

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA
CENTRO DE TECNOLOGIA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Gabriela Catelan Jauris

**ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA: ESTUDO DE VIABILIDADE
FINANCEIRA DE UM SISTEMA PARA ATENDIMENTO DE UMA
UNIDADE CONSUMIDORA RESIDENCIAL**

Santa Maria, RS
2023

Gabriela Catelan Jauris

**ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA: ESTUDO DE VIABILIDADE FINANCEIRA
DE UM SISTEMA PARA ATENDIMENTO DE UMA UNIDADE CONSUMIDORA
RESIDENCIAL**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Coordenação do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Daniel Pinheiro Bernardon

Santa Maria, RS
2023

GABRIELA CATELAN JAURIS

**ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA: ESTUDO DE VIABILIDADE FINANCEIRA
DE UM SISTEMA PARA ATENDIMENTO DE UMA UNIDADE CONSUMIDORA
RESIDENCIAL**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Coordenação do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para a obtenção do título de Bacharel em **Engenharia Elétrica**.

Aprovado em _____ de _____ de 2023:

**Daniel Pinheiro Bernardon, Doutor (UFSM)
(Presidente/Orientador)**

**Roberta Razzolini Biazzini, Mestre (UFSM)
Avaliador 1**

**Marina Camponogara, Mestre (UFSM)
Avaliador 2**

Santa Maria, RS
2023

RESUMO

ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA: ESTUDO DE VIABILIDADE FINANCEIRA DE UM SISTEMA PARA ATENDIMENTO DE UMA UNIDADE CONSUMIDORA RESIDENCIAL

AUTORA: Gabriela Catelan Jauris

ORIENTADOR: Prof. Dr. Daniel Pinheiro Bernardon

Com o crescimento populacional, desenvolvimento industrial e social, ocorre também o crescimento da demanda de energia elétrica e dos custos que envolvem o seu consumo. A energia solar fotovoltaica é uma das principais fontes de energia renovável e é alternativa para a redução destes custos. Este trabalho tem como objetivo analisar a viabilidade financeira da instalação de um sistema de microgeração solar fotovoltaica para atender uma unidade consumidora residencial. A análise foi realizada com base nos indicadores financeiros Tempo de Retorno do Investimento (do inglês, *payback*) e Valor Presente Líquido (VPL). Para isso, foram coletadas informações sobre o sistema de geração instalado na unidade consumidora estudada, bem como, os valores indicados pelo medidor bidirecional instalado no local. Foram analisados quatro cenários distintos, incluindo a interferência da forma de pagamento do sistema instalado e a mudança na forma de tarifação da energia nas unidades consumidoras com geração própria. Os resultados obtidos mostram que para a mesma unidade consumidora, dentro das condições analisadas, o *Payback* pode variar entre 48 e 89 meses e o VPL, pode variar entre cerca de 7 mil reais no pior cenário analisado e chegar a um valor superior a 28 mil reais em outra análise. As análises propostas permitem concluir que a instalação do sistema fotovoltaico, além do impacto ambiental positivo por ser uma fonte limpa, inesgotável e barata, é viável economicamente e gera redução de gastos consideráveis ao longo dos anos de funcionamento.

Palavras-chave: Energia fotovoltaica. Viabilidade financeira. *Payback*. Valor presente líquido.

ABSTRACT

ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA: ESTUDO DE VIABILIDADE FINANCEIRA DE UM SISTEMA PARA ATENDIMENTO DE UMA UNIDADE CONSUMIDORA RESIDENCIAL

AUTHOR: Gabriela Catelan Jauris
ADVISOR: Prof. Dr. Daniel Pinheiro Bernardon

In consequence of population growth, industrial and social development, increased demand for electricity and the costs involved in its consumption. Photovoltaic solar energy is one of the more important sources of renewable energy and is an alternative to reduce these costs. This study has the objective of analyze the financial feasibility of installing a photovoltaic microgeneration system to serve a residence. The analysis was performed based on the financial indicators Payback and Net Present Value (NPV). For this, information was collected on the generation system installed in the studied residence, just like as the values indicated by the bidirectional energy meter installed there. Four scenarios were analyzed, including the interference of the payment method of the installed system and the change in the way of charging energy in consumer units with energy generation systems. The results obtained show that for the same consumer unit, within the environmental conditions, the Payback can occur between 48 and 89 months and the net present value can vary between R\$6,659.82 in the worst scenario analyzed and reach a value greater than 28 thousand in another analysis. It can be concluded that the installation of the photovoltaic system, in addition to the positive environmental impact as it is a clean, inexhaustible and cheap source, is economically viable and generates considerable cost savings over the years of operation.

Keywords: Photovoltaic energy. Financial viability. Payback. Net present value.

LISTA DE SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BEN	Balanco Energético Nacional
EPE	Empesa de Pesquisa Energética
kWh	Quilowatt-hora
kWp	Quilowatt pico
kVA	Quilovolt Ampère
RGE	Rio Grande Energia
TE	Tarifa de Energia
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
VPL	Valor Presente Líquido
W	Watt

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Oferta interna de energia por fonte	14
Figura 2 - Potência instalada em energia solar fotovoltaica no Brasil	16
Figura 3 - Células de silício monocristalino e policristalino	17
Figura 4 - Curva de consumo x geração de uma unidade consumidora	22
Figura 5 - Componentes da fatura de energia.....	23
Figura 6 - Participação das instituições nos financiamentos de sistemas fotovoltaicos.....	25
Figura 7 - Diagrama unifilar do sistema fotovoltaico.....	31
Figura 8 - <i>Payback</i> de uma usina homologada de acordo com a REN ANEEL 1000/2021 ..	38
Figura 9 - <i>Payback</i> usina homologada na Lei 14300/ 2022.	39
Figura 10 - <i>Payback</i> com adesão de financiamento de 1,15%a.m.	40

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Componentes da tarifa de energia	34
Tabela 2 - Componentes da fatura de energia	35

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Requisitos mínimos em função da potência instalada.....	19
Quadro 2 - Linhas de financiamento oferecidas no mercado	26
Quadro 3 - Geração mensal do sistema fotovoltaico instalado	32
Quadro 4 - Custo dos principais elementos o sistema fotovoltaico.....	32
Quadro 5 - Consumo e geração de energia da unidade consumidora.....	33
Quadro 6 - Valor faturado sem GD e com GD dentro da normativa 1000/21	34
Quadro 7 - Valor faturado sem GD e com GD Lei nº 14300/22	36
Quadro 8 - Valores faturados ao longo dos anos sem reajuste na fatura.....	37
Quadro 9 - Resultados obtidos.....	42

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	11
1.1 PROBLEMÁTICA	12
1.2 OBJETIVO GERAL.....	12
1.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	13
1.4 JUSTIFICATIVA	13
2 REFERENCIAL TEÓRICO.....	14
2.1 MATRIZ ENERGÉTICA NACIONAL.....	14
2.2 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	15
2.2.1 FUNCIONAMENTO	17
2.3 RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 1000/2021	21
2.4 LEI Nº 14.300/2022.....	21
2.5 LINHAS DE FINANCIAMENTO PARA ENERGIA SOLAR	24
2.6 ANÁLISE DE INVESTIMENTO	26
2.6.1 Valor presente líquido	26
2.6.2 Tempo de retorno do investimento – Payback	27
3 METODOLOGIA.....	28
3.1 DELINEAMENTO DA PESQUISA.....	28
3.2 DEFINIÇÃO DA AMOSTRA	28
3.3 COLETA DE DADOS	28
3.4 TÉCNICA DE ANÁLISE DE DADOS	29
4 ANÁLISE E DISCUÇÃO DOS RESULTADOS.....	30
4.1 SISTEMA DE MICROGERAÇÃO INSTALADO	30
4.2 CONSUMO DE ENERGIA DA UNIDADE CONSUMIDORA	32
4.3 ANÁLISE DE PAYBACK.....	34
4.4 VALOR PRESENTE LÍQUIDO	40
4.5 APRESENTAÇÃO DOS RESULTADOS.....	42

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....44
REFERÊNCIA.....45

1 INTRODUÇÃO

Ao longo dos anos nota-se o aumento da demanda por energia elétrica. Este aumento está diretamente relacionado com o bem-estar e a produção de riqueza na sociedade contemporânea, de forma que quanto mais um país se desenvolve tanto no ponto de vista social, quanto industrial, mais este país irá demandar energia elétrica e juntamente com isso, surge a necessidade de investimentos na ampliação da matriz energética.

Segundo Silva Filho (2003), é perceptível que o desenvolvimento econômico está diretamente relacionado com o consumo de energia elétrica, visto a notória diferença de consumo observada entre países desenvolvidos e em desenvolvimento em relação a países pobres ou subdesenvolvidos. Os países dito como ricos, isto é, que apresentam desenvolvimento econômico mais elevado também maior poder energético para suprir a demanda de seus habitantes. Em contraposto, nos países mais pobres, existem dificuldades na ampliação da matriz energética decorrentes da falta de recurso tecnológico, da localização geográfica e, principalmente, da falta de poder econômico.

Aliado ao aumento de consumo de energia elétrica, conforme Lodi (2011) as preocupações com os fatores ambientais, o desenvolvimento social e econômico, a inconstância nos preços dos combustíveis fósseis, o aumento da competitividade em relação a outras fontes de energia, a segurança energética e as políticas governamentais, têm feito crescer a participação das fontes renováveis na matriz energética, tanto em usinas de grande porte quando em pequenas unidades geradoras.

