerada pelo sistema fotovoltaico na rede da concessionária de energia

elétrica, deve ser levado em consideração nos cálculos as taxas especificadas na Lei que serão aplicadas nos créditos de energia elétrica. Nesse sentido, de forma comparativa, foi feita a análise com base nos preceitos dessa Lei, ainda que exista expectativas [em 2023] de mudanças de redução na sua conjuntura tributária, dado que a Lei não havia sido totalmente tramitada.

A Tabela 5 traz uma análise comparativa, estratificando dois cenários para os cálculos do VPL, da TIR e do *payback*. No cenário 1, não se considera a tributação esperada pela homologação da Lei 14.300. Já no cenário 2, atribui-se a tributação máxima que é prevista pela aplicação das regras da respectiva Lei.

**Tabela 5 – Análise comparativa da viabilidade econômico-financeira do projeto**

<b>Análise de viabilidade econômico-financeira</b>				
<b>Investimento inicial</b>	- R\$422.730,00			
<b>Período em anos</b>	25			
<b>Taxa de desconto</b>	10%			
<b>Cenário</b>	1: Sem a Lei 14.300		2: Com a Lei 14300	
<b>VPL</b>	R\$197.352,32		R\$23.729,25	
<b>TIR</b>	16%		11%	
<b>Payback simples</b>	6,19 anos		8,59 anos	
<b>Payback descontado</b>	10,12 anos		20,60 anos	
<b>Período</b>	<b>Retorno anual SEM desconto</b>	<b>Retorno anual COM desconto</b>	<b>Retorno anual SEM desconto</b>	<b>Retorno anual COM desconto</b>
1	R\$68.313,27	R\$62.102,98	R\$49.185,56	R\$44.714,14
2	R\$68.313,27	R\$56.457,25	R\$49.185,56	R\$40.649,22
3	R\$68.313,27	R\$51.324,77	R\$49.185,56	R\$36.953,84
4	R\$68.313,27	R\$46.658,89	R\$49.185,56	R\$33.594,40
5	R\$68.313,27	R\$42.417,17	R\$49.185,56	R\$30.540,36
6	R\$68.313,27	R\$38.561,06	R\$49.185,56	R\$27.763,96
7	R\$68.313,27	R\$35.055,51	R\$49.185,56	R\$25.239,97
8	R\$68.313,27	R\$31.868,65	R\$49.185,56	R\$22.945,43
9	R\$68.313,27	R\$28.971,50	R\$49.185,56	R\$20.859,48
10	R\$68.313,27	R\$26.337,72	R\$49.185,56	R\$18.963,16
11	R\$68.313,27	R\$23.943,39	R\$49.185,56	R\$17.239,24
12	R\$68.313,27	R\$21.766,71	R\$49.185,56	R\$15.672,03
13	R\$68.313,27	R\$19.787,92	R\$49.185,56	R\$14.247,30
14	R\$68.313,27	R\$17.989,02	R\$49.185,56	R\$12.952,09
15	R\$68.313,27	R\$16.353,65	R\$49.185,56	R\$11.774,63
16	R\$68.313,27	R\$14.866,96	R\$49.185,56	R\$10.704,21
17	R\$68.313,27	R\$13.515,42	R\$49.185,56	R\$9.731,10

18	R\$68.313,27	R\$12.286,74	R\$49.185,56	R\$8.846,45
19	R\$68.313,27	R\$11.169,77	R\$49.185,56	R\$8.042,23
20	R\$68.313,27	R\$10.154,33	R\$49.185,56	R\$7.311,12
21	R\$68.313,27	R\$9.231,21	R\$49.185,56	R\$6.646,47
22	R\$68.313,27	R\$8.392,01	R\$49.185,56	R\$6.042,25
23	R\$68.313,27	R\$7.629,10	R\$49.185,56	R\$5.492,95
24	R\$68.313,27	R\$6.935,55	R\$49.185,56	R\$4.993,59
25	R\$68.313,27	R\$6.305,04	R\$49.185,56	R\$4.539,63

Fonte: Elaborado pelos autores

De acordo com a Tabela 5, constata-se que o VPL, considerando-se o custo de instalação do sistema fotovoltaico de R\$ 422.730,00 e uma TMA de 10%, é de R\$197.352,33, no cenário 1. Nesse contexto, a TIR será de 16%, sendo que o *payback* descontado irá ocorrer em 10,12 anos após a instalação do sistema.