A consequência imediata do aumento do consumo de energia é o acréscimo do valor pago mensalmente por ela e com isso surge a necessidade de buscar formas de amenizar essa despesa. Uma alternativa que vem sendo utilizada por muitos consumidores é a instalação de sistemas fotovoltaicos de mini ou microgeração de energia em suas residências ou empresas e o retorno financeiro desta opção tem se mostrado bastante atrativo (LODI, 2011).

O retorno financeiro deste tipo de investimento varia de acordo com diversos fatores como o perfil de consumo, nível de radiação solar, reajustes no valor da tarifa de energia, dentre outros. Dessa forma, não existe uma resposta universal quanto ao tempo de retorno do investimento, de forma que se deve analisar caso a caso a viabilidade da instalação através de análises de investimento (LODI, 2011).

1.1 PROBLEMÁTICA

Apesar de ser incipiente no Brasil, existem vários incentivos governamentais para a utilização da energia solar fotovoltaica, tais como condições de financiamento diferenciadas para aquisição do kit de geração. Visando regulamentar o setor, a ANEEL lançou no ano de 2012 a Resolução Normativa 482, a qual estabelecia as condições gerais para conexão de sistemas de microgeração e minigeração às redes de distribuição de energia elétrica (ANEEL, 2012).

No decorrer dos anos, foram necessários ajustes nas condições de conexão visando incentivar a utilização da geração distribuída. Posterior a REN 482/2012, foi divulgada em 2015 a REN ANEEL 687 a qual regulamentava a utilização de créditos de energia gerados a partir da injeção de energia elétrica nas redes de distribuição e também os empreendimentos de múltiplas unidades geradoras (ANEEL, 2015).

Com o aumento significativo do número de unidades consumidoras com injeção de energia elétrica nas redes de distribuição de energia elétrica, começou a ser debatido o custo gerado às concessionárias ou permissionárias, isso em razão da necessidade de manutenção na rede para comportar novas fontes de geração conectadas a ela. Com isso, foi instituída a partir da Lei 14.300/2022 a cobrança de uma componente tarifária relativa ao uso da infraestrutura das redes de distribuição (BRASIL, 2022).

Em janeiro de 2023, a Lei 14.300/2022 passou a vigorar e com isso o iniciou a cobrança da componente TUSD fio B para unidades consumidoras atendidas em baixa tensão, ou então da TUSD fio A para unidades consumidoras atendidas em média tensão. Com a nova forma de cálculo do valor da fatura de energia, começou a ser debatida a viabilidade financeira deste tipo de investimento.

É com base neste questionamento que o trabalho desenvolvido propõe fazer o comparativo entre a viabilidade de uma usina homologada enquanto vigente a Lei 14.300/2022 e a mesma usina tendo direito adquirido no âmbito da REN ANEEL 482/2012.

1.2 OBJETIVO GERAL

O estudo desenvolvido tem como objetivo analisar a viabilidade financeira da instalação de um sistema de microgeração fotovoltaica para atender uma unidade consumidora residencial. Além disso, estabelece um paralelo entre a viabilidade quando há direito adquirido no local de geração de energia fazendo que seja faturado de acordo com a Resolução

Normativa 482/2021 e quando aplicado a forma de faturamento estipulada pela Lei 14300/2022. Por fim, é verificado o impacto que a taxa de juros aplicada quando há financiamento para instalação do sistema gera sobre a viabilidade financeira.

1.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Compreender o perfil de consumo da unidade consumidora;

Verificar a viabilidade financeira da instalação do sistema fotovoltaico a partir dos indicadores *Payback* e Valor Presente Líquido (VPL);

Verificar o impacto da mudança na forma de faturamento nos indicadores de viabilidade;

Verificar o impacto da taxa de juros quando se opta por financiar a instalação do sistema.

1.4 JUSTIFICATIVA

A energia solar é tida como uma forma bastante usual de investimento quando se busca a redução nos custos associados ao consumo de energia elétrica. Com isso, o crescimento desse tipo de investimento colocou a energia solar como a segunda fonte de energia mais utilizada na matriz energética nacional. (RODRIGUES, 2023)

A análise de viabilidade econômica dos sistemas de geração fotovoltaico deve ser feita individualmente para cada unidade consumidora, visto que são vários os fatores que influem no retorno econômico desse tipo de investimento.

Além do notório crescimento no setor, outra justificativa para abordagem do tema é a resolução normativa que entrou recentemente em vigor. A Lei 14300/2022 altera as regras para instalação de sistemas de mini e microgeração e altera também a forma de tarifação da energia em unidades em que há geração ou consumo de energia proveniente de usinas remotas. Assim, uma questão que vem sendo amplamente discutida é sobre o quão viável economicamente será esse tipo de investimento, considerando uma projeção atual e futura.

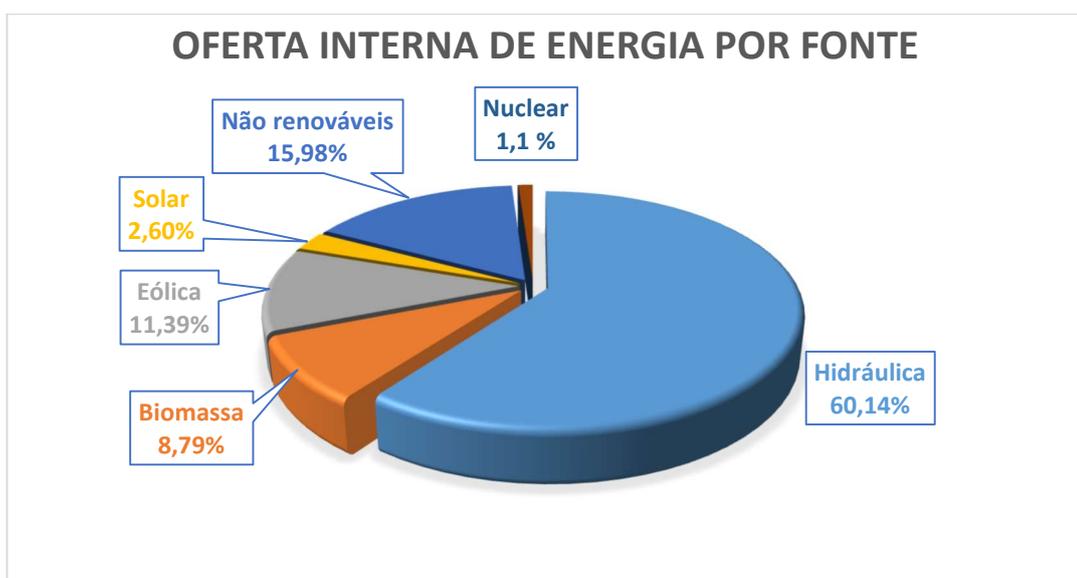
2 REFERENCIAL TEÓRICO

Nesse tópico, serão abordados de forma sucinta a matriz energética brasileira e a importância que a energia solar fotovoltaica tem para o suprimento do consumo de energia elétrica. Além disso, apresenta as normativas estabelecidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) para instalação de sistemas deste tipo e ainda algumas opções de financiamento disponíveis para esse tipo investimento.

2.1 MATRIZ ENERGÉTICA NACIONAL

A matriz energética brasileira tem destaque por ser majoritariamente suprida por fontes renováveis como a energia hidráulica, eólica e solar. De acordo com o último relatório de Balanço Energético Nacional (BEN), realizado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) em 2022, tendo como ano base 2021, a principal fonte de energia em capacidade instalada era a hidráulica, correspondendo a 60,14%, seguido pelo somatório das fontes não renováveis (15,98%) e pelas usinas de energia eólica com 11,39% (Figura 1) (EPE, 2022).

Figura 1- Oferta interna de energia por fonte



Fonte: Adaptado de EPE (2022).

Desde então, tem-se notado um crescimento na utilização da energia solar fotovoltaica, tanto em usinas centralizadas, quanto em unidades de mini e microgeração distribuída. No ano de 2022, a energia solar teve o maior crescimento anual desde 2012, quando foram estabelecidas as primeiras regras para conexão deste tipo de usinas ao sistema integrado nacional, sendo acrescentados mais de 9GW, crescimento de mais de 80% quando comparado com 2021, sendo que desse total, foram 6,6 GW instalados em sistemas de geração distribuída (HEIN, 2023).

Recentemente, no início de janeiro de 2023, a energia solar fotovoltaica tornou-se a segunda fonte mais utilizada no Brasil com cerca de 24 GW de potência instalada o que representa 11,2% do total, ficando atrás apenas da fonte hídrica, deste total (RODRIGUES, 2023).

2.2 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

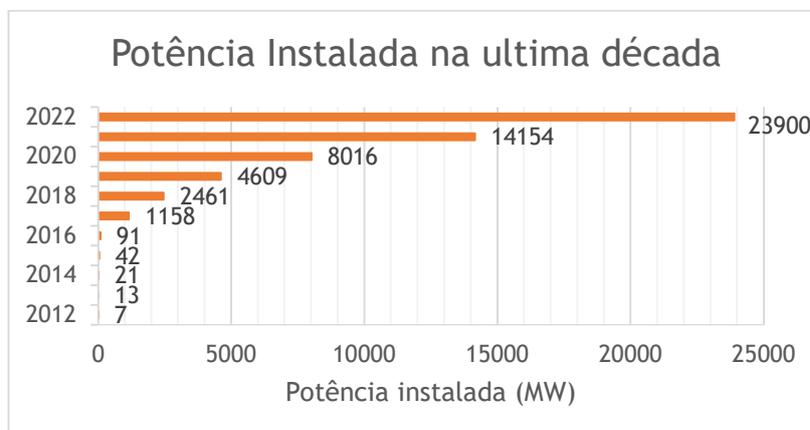
O desenvolvimento da tecnologia da energia solar se deu, inicialmente, visando a utilizar esta fonte em agências espaciais como forma de obter energia elétrica para o funcionamento de satélites. Entretanto, conforme a evolução desta tecnologia, a utilização deste sistema de geração tornou-se mais barato, tanto que atualmente é viável sua instalação nas mais diversas atividades que demandem energia elétrica, sendo ainda uma opção para atender demandas em locais remotos e de difícil acesso onde não há redes de distribuição disponíveis para o atendimento (CRESESB, 2014; RÜTHER, 2004).

O início da utilização dessa fonte de energia no Brasil ocorreu a partir de 2012, quando foi publicada a resolução normativa 482/2012 (ANEEL, 2012). Desde então, o crescimento da utilização dessa fonte ocorre de forma de rápida, sendo que no final de 2022, com 10 anos de regulamentação, alcançou-se quase 24 GW de potência instalada (ABSOLAR, 2023). Projeções indicam crescimento do setor em 10 GW ao longo do ano de 2023, podendo chegar a 34 GW de potencia instalada até o mês de dezembro (HEIN, 2023).

Os investimentos em energia solar trazem diversos benefícios, auxiliando na diversificação da matriz energética nacional o que reduz a pressão sobre os recursos hídricos naturais. Além disso, aumenta a segurança quanto ao suprimento de energia e também ajuda a minimizar aumentos na tarifa.

Na Figura 2 é possível visualizar a potência instalada em energia solar fotovoltaica no Brasil no período de 2012 a 2022.

Figura 2 - Potência instalada em energia solar fotovoltaica no Brasil



Fonte: Adaptado de ABSOLAR (2013).

Além do apelo ambiental, por ser uma fonte de energia renovável com vida útil superior a 25 anos e que requer pouca manutenção, o sistema fotovoltaico é o sistema de compensação de energia mais acessível financeiramente. Segundo a consultoria Bloomberg New Energy Finance a energia solar já superou a eólica e tornou-se a fonte renovável mais barata do mundo e estima que até 2050 seja a fonte mais utilizada em todos os países (PARANOÁ ENERGIA, 2018).

Por ser uma tecnologia relativamente recente, os sistemas fotovoltaicos necessitam um investimento inicial alto, mas dados de mercado apontam diminuição no custo inicial dos sistemas ao longo do tempo. De acordo com relatório da Agência Internacional de Energia Renovável (International Renewable Energy Agency – IRENA), o custo global da energia solar fotovoltaica caiu 82% entre 2010 e 2019. (EXAME, 2022)

A redução do investimento necessário para instalação de um sistema fotovoltaico em grande parte é decorrente de pesquisas que proporcionam maior eficiência dos módulos fotovoltaicos. De acordo com Neris (2023) a eficiência dos painéis de silício tem aumentado cerca de 0,5% a cada ano, desde 2010. O avanço na engenharia para melhorar a produção de pastilhas de silício, o incremento na escala de mineração e o processamento de matérias-primas, o desenvolvimento de painéis mais resistentes e com maior vida útil, além do aumento da demanda tornando o mercado mais competitivo, são fatores que acabam diminuindo o custo dos módulos fotovoltaicos.

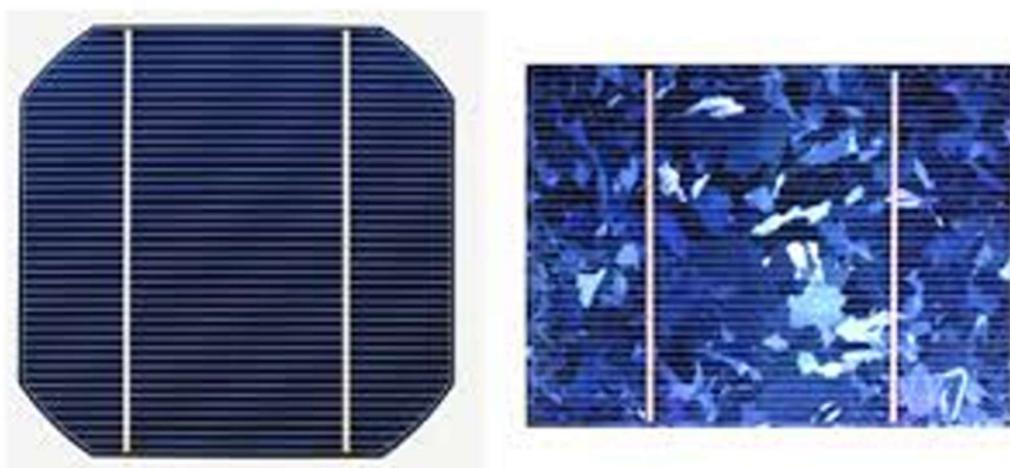
2.2.1 FUNCIONAMENTO

A geração de energia elétrica a partir da luz solar se dá por meio do efeito fotovoltaico, que segundo Becquerel (1839), é decorrente da excitação dos elétrons em estruturas de material semicondutor que resulta em uma diferença de potencial entre os extremos desse material.

Dentre os materiais semicondutores mais utilizados para este processo de conversão de radiação solar em energia elétrica está o silício nas suas formas monocristalinas ou policristalinas (Figura 3). Os módulos fotovoltaicos de silício monocristalino tem suas células obtidas através do corte das barras de silício monocristalinos em pastilhas finas, cuja tecnologia tem limite teórico de conversão de 27%. Comercialmente, já são encontrados módulos desse tipo com eficiência superior a 21%.

Já os módulos de silício policristalino têm suas células construídas a partir de blocos de silício obtidos por fusão de silício puro em moldes, o que resulta em vários pequenos cristais com superfície de separação entre eles. Esse método tornar-se mais barato, porém resulta em módulos de menor eficiência.

Figura 3 - Células de silício monocristalino e policristalino



Fonte: Souza (2018).

Os módulos fotovoltaicos têm geração em corrente contínua (CC), como as instalações das unidades consumidoras são majoritariamente em corrente alternada (CA) é necessário fazer a conversão CC-CA através de inversores de frequência. Existem diferentes tecnologias disponíveis para essa conversão, tanto com microinversores de frequência que fazem a conversão CC-CA de até seis módulos fotovoltaicos, ou ainda de inversores de *string*, nos quais é possível fazer séries com dois mais módulos conectados, porém qualquer problema de geração em um dos módulos irá afetar a geração de todos os módulos que estão conectados em série. Além dessas tecnologias, existem também sistemas que utilizam otimizadores de potência, com a instalação deste dispositivo é possível minimizar perdas por sombreamento, instalar módulos em diferentes orientações e inclinações e ainda, módulos de diferentes potências conectados em série sem que comprometa a geração (isso ocorre pois com a instalação deste dispositivo tem-se o rastreamento da máxima potência a cada módulo).

Existem ainda diferentes tecnologias relacionadas à conexão com a rede, sendo o mais comum os inversores *on grid*, também chamados de *grid tie* ou conectados a rede, que é uma tecnologia em que o inversor de frequência ao gerar energia, irá atender ao consumo instantâneo da unidade consumidora ao qual está conectado e quando houver excedente de energia, ou seja, quando a geração instantânea for maior que o consumo, este excedente é injetado na rede de distribuição da concessionária o que gera créditos de energia que podem ser consumidos posteriormente na unidade onde está instalado o sistema ou então por outra unidade consumidora. Os inversores podem também ser de tecnologia *zero grid* o qual é configurado para suprir o consumo instantâneo da unidade consumidora em que está instalado e é possível zerar ou limitar a energia injetada na rede da concessionária, reduzindo a geração instantânea do sistema, esse tipo de inversor opera em conjunto com um *smart meter* que irá aferir o consumo instantâneo na unidade consumidora e com esse valor o inversor limitará a energia gerada pelo sistema. Por fim, existem os inversores *off grid*, também chamados de inversores isolados da rede, que funcionam totalmente desconectados da rede de distribuição de energia, o que se torna uma excelente alternativa para locais remotos em que não há acesso à rede de distribuição de energia elétrica ou para sistemas em necessitem garantia do suprimento de energia, como sistemas de monitoramento.

Observando a tecnologia mais usual, que é *on grid*, é necessário que os sistemas fotovoltaicos possuam dispositivos de proteção para que possam funcionar conectados ao sistema de distribuição de energia. Para sistemas de microgeração é necessário que haja elementos de desconexão e interrupção, proteções relacionadas ao nível de tensão e

frequência, requer relé de sincronismo para que possa funcionar conectado a rede e relé anti-ilhamento. (ANEEL, 2021).

Com relação ao ponto de conexão da central geradora, o Quadro 1 apresenta os requisitos mínimos de proteção em função da potência instalada.

Quadro 1 - Requisitos mínimos em função da potência instalada

Equipamento	Potência instalada		
	$P \text{ (kW)} \leq 75$	$75 < P \text{ (kW)} \leq 5000$	$5000 < P \text{ (kW)}$
Elemento de desconexão	X	X	X
Função de proteção de sub e sobretensão	X	X	X
Proteção de sub e sobrefrequência	X	X	X
Função de proteção contra desequilíbrio de corrente entre fases	X	X	X
Função de proteção contra reversão e desequilíbrio de tensão	X	X	X
Função de proteção contra curto-circuito	X	X	X
Função de proteção seletiva contra curto-circuito	X	X	X
Função de verificação de sincronismo	X	X	X
Função anti-ilhamento	X	X	X
Função de espera de tempo de reconexão	X	X	X
Medição	Medição bidirecional	Medidor quatro quadrantes	Medidor quatro quadrantes

Fonte: Adaptado de ANEEL (2023).