Considerando-se os dados do cenário 2, foi aplicada uma taxa de 100% do FIO B (o qual corresponde em média a 28% da tarifa de energia elétrica), prevista na Lei nº 14.300. Nessa configuração obteve-se um desempenho reduzido. Ou seja, o VPL foi de R\$ 23.729,27 (considerando uma taxa de desconto de 10% ao ano). A TIR foi reduzida a 11% e *payback* descontado passou para 20,6 anos.

É importante ressaltar que o benefício com a instalação do sistema fotovoltaico, vai além do econômico. Pois, ao contrário dos combustíveis fósseis (energia não renovável), a energia solar não emite na natureza gases poluentes como: óxidos de nitrogênio, dióxido de carbono e dióxido de enxofre. Dessa forma, os ganhos com a implementação do projeto estão atrelados também com a preservação e com a qualidade de vida da sociedade.

## 5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente estudo demonstrou a implementação de um projeto de investimento por meio da análise de viabilidade econômico-financeira da instalação de um sistema fotovoltaico em uma empresa sob a concessão da empresa CEMIG em Minas Gerais. Para tal, foi considerado um recorte factual para o dimensionamento, assim como com todos os parâmetros normativos vigentes.

Para a realização deste trabalho, foi necessário o levantamento de informações referentes à sistemas fotovoltaicos, assim como a utilização de ferramentas financeiras quantitativas, com o intuito de avaliar o VPL a TIR e o *payback*, técnicas de orçamento de capital uteis para a validação da eficiência de projetos de investimentos.

Verificou-se, a partir do tratamento das informações levantadas, que a instalação do sistema fotovoltaico além de benéfico ao meio ambiente apresenta vantagens financeiras. As evidências das vantagens da implantação, para sistemas fotovoltaicos homologados antes da aplicação das regras da Lei 14.300, podem ser resumidas pelo VPL resultante de R\$ 197.352,33 e pela TIR de 16% ao ano, além de um *payback* descontado de 10,12 anos, frente a uma expectativa média de vida de 25 anos dos sistemas fotovoltaicos. Considerando-se as homologações vinculadas aos preceitos da Lei 14.300, sem nenhuma atribuição de incentivo legal, o VPL resultante foi de R\$ 23.729,25, a TIR foi de 11% ao ano (superior à TMA de 10%) e o *payback* descontado ocorreu em 20,6 anos.

Observa-se que com a aplicação das regras da Lei 14.300 houve reduções significativas no desempenho do VPL e da TIR, assim como houve aumento do tempo de *payback*. Contudo, o projeto continuou apresentando viabilidade financeira. Cabe ressaltar ainda, que não foi considerado o potencial de benefício econômico advindo do processo de desinvestimento após a vida útil estabelecida para o projeto.

Por fim, este trabalho possibilitou uma melhor compreensão acerca da implantação de sistemas fotovoltaicos no contexto empresarial, assim como da análise econômico-financeira, que permitiu compreender melhor os custos de um sistema fotovoltaico e o tempo de retorno desse investimento. Destaca-se também, a contribuição de um projeto que estimula o uso de uma fonte de energia renovável, limpa e inesgotável.

Estudos futuros podem abordar o dimensionamento do projeto considerando outras regiões geográficas, bem como consumidores de outros subgrupos. Ademais, deve-se levar em consideração o impacto esperado para cada Estado da Federação com relação aos incentivos fiscais advindos da

tributação associada à Lei 14.300. Outro ponto que pode ser mensurado são os custos de retroalimentação do sistema após o período da vida útil de 25 anos.