Ainda de acordo com a REN ANEEL 956/ 2021 para sistemas de microgeração, ou seja, sistemas de até 75kW, o elemento de desconexão trata-se de uma chave seccionadora de forma que fique visível e acessível, para desconexão da unidade de geração durante a manutenção das redes de distribuição. Deve haver também um elemento de interrupção automático acionado por proteção para os microinversores (ANEEL, 2021).

São definidos também os relés que devem fazer a proteção desses sistemas de geração, sendo que, os próprios inversores de frequência já possuem estes dispositivos de proteção instalados, sendo eles:

- Proteção de subtensão – Função ANSI 27: faz com que o inversor de frequência desligue quando o valor da tensão no lado CA do inversor estiver abaixo do valor configurado.
- Proteção de sobretensão – Função ANSI 59: faz com que o inversor de frequência desligue quando o valor da tensão no lado CA do inversor estiver acima do valor configurado.
- Proteção de sub e sobre frequência – Função ANSI 81: faz com que o inversor de frequência desligue quando o valor da frequência apresentar variação em relação ao valor nominal superior ao permitido pela concessionária.
- Relé de sincronismo – Função ANSI 25: para o correto funcionamento do sistema fotovoltaico é imprescindível que fase, amplitude e frequência da tensão gerada e a tensão do sistema de distribuição estejam idênticas enquanto conectadas, esse controle é feito através deste relé.
- Relé de desbalanceamento de corrente de fase ou de fase reversa – Função ANSI 46: fornece sistema proteção contra correntes desequilibradas.
- Relé de sequência de fase de tensão ou de desbalanço de tensão – Função ANSI 47: Fornece ao sistema proteção contra tensões desequilibradas.
- Relé de sobrecorrente instantâneo – Funções 50/50N
- Relé de sobrecorrente temporizado – Funções 51/51N
- Relé temporizador – Função ANSI 62
- Anti-ilhamento: impede que o sistema fotovoltaico continue operando quando há falta na rede de distribuição da concessionária.

Após concluído o processo de homologação do sistema fotovoltaico junto a concessionária de distribuição de energia, a mesma substitui o medidor de energia

unidirecional por um bidirecional, dessa forma é possível aferir os valores de consumo e de injeção de energia da unidade consumidora.

2.3 RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 1000/2021

A publicação da REN 482/2012 estabeleceu regras para a permitir a conexão de unidades de geração de energia elétrica ao sistema de distribuição (ANEEL, 2012). Já em 2015, a REN ANEEL 687/2015 torna possível a compensação de energia em outras unidades consumidoras, desde que estas estejam cadastradas como unidade de rateio de energia para aquele ponto de geração e tenham mesma titularidade da geradora (ANEEL, 2015).

No decorrer dos anos foram feitas alterações no texto original desta Resolução e a partir de 2021, entrou em vigência a Resolução Normativa número 1000, que definia as regras para conexão e faturamento de energia em unidades com geração que tiveram seus projetos protocolados na concessionária até seis de janeiro de 2023. (ANEEL, 2021)

Para unidades consumidoras atendidas em baixa tensão, denotadas como grupo B, a distribuidora de energia deve fazer a cobrança relativa ao maior valor entre o custo de disponibilidade e o consumo de energia deduzida a quantidade de energia injetada e o eventual crédito acumulado de ciclos de faturamento anteriores, sendo que o custo de disponibilidade é definido como o equivalente a 30 kWh para unidade com atendimento monofásico, 50kWh para unidades bifásicas e 100 kWh para unidades trifásicas. (ANEEL 2021)

A REN ANEEL 1000/2021 define também que unidades consumidoras atendidas em média tensão em que a soma das potências nominais dos transformadores seja menor ou igual a 112,5 kVA, ou que se encaixem em outras regras estabelecidas na resolução, podem optar pela tarifação imposta ao grupo B. (ANEEL, 2021)

Já para as demais unidades consumidoras do grupo A, o valor faturado é calculado de acordo com a demanda contratada pelo cliente e o montante de energia elétrica ativa medido e cada ciclo de faturamento. (ANEEL, 2021)

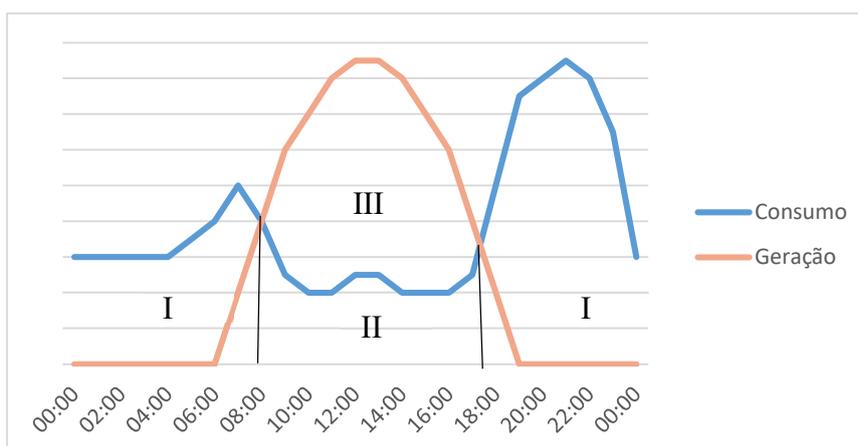
2.4 LEI Nº 14.300/2022

Vigente para os projetos protocolados junto às concessionárias a partir do dia sete de janeiro de 2023, a Lei nº 14.300/2022 institui o marco legal do micro e minigeração de energia (BRASIL, 2022).

A Lei nº 14300/2022 traz importantes alterações em relação à normativa anterior, e inclui a cobrança quando ocorre injeção de energia na rede de distribuição da concessionária e é justificável pela necessidade de cobrir gastos relacionados à manutenção da infraestrutura dessas redes.

Para compreender tais mudanças, é necessário verificar o conceito de simultaneidade. Considerando uma unidade residencial hipotética, esta apresenta uma curva de consumo de energia elétrica ao longo do dia com um pico nas primeiras horas da manhã e outro ao final da tarde, se mantendo estável no restante do dia. Já um sistema fotovoltaico apresenta uma curva de geração, em que o pico ocorre no período de maior radiação (normalmente entre 10 e 15 horas), período que o a residência apresenta pouco consumo (Figura 4).

Figura 4 - Curva de consumo x geração de uma unidade consumidora



Fonte: elaborado pela autora, 2023.

Analisando a curva de consumo e geração é possível distinguir quatro áreas para análise:

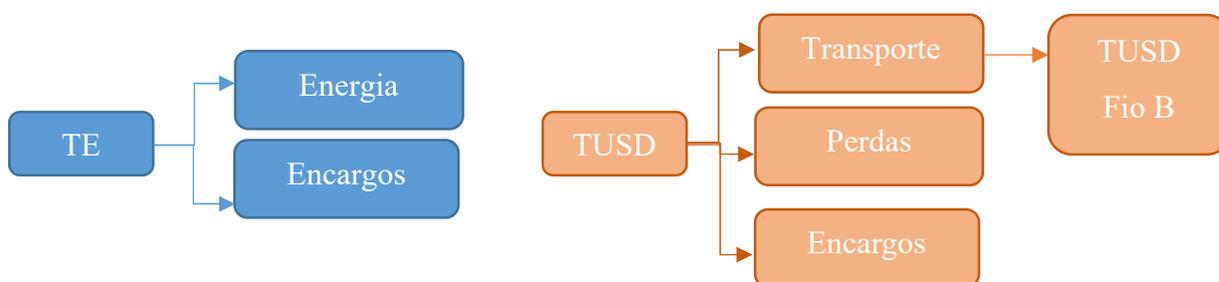
- I – Momento em que o consumo de energia é superior à geração, ou seja, durante este período há consumo de energia elétrica oriundo da rede da concessionária de distribuição;
- II – Neste período, entre 8:00 e 18:00, todo o consumo está sendo suprido pelo sistema fotovoltaico instantaneamente e é chamada região de simultaneidade. O entendimento sobre essa região é interessante para compreender o faturamento da energia, pois nesse momento como

o consumo é suprido pelo gerador fotovoltaico, não haverá cobrança sobre a energia elétrica consumida.

III – Nessa área a geração de energia é superior ao consumo, dessa forma o excedente de energia é injetado na rede e gera créditos de energia que podem ser utilizados posteriormente no local de geração ou em outra unidade consumidora. A alteração mais notória da Lei nº 14300/2022, para os consumidores do grupo B, ocorre nesse ponto, que se trata da cobrança da chamada TUSD fio B de acordo com excedente de energia que é injetado na rede e consumido posteriormente.

Para compreender o impacto da cobrança da TUSD fio B ao consumidor é necessário verificar quais são as componentes da fatura, estas podem ser divididas entre Tarifa de Energia (TE) e a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) (Figura 5), além de impostos e contribuições municipais. Os valores de cada componente da TE e da TUSD para todas as concessionárias e permissionárias atuantes no Brasil são disponibilizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica.

Figura 5 - Componentes da fatura de energia



Fonte: elaborado pela autora, 2023.

Tomando como exemplo uma unidade consumidora do grupo B1 atendida pela concessionária Rio Grande Energia (RGE), fornecidas em ANEEL (2023), tem-se que a tarifa de aplicação para a TUSD é de R\$ 0,437 por kWh enquanto que a tarifa de aplicação da TE é de R\$ 0,261 por kWh, totalizando R\$ 0,698 por kWh. Buscando isoladamente o valor da TUSD fio B para o mesmo consumidor, o valor é de 0,250 reais por kWh. Tendo como base esses valores, pode-se concluir que a TUSD fio B representa cerca de 35,8% do valor total da fatura de energia, para a concessionária RGE (ANEEL, 2022).

Está definido pela Lei 14300/2022 que a cobrança da TUSD fio B será feita de forma escalonada, começando em 15% da TUSD durante o ano de 2023, valor que aumenta a cada ano, até chegar a 90% em 2028. Após período de transição, as unidades participantes do sistema de compensação de energia elétrica ficarão sujeitas às regras tarifárias estabelecidas pela ANEEL para as unidades consumidoras com microgeração ou minigeração distribuída.

Já para os consumidores pertencentes ao grupo A que optarem por sistemas de mini ou microgeração distribuída será feita a cobrança em relação de TUSD fio A sobre a energia injetada na rede da concessionária.

Outra alteração diz respeito à demanda das unidades consumidoras do grupo A. Para unidades geradoras com direito adquirido de acordo com a REN ANEEL 1000/2021, existe a componente para faturamento TUSD que incide sobre a demanda contratada da unidade consumidora, valor que deve ser o maior entre a demanda de consumo e a potência do sistema instalado. O que ocorria na prática é que quando o cliente optava por instalar um sistema com potência superior à demanda contratada naquela unidade, ele deveria alterar o valor da demanda contratada para o valor do sistema a ser instalado.

Ao entrar em vigor a Lei nº 14300/2022 a componente TUSD passa a ser dividida em duas componentes: a TUSD carga e a TUSD geração, em que o valor da tarifa TUSD geração tem valor inferior à tarifa da TUSD carga. Nesse caso, ao instalar um sistema com potência superior à demanda contratada, o cliente irá pagar a tarifa TUSD carga em cima da demanda contratada e a TUSD geração relativa à diferença entre a potência do sistema e a demanda contratada, nos casos em que a potência do sistema instalado for superior à demanda contratada.

2.5 LINHAS DE FINANCIAMENTO PARA ENERGIA SOLAR

Ainda que o custo de instalação de sistemas fotovoltaicos tenha reduzido significativamente ao longo dos últimos anos, este permanece sendo um investimento caro conforme o poder aquisitivo do consumidor e, com, surgem no mercado várias linhas de financiamento que possibilitam a sua instalação.

Ainda que sejam pagos juros ao longo prazo do financiamento, esse tipo de aplicação é considerado atrativa, considerando o retorno observado, mês a mês, na forma de redução das faturas de energia.

Embora se pague juros ao longo do tempo, quando se opta por um financiamento, essa aplicação vale a pena no final das contas, considerando o retorno mensal que se tem no valor das faturas de energia.

De acordo a empresa de consultoria energética Greener (2022), durante o primeiro semestre do ano de 2022, houve aumento de 30% na oferta de soluções de financiamentos para instalações fotovoltaicas, sendo que as instituições mais atuantes no mercado são a BV Financeira, Banco Santander e a instituição Solfácil (Figura 6).

Figura 6 – Participação das instituições nos financiamentos de sistemas fotovoltaicos



Fonte: Adaptado de Grenner (2022).

Em consulta às linhas de crédito disponíveis em algumas instituições, verifica-se que existem financiamentos com taxa de juros variáveis e taxa de juros fixas. Há linhas que oferecem carência de até seis meses (caso do Banco do Brasil), e com período de financiamento que podem chegar a até sete anos (disponível na BV Financeira).

Existem também financeiras que exigem pagamento de parte do investimento pelo cliente, enquanto que outras financiam o valor integral do sistema. Os juros aplicados sobre o valor do investimento apresentam significativa variação, podendo ser a partir de 0,58% ao mês, como no sistema de crédito cooperativo do Sicredi, ou de 1,17% para solicitações feitas por pessoas físicas na Caixa Econômica Federal (Quadro 2).

Quadro 2 – Linhas de financiamento oferecidas no mercado

	Taxa de juros	Cobertura	Carência	Tempo de financiamento
BV financeira	0,75 – 1,54% a.m.	Até 100%	Até 120 dias	Até 84 meses
Santander	A partir de 1,11 a.m.	Até 100%	Até 120 dias	Até 96 meses
Solfácil	1,17 – 1,6%	Até 100%	Até 180 dias	Até 120 meses
Banco do Brasil	A partir de 0,75%	Até 100%	Até 180 dias	Até 60 meses
Caixa	A partir de 1,17% a.m.	Até 100%	Até 180 dias	Até 60 meses

Fonte: Elaborado pela autora, 2023.

2.6 ANALISE DE INVESTIMENTO

2.6.1 Valor presente líquido

O VPL consiste em concentrar todos os valores de fluxo de caixa para o momento inicial do investimento, descontando o custo de oportunidade do valor investido a partir da aplicação da taxa média de retorno (PARENTE, 2019).

De acordo com Padovese (2005), a utilização do VPL é aplicada para decisão sobre investimentos e compreende variáveis como o valor do investimento, os fluxos futuros de benefícios, a taxa de juros e ao longo de um período.

O valor concentrado dos fluxos futuros deve ser comparado com o valor atual do investimento e pode ser calculado por meio da Equação 1. Caso o valor concentrado seja superior ao valor investido significa que o investimento é viável economicamente, caso seja inferior o investimento é inviável (ASSAF NETO, 2017).

$$VPL = \left[\frac{FC_1}{(1+i)^1} + \frac{FC_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{FC_n}{(1+i)^n} \right] - FCO \quad (1)$$

Onde:

FC_n = representa o valor de entrada ou saída de caixa prevista para cada intervalo de tempo

FC_0 = fluxo de caixa verificado no momento inicial

i = taxa mínima de atratividade do investimento

2.6.2 Tempo de retorno do investimento – Payback

Tempo de Retorno do investimento ou *Payback*, é um método usado para mensurar o período necessário para recuperar o capital investido inicialmente. O valor pode ser histórico ou descontado, sendo que o histórico é calculado de forma mais simples, sem nenhum desconto sobre o custo de disponibilidade sobre o investido (BRITO, 2006, p. 51).

Para o trabalho desenvolvido foi utilizado o *Payback* histórico, calculando o tempo de retorno a partir da economia decorrente do investimento em um sistema fotovoltaico. Este tempo pode ser estimado fazendo uso da Equação 2.

$$Payback = \frac{\text{Investimen inicial}}{\text{ganho no pe ído}} \quad (2)$$

3 METODOLOGIA

3.1 DELINEAMENTO DA PESQUISA

O presente trabalho contou com pesquisa documental relacionada ao setor fotovoltaico nos últimos anos, tanto em relação ao cenário de crescimento da utilização desta fonte de energia em decorrência da diminuição de custos que envolvem sua instalação, avanços em tecnologias relacionadas ao setor, quanto em relação às regulamentações que regem a utilização de geração distribuída no país.

O estudo desenvolvido conta com o levantamento de dados que foram testados através de procedimentos estáticos na análise de viabilidade financeira.

3.2 DEFINIÇÃO DA AMOSTRA

Utilizou-se como base uma unidade consumidora residencial com tarifação convencional atendida pela concessionária RGE em baixa tensão. Esta unidade consumidora já tem instalado um sistema de microgeração fotovoltaica composto por seis módulos de 505Wp, totalizando 3,03 kWp, e com um inversor monofásico de 3 kW. O custo de instalação do sistema fotovoltaico em questão foi pago à vista, e o investimento total foi de R\$15.750,00.

3.3 COLETA DE DADOS

A elaboração do estudo se deu a partir da coleta de dados desta unidade consumidora, sendo que os dados de geração de energia elétrica pelo sistema fotovoltaico foram obtidos a partir do sistema de monitoramento remoto do inversor de frequência. Além disso, o histórico das leituras do medidor bidirecional foi coletado nas faturas de energia desta unidade consumidora, onde estão registrados os dados medidos de energia injetada e energia consumida da rede a cada mês no ano e 2022

sendo os seguintes valores medidos: a energia injetada da rede da concessionária em cada mês ao longo do ano de 2022 e os valores de energia consumida da rede de distribuição no mesmo período.

3.4 TÉCNICA DE ANÁLISE DE DADOS

A partir dos dados coletados é possível entender o perfil de consumo de energia da unidade consumidora, estabelecendo o que é consumo instantâneo, o quanto de energia foi injetado na rede e o quanto de energia foi consumido posteriormente à geração.

Para análise foram estabelecidos quatro cenários, sendo feita análise de acordo com a forma de tarifação definida na REN ANEEL 1.000/2021 e Lei nº 14.300/2022. Para as duas formas de tarifação foi feita a análise quando o sistema proposto é pago com recursos próprios no momento da instalação do sistema e considerando uma linha de financiamento oferecida ao cliente durante a negociação.

4 ANALISE E DISCUÇÃO DOS RESULTADOS

4.1 SISTEMA DE MICROGERAÇÃO INSTALADO

A unidade consumidora analisada possui um sistema fotovoltaico instalado, sendo que a geração é feita através de seis módulos fotovoltaicos de silício monocristalino de 505W ligados em série, totalizando 3,03kW. O local de instalação é um telhado com orientação oeste e tem significativo sombreamento devido às árvores existentes no local.

A geração, a partir dos módulos é em corrente contínua, e a proteção dessa parte do circuito é feita com uma chave seccionadora de 1000 Volts e possui dispositivo contra surtos (DPS) de 600V, estes dispositivos ficam instalados em um quadro de proteção em corrente contínua chamado *stringbox*.