## REFERÊNCIAS

- ABSOLAR. **Panorama da Solar Fotovoltaica no Brasil e no mundo**. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>. Acesso em: 09 de junho de 2022.
- ANEEL. **Resolução Normativa nº 482**, de 17 de abril de 2012. Brasília, Brasil, 2012.
- ANEEL. **Resolução Normativa nº 1.000**, de 07 de dezembro de 2021. Brasília, Brasil, 2021.
- BRADESCO. **Projeções Bradesco Longo Prazo**. Disponível em: <https://www.economiaemdia.com.br/SiteEconomiaEmDia/Projecoes/Longo-Prazo>. Acesso em 28/12/2022.
- BRASIL. **Lei nº 14.300**, de 06 de janeiro de 2022.
- BRASIL. **Projeto de Lei nº 5.829**, de 2019.
- BRIGHAM, M. C.; EHRHARDT E. **Financial Management: Theory and Practice**, 14th Edition, Cengage Learning, 2017.
- CAMLOFFSKI, Rodrigo. **Análise de investimentos e viabilidade financeira das empresas**. São Paulo: Atlas, 2014.
- CRESESB. **Potencial Solar**. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>
- FERREIRA, J. A. S. **Finanças Corporativas: conceitos e aplicações**. São Paulo: Pearson/Prentice Hall, 2005.
- FILHO, José Carlos Franco de Abreu; CURY, Marcos Vinicius Quintella. **Análise de Projetos de Investimento**. 1. ed. Rio de Janeiro: FGV editora, 2018. 183 p.
- CEMIG. **Valores de tarifas e serviços**. Disponível em: <https://www.cemig.com.br/atendimento/valores-de-tarifas-e-servicos/>. Acesso em: 09 de junho de 2022.
- GIL, A. C. **Como elaborar projetos de pesquisa**. 7. ed. São Paulo: Atlas, 2022.
- GREENER. **Estudo Estratégico Geração Distribuída - Mercado fotovoltaico 1º Semestre 2022**. Brasil. Disponível em:

<https://www.greener.com.br/estudo/estudo-estrategico-geracao-distribuida-2022-mercado-fotovoltaico-1-semester/>.

HASTING, D. F. **Análise financeira de Projetos de investimento de capital**. 1 ed. São Paulo, Saraiva, 2013.

HOJI, M. **Gestão Financeira Econômica**. São Paulo: Atlas, 2018.

IPEA. **Boletim de expectativas**. Disponível em: <https://www.ipea.gov.br/cartadeconjuntura/index.php/tag/boletim-de-expectativas/>. Acesso em: 28/12/2022.

LAPPONI, J. C. **Projetos de investimento na empresa**. Rio de Janeiro: Campus. 2007.

MINAS GERAIS. **Lei nº 22.549**, de 30 de junho de 2017.

SEVERINO, M. M. **Avaliação técnico-econômica de um sistema híbrido de geração distribuída para o atendimento a comunidades isoladas da Amazônia**. 2008. 335f. Tese de doutorado. Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, 2011.

SILVA, D.; LOPES, E. L.; BRAGA JUNIOR, S. S. Pesquisa quantitativa: elementos, paradigmas e definições. **Revista de Gestão e Secretariado**, São Paulo, v. 5, n. 1, p. 01-18, jan./abr. 2014.

SOLAR POWER EUROPE. **Global Market Outlook for Solar Power**. Disponível em: <https://www.solarpowereurope.org/insights/market-outlook/global-market-outlook-for-solar-power-2022>. Acesso em: 16 junho de 2022.

VERGARA, V. R. H., OLIVEIRA, J. P. C., BARBOSA F. A., YAMANARY, J. S. Análise de viabilidade econômico-financeira para aquisição de uma unidade de armazenagem de soja e milho, **Gepros**, 2016.