Para que seja conectado à rede existente da unidade consumidora, a energia gerada precisa ser convertida para corrente alternada e esta conversão é feita através dos inversores de frequência. No local está instalado inversor da fabricante *Growatt* modelo MIC3000TL-X com potência nominal de 3 kW, este inversor já possui dispositivos de proteção exigidos por norma, sendo eles:

Função 27 – Relé de subtensão;

Função 59 – Relé de sobretensão;

Função 81 U – Relé de subfrequência;

Função 81 O – Relé de sobrefrequência;

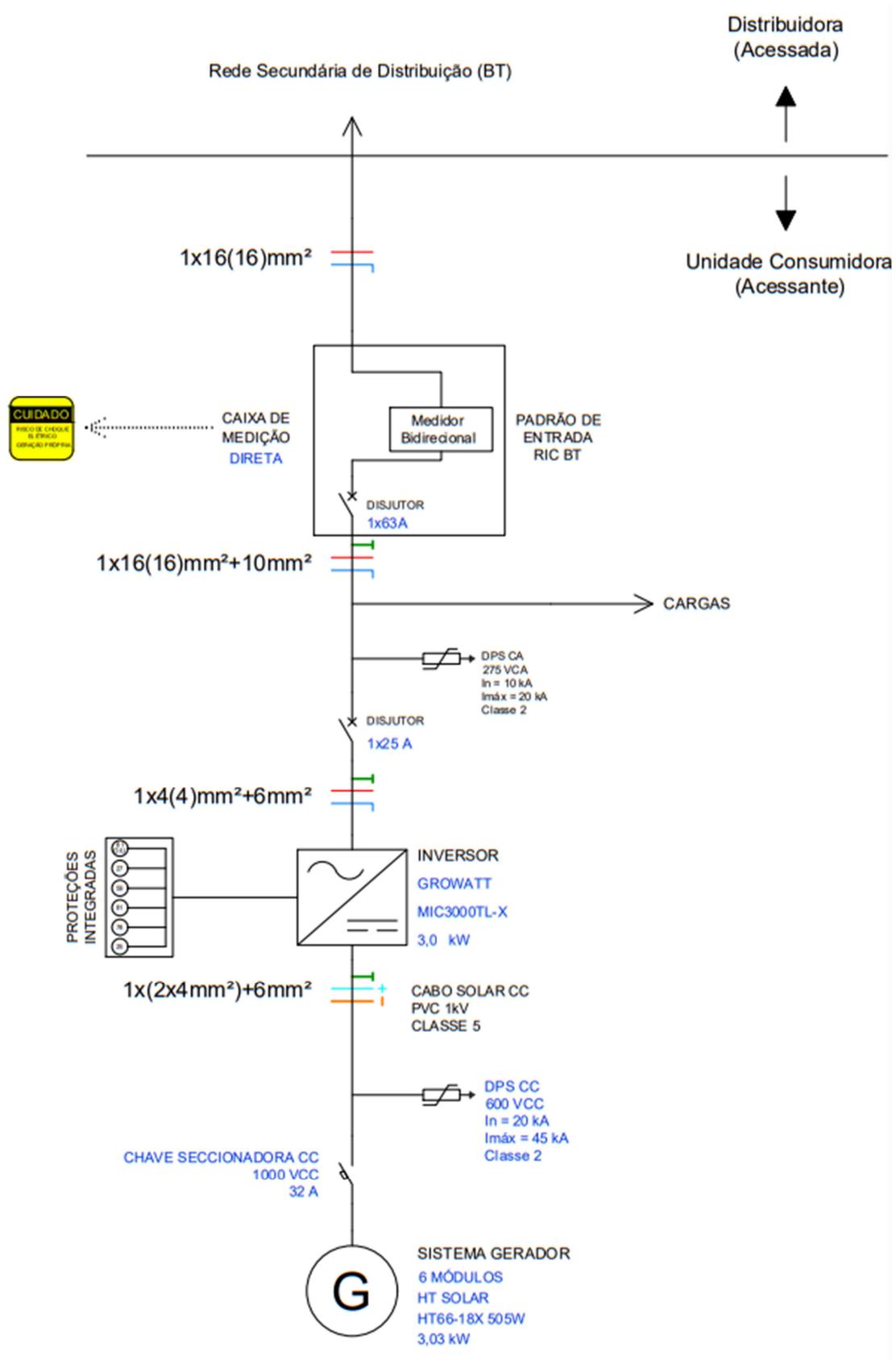
Função 25 – Relé de sincronismo;

Função 78 – Anti-ilhamento.

Por fim, no ponto de conexão do sistema de geração com a rede existente da unidade consumidora, é colocado um quadro de proteção em corrente alternada, nele estão o disjuntor CA dimensionado de acordo com a potência do inversor, no caso disjuntor monofásico de 25^a para o inversor de 3kW, e também os DPS para a fase e para o condutor neutro.

Conforme representa a Figura 7.

Figura 7 – Diagrama unifilar do sistema fotovoltaico



Fonte: elaborado pela autora, 2023.

Para desenvolver o estudo, foi verificado através de sistema de monitoramento remoto do inversor MIC3000TL-X instalado no local, os dados de geração de energia ao longo do ano de 2022, obtendo-se os seguintes valores (Quadro 3):

Quadro 3 – Geração mensal do sistema fotovoltaico instalado

	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Geração mensal (kWh)	481	397	370	273	217	202	277	286	278	374	460	509

Fonte: elaborado pela autora, 2023.

O investimento inicial para instalação do sistema fotovoltaico foi de R\$ 15.750,00. Deste total, é possível verificar o custo dos principais elementos o sistema fotovoltaico, em valores aproximados (Quadro 4).

Quadro 4 – Custo dos principais elementos o sistema fotovoltaico

	Valor (R\$)
Inversor Growatt 3 kW	2.188,80
6 módulos HT 505W	6.500,00
String Box 1entrada / 1 saída 600 VCC	339,00
Fixação	307,00
Cabeamento e conexões CC	159,70
Cabeamento e conexões CA	293,10
Outros materiais	531,31
Integrador, logística e demais custos	5.431,89

Fonte: elaborado pela autora, 2023.

4.2 CONSUMO DE ENERGIA DA UNIDADE CONSUMIDORA

Para analisar a viabilidade financeira relacionada à instalação de microgeração fotovoltaica na unidade consumidora estudada, a qual é atendida em baixa tensão pela

concessionária RGE Sul e sendo do grupo B1 residencial convencional, foi desconsiderado a aplicação das bandeiras tarifárias (Quadro 5).

Quadro 5 – Consumo e geração de energia da unidade consumidora

Mês	Geração (kWh)	Leitura medidor bidirecional		Consumo simultâneo (kWh)	Consumo total (kWh)
		Consumo (kWh)	Injetado (kWh)		
	[A]	[B]	[C]	[D]=[A-C]	[E]=[D+B]
Janeiro	481	435	384	97	532
Fevereiro	397	427	379	18	445
Março	370	264	58	312	576
Abril	273	193	50	223	416
Maio	217	201	5	212	413
Junho	202	188	34	168	356
Julho	277	153	3	274	427
Agosto	286	172	30	256	428
Setembro	278	291	243	35	326
Outubro	374	142	82	292	434
Novembro	460	361	384	76	437
Dezembro	509	502	374	135	637

Fonte: elaborado pela autora, 2023.

Na coluna [A] estão dispostas as informações de geração do sistema fotovoltaico obtidos a partir do sistema de monitoramento remoto do inversor de frequência, ao longo dos meses de janeiro a dezembro de 2022. Nas colunas [B] e [C] são apresentados os dados de leitura do medidor birecional da concessionária de energia instalado na unidade consumidora, sendo o valor consumido da rede de distribuição e a quantidade de energia gerada que foi injetada na rede da concessionária, respectivamente.

Utilizando as informações de geração do sistema e a leitura da energia injetada na rede na concessionária se obtém a quantidade de energia que a unidade consumidora gastou no mesmo momento em que ocorria a geração, valor apresentado na coluna [D] da tabela acima. Por fim, conhecendo o valor da energia consumida instantaneamente e o valor que foi consumido da rede da concessionária, chega-se ao consumo total dessa unidade ao longo do mês [E].

4.3 ANÁLISE DE PAYBACK

A primeira análise que pode ser feita é de quanto foi a economia ao longo do ano, desta unidade consumidora, por ter optado pela instalação do sistema de geração distribuída. Na REN ANEEL 1000/2021 para homologação dos sistemas de GD, o valor faturado corresponde à diferença entre o valor consumido e o valor injetado, além dos encargos municipais. Para o cálculo foram utilizados os valores de tarifa com tributos cobrados pela concessionária RGE mais os encargos municipais dispostos na Tabela 1. Posteriormente, o Quadro 6 versa sobre o valor faturado sem GD e com GD conforme a REN 1.000/2021.

Tabela 1 – Componentes da tarifa de energia

	(R\$)
TE ANEEL / kWh	0,43754
TE com tributos / kWh	0,45833
TUSD ANEEL / kWh	0,26162
TUSD com tributos / kWh	0,33031
Encargos	2,28

Fonte: elaborado pela autora, 2023.

Quadro 6 – Valor faturado sem GD e com GD dentro da normativa 1000/21

Mês	Leitura medidor bidirecional		Consumo total (kWh)	Sem GD	Com GD 1000/21		
	Consumo (kWh)	Injetado (kWh)		Valor faturado (R\$)	Consumo Faturado (kWh)	Créditos de energia (kWh)	Valor faturado (R\$)
Janeiro	435	384	532	421,84	51	0	42,50
Fevereiro	427	379	445	353,23	48	0	40,13
Março	264	58	576	456,54	206	0	164,74
Abril	193	50	416	330,35	143	0	115,06
Mai	201	5	413	327,99	196	0	156,85
Junho	188	34	356	283,04	154	0	123,73
Julho	153	3	427	339,03	150	0	120,58
Agosto	172	30	428	339,82	142	0	114,27
Setembro	291	243	326	259,38	48	0	40,13
Outubro	142	82	434	344,55	60	0	49,60
Novembro	361	384	437	346,92	30	23	25,94
Dezembro	502	374	637	504,64	105	0	85,09
Total				4307,32			1078,62

Fonte: elaborado pela autora, 2023.

Importante notar que no mês de novembro a geração foi maior que o consumo de energia, dessa forma o valor faturado inclui o custo de disponibilidade (valor equivalente a 30 kWh, tendo em vista que a unidade consumidora tem atendimento monofásico). Além disso, esse excedente de geração em relação ao consumo gera créditos de energia que podem ser usados posteriormente pelo cliente ou em outra unidade consumidora cadastrada como unidade de rateio para este sistema. Para o caso analisado, os créditos de energia gerados no mês de novembro foram abatidos já no mês seguinte em que o consumo de energia foi maior que a injeção na rede.

Dessa forma, a economia gerada no primeiro ano de funcionamento do sistema, considerando que este tem direito adquirido, no âmbito da lei 14.300/2022, é de R\$ 3.229,32, ou seja, uma redução de 74,96% no gasto anual.

Caso este mesmo sistema fosse homologado após o dia seis de janeiro de 2023, este teria que atender a normativa vigente Lei 14.300/2022, de institui a cobrança de 15% da TUSD fio B para unidades com geração de energia atendidas em baixa tensão, durante o primeiro ano de funcionamento, percentual que é incrementado anualmente até a cobrança do valor integral desta parte da tarifa.

Os valores de TUSD e TE autorizados pela ANEEL, TE e TUSD com tributos e os encargos foram consultados na própria fatura de energia, enquanto que o valor do TUSD fio B para a concessionária foi buscado no site da ANEEL. Como o valor desta componente com tributos não está disponível na fatura de energia, considerou-se que os tributos são proporcionais ao da TUSD, chegando ao valor de 0,3125 reais por kWh (Tabela 2). Na sequência o Quadro 7 dispõe sobre o valor faturado sem GD e com GD Lei nº 14300/22.

Tabela 2 – Componentes da fatura de energia

	(R\$)
TE ANEEL / kWh	0,43754
TE com tributos / kWh	0,45833
TUSD ANEEL / kWh	0,26162
TUSD com tributos / kWh	0,33031
TUSD fio B ANEEL / kWh	0,25000
TUSD fio B com tributos / kWh	0,31250
Encargos	2,28

Fonte: elaborado pela autora, 2023.

Quadro 7 – Valor faturado sem GD e com GD Lei nº 14300/22

Mês	Leitura medidor bidirecional		Fator de simultaneidade (%)	Consumo total (kWh)	Consumo Faturado (kWh)	Créditos de energia (kWh)	Com GD Lei 14.300/22 (R\$)
	Consumo (kWh)	Injetado (kWh)					
Janeiro	435	384	18%	532	51	0	62,89
Fevereiro	427	379	4%	445	48	0	60,15
Março	264	58	54%	576	206	0	177,12
Abril	193	50	54%	416	143	0	124,10
Maio	201	5	51%	413	196	0	166,28
Junho	188	34	47%	356	154	0	132,54
Julho	153	3	64%	427	150	0	127,75
Agosto	172	30	60%	428	142	0	122,33
Setembro	291	243	11%	326	48	0	53,78
Outubro	142	82	67%	434	60	0	56,25
Novembro	361	384	17%	437	0	23	19,20
Dezembro	502	374	21%	637	105	0	108,62
Total							1211,01

Fonte: elaborada pela autora (2023).

A partir das medições feitas pelo medidor bidirecional e o histórico de geração, é possível estimar o fator de simultaneidade da unidade consumidora. Do sistema de monitoramento do inversor tem-se o total gerado ao mês e do medidor bidirecional tem-se a quantidade de energia que foi injetada na rede, a partir da subtração destes valores calcula-se a quantidade de energia que foi consumida instantaneamente, sendo que do quociente deste valor pelo total gerado tem-se o fator de simultaneidade.

Estabelecendo um comparativo entre os valores obtidos durante o ano quando aplicados as regras de aplicação de tarifa estipuladas pela REN ANEEL 1000/2021 e pela Lei nº 14.300/ 2022, nota-se que o valor total ao longo do primeiro ano apresenta acréscimo inferior a 12%, sendo possível até mesmo a redução do valor como no caso de novembro, pois não será aplicada a cobrança da taxa de disponibilidade da concessionária. A economia resultante da instalação do sistema, no primeiro ano seria de R\$ 3.096,31, o que representa quase 72% em relação ao valor que seria pago sem a instalação da GD.

É importante ressaltar que a Lei 14.300 prevê cobrança de 15% da TUSD fio B apenas no primeiro ano de conexão do sistema, esse valor será acrescido em 15% anualmente ao longo dos anos até que seja cobrado integralmente. Até 2029 está previsto a divulgação de

uma nova normativa que estabelecerá como será feito o escalonamento da cobrança da TUSD fio B, a partir daquele ano.

Em análise sem considerar aumentos na tarifa de energia, pode-se estabelecer um comparativo visando de verificar a importância da cobrança da TUSD fio B. Para isso foi calculada a taxa de simultaneidade a cada mês, sendo o valor percentual da energia gerada que é consumida instantaneamente.

Tomando como exemplo os meses de fevereiro e outubro em que o consumo total são valores próximos, o faturamento em fevereiro, em que a taxa de simultaneidade é de 4%, resulta em R\$ 160,23 no 6º ano de funcionamento do sistema, em que haveria cobrança de 90% da TUSD fio B. Já para o mês de outubro, que tem taxa de simultaneidade de 67%, o valor seria de R\$ 89,54 no mesmo cenário (Quadro 8).

Quadro 8 - Valores faturados ao longo dos anos sem reajuste na fatura

Mês	Consumo total (kWh) [E]=[D+B]	Taxa de simultaneidade %	Lei 14.300/22						REN 1000/21
			1º 15%	2º 30%	3º 45%	4º 60%	5º 75%	6º 90%	-
Janeiro	532	18	62,89	83,28	103,67	124,06	144,45	164,84	42,50
Fevereiro	445	4	60,15	80,17	100,18	120,20	140,21	160,23	40,13
Março	576	54	177,12	189,49	201,87	214,24	226,62	238,99	164,74
Abril	416	54	124,10	133,15	142,20	151,24	160,29	169,34	115,06
Mai	413	51	166,28	175,70	185,12	194,54	203,96	213,39	156,85
Junho	356	47	132,54	141,36	150,17	158,98	167,79	176,61	123,73
Julho	427	64	127,75	134,92	142,09	149,26	156,44	163,61	120,58
Agosto	428	60	122,33	130,39	138,45	146,52	154,58	162,64	114,27
Setembro	326	11	53,78	67,42	81,06	94,70	108,34	121,98	40,13
Outubro	434	67	56,25	62,91	69,57	76,22	82,88	89,54	49,60
Novembro	437	17	19,20	36,12	53,05	69,97	86,89	103,81	25,94
Dezembro	637	21	108,62	132,15	155,68	179,21	202,74	226,27	85,09
Total			1211,0 1	1367,0 5	1523,1 0	1679,1 5	1835,1 9	1991,2 4	1078,6 2

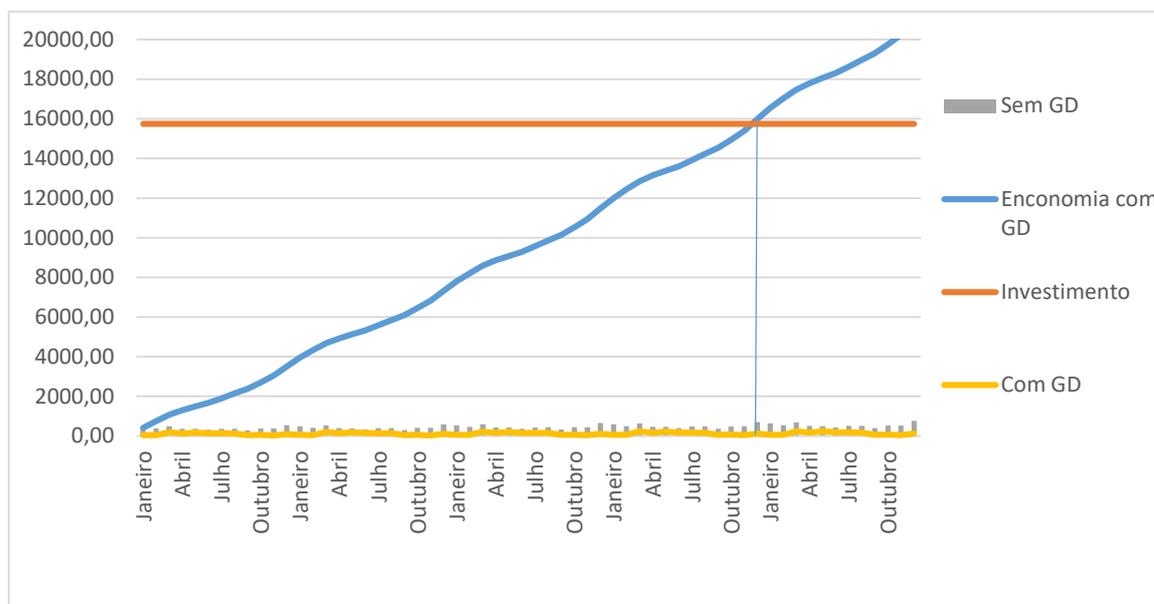
Fonte: elaborado pela autora, 2023.