ZILLES, R.; MACÊDO, W. N.; GALHARDO, B. A. M.; OLIVEIRA, F. H. S. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica**, São Paulo: Oficina de textos, 2012. ABSOLAR. **Panorama da Solar Fotovoltaica no Brasil e no mundo**. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>. Acesso em: 09 de junho de 2022.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 482**, de 17 de abril de 2012. Brasília, Brasil, 2012.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 1.000**, de 07 de dezembro de 2021. Brasília, Brasil, 2021.

BRDESCO. **Projeções Bradesco Longo Prazo**. Disponível em: <https://www.economiaemdia.com.br/SiteEconomiaEmDia/Projecoes/Longo-Prazo>. Acesso em 28/12/2022.

BRASIL. **Lei nº 14.300**, de 06 de janeiro de 2022.

BRASIL. **Projeto de Lei nº 5.829**, de 2019.

BRIGHAM, M. C.; EHRHARDT E. **Financial Management: Theory and Practice**, 14th Edition, Cengage Learning, 2017.

CAMLOFFSKI, Rodrigo. **Análise de investimentos e viabilidade financeira das empresas**. São Paulo: Atlas, 2014.

CRESESB. **Potencial Solar**. Disponível em:  
<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>

FERREIRA, J. A. S. **Finanças Corporativas: conceitos e aplicações**. São Paulo: Pearson/Prentice Hall, 2005.

FILHO, José Carlos Franco de Abreu; CURY, Marcos Vinicius Quintella. **Análise de Projetos de Investimento**. 1. ed. Rio de Janeiro: FGV editora, 2018. 183 p.

CEMIG. **Valores de tarifas e serviços**. Disponível em:  
<https://www.cemig.com.br/atendimento/valores-de-tarifas-e-servicos/>. Acesso em: 09 de junho de 2022.

GIL, A. C. **Como elaborar projetos de pesquisa**. 7. ed. São Paulo: Atlas, 2022.

GREENER. **Estudo Estratégico Geração Distribuída - Mercado fotovoltaico 1º Semestre 2022**. Brasil. Disponível em:  
<https://www.greener.com.br/estudo/estudo-estrategico-geracao-distribuida-2022-mercado-fotovoltaico-1-semester/>.

HASTING, D. F. **Análise financeira de Projetos de investimento de capital**. 1 ed. São Paulo, Saraiva, 2013.

HOJI, M. **Gestão Financeira Econômica**. São Paulo: Atlas, 2018.

IPEA. **Boletim de expectativas**. Disponível em:  
<https://www.ipea.gov.br/cartadeconjuntura/index.php/tag/boletim-de-expectativas/>. Acesso em: 28/12/2022.

LAPPONI, J. C. **Projetos de investimento na empresa**. Rio de Janeiro: Campus. 2007.

MINAS GERAIS. **Lei nº 22.549**, de 30 de junho de 2017.

SEVERINO, M. M. **Avaliação técnico-econômica de um sistema híbrido de geração distribuída para o atendimento a comunidades isoladas da Amazônia**. 2008. 335f. Tese de doutorado. Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, 2011.

SILVA, D.; LOPES, E. L.; BRAGA JUNIOR, S. S. Pesquisa quantitativa: elementos, paradigmas e definições. **Revista de Gestão e Secretariado**, São Paulo, v. 5, n. 1, p. 01-18, jan./abr. 2014.

SOLAR POWER EUROPE. **Global Market Outlook for Solar Power**. Disponível em: <https://www.solarpowereurope.org/insights/market-outlook/global-market-outlook-for-solar-power-2022>. Acesso em: 16 junho de 2022.

VERGARA, V. R. H., OLIVEIRA, J. P. C., BARBOSA F. A., YAMANARY, J. S. Análise de viabilidade econômico-financeira para aquisição de uma unidade de armazenagem de soja e milho, **Gepros**, 2016.

ZILLES, R.; MACÊDO, W. N.; GALHARDO, B. A. M.; OLIVEIRA, F. H. S. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica**, São Paulo: Oficina de textos, 2012