O sistema fotovoltaico instalado na unidade consumidora analisada é composto por um inversor monofásico de 3kW e seis módulos fotovoltaicos de 505 W instalados em telhado com orientação noroeste que apresenta sombreamento reduz na geração de aproximadamente

4% ao ano. O valor comercial de um sistema desse porte é de R\$ 15.750,00 quando pago à vista, ou então pode ser financiado por através de uma das várias linhas de crédito disponíveis.

Analisando os reajustes na tarifa de energia da concessionária RGE nos últimos dois anos, a partir valores disponíveis em ANEEL (2023), se tem em média acréscimo de aproximadamente 8,7% no somatório entre TE e TUSD no ano (ANEEL, 2021). Estimando-se que o consumo do cliente mantenha o mesmo perfil, pode-se projetar que dentro da normativa antiga, que o valor acumulado da redução do valor nas faturas de energia atingiria o do investimento inicial em 48 meses. A Figura 8 representa o *payback* de uma usina homologada anteriormente à entrada em vigor da Lei 14.300/2022.

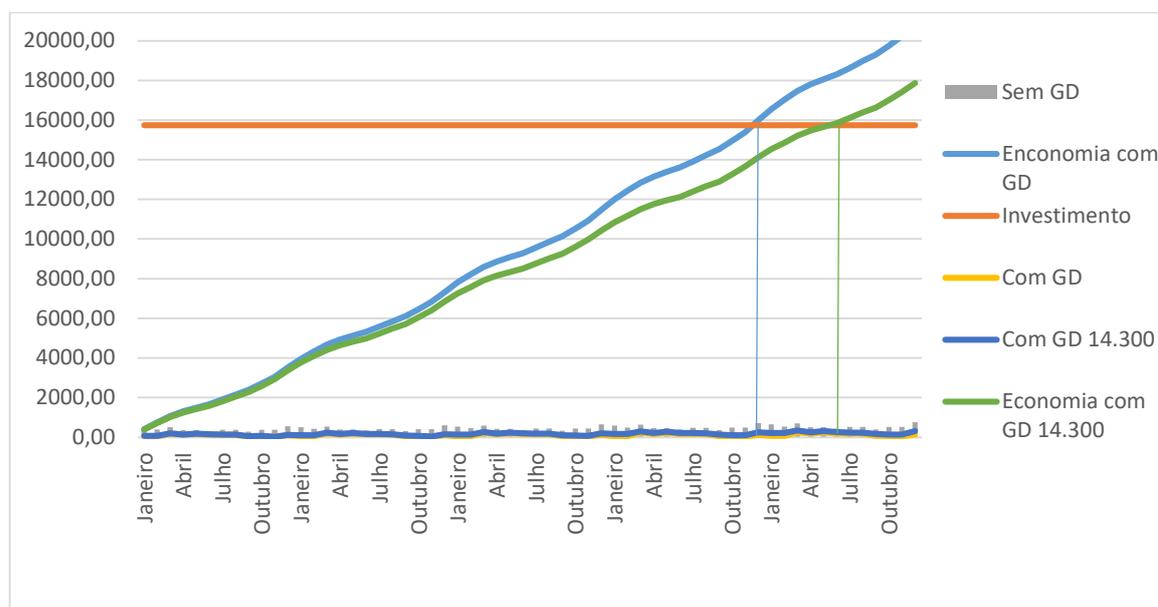
Figura 8 - *Payback* de uma usina homologada de acordo com a REN ANEEL 1000/2021



Fonte: elaborado pela autora, 2023.

Já o tempo de retorno do mesmo sistema quando homologado na Lei 14.300, será maior. Considerando novamente o aumento de 8,7% no somatório das componentes TE e TUSD, a mesma taxa de crescimento foi aplicada para a TUSD fio B. O tempo total para retorno do investimento será de 54 meses. Através da Figura 9 apresenta-se a *Payback* usina homologada na Lei 14300/2022.

Figura 9 - Payback usina homologada na Lei 14300/ 2022.



Fonte: elaborado pela autora, 2023.

A adesão de financiamentos para instalação de geração distribuída é bastante comum. Em geral as taxas de juros aplicadas sobre o valor dos sistemas aumentam significativamente o tempo de retorno do investimento e pode ser calculado por meio da Equação 3. Tomando como exemplo uma linha de financiamento com parcelamento em 48 meses e taxa de juros de 1,15% ao mês, o valor total do investimento que seria de R\$15.750,00 passará a ser de R\$ 27.676,36.

$$M = C (1 + i)^t \quad (3)$$

Onde:

M = Montante, valor final do financiamento

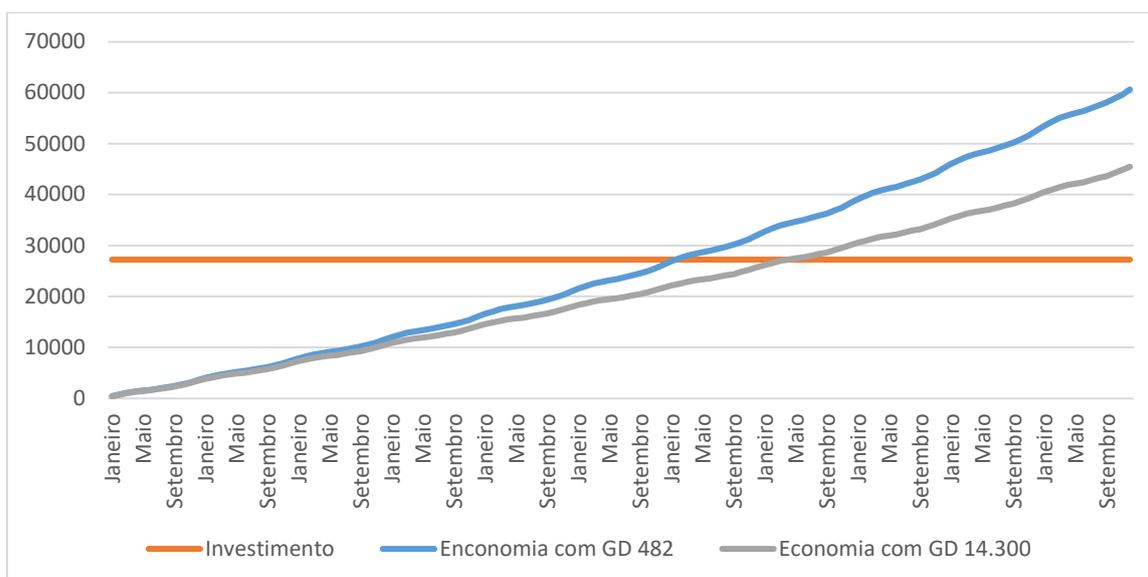
C = Capital, valor inicial

t = Tempo de investimento

i = Taxa de juros

$$A = 15000 * (1 + 0,0115)^{48} = 1500 * 1,73126$$

$$A = R\$ 27.267,36$$

Figura 10 - *Payback* com adesão de financiamento de 1,15%a.m.

Fonte: elaborado pela autora, 2023.

Considerando que o sistema houvesse sido financiado e com direito adquirido, o tempo de *Payback* que seria de 48 meses passaria a ser de 74 meses. Da mesma forma, alisando o sistema faturado quando aplicada a tarifação estabelecida pela Lei 14.300/ 2022, o tempo de *Payback* aumenta em 35 meses, passando de 54 para 89 meses.

4.4 VALOR PRESENTE LÍQUIDO

O Valor Líquido Presente (VPL) consiste em levantar os dados do fluxo de caixa ao longo do período a ser analisado e calcular seu valor equivalente no momento inicial, por meio da aplicação da taxa mínima de atratividade do investimento. O valor do VPL pode ser calculado pela aplicação da Equação 1.

Neste primeiro cenário, com pagamento da integral do sistema à vista, o fluxo de caixa inicial é de R\$ 15.570,00. Como fluxo de caixa anual é utilizado o valor economizado a cada ano a partir da instalação do sistema fotovoltaico e para taxa mínima de atratividade considerou-se 14% (valor composto pela previsão da taxa SELIC para o ano de 2023 de 12,5% acrescido de 1,5% de taxa de risco). O tempo da análise considerado foi de 25 anos, (vida útil estimada do sistema fotovoltaico).

$$\begin{aligned}
 VPL = & [1028,47 + 2935,47 + 2798,99 + 2668,86 + 2544,78 + 2426,47 + 2313,66 \\
 & + 2206,10 + 2103,54 + 2005,74 + 1912,49 + 1823,58 + 1738,80 \\
 & + 1657,96 + 1580,88 + 1507,38 + 1437,30 + 1370,48 + 1306,76 \\
 & + 1246,01 + 1188,08 + 1042,18 + 1080,18 + 1029,96 + 982,08] \\
 & - 15.570,00 = R\$ 28.186,19
 \end{aligned}$$

Dessa forma, pode-se dizer que a instalação do sistema traria uma economia de R\$ 28.366,19 ao longo dos 25 anos de funcionamento, quando não descontados gastos com a manutenção ou substituição de algum componente do sistema.

Considerando que o sistema fosse homologado dentro da Lei 14.300/2022, o VPL iria resultar um valor menor visto que o pagamento da componente TUSD fio B incrementa o valor pago mensalmente à concessionária. Porém, ainda se mostra viável resultando uma economia superior a 18 mil reais ao longo da vida útil do sistema.

$$\begin{aligned}
 VPL = & [2954,45 + 2677,05 + 2418,92 + 2178,88 + 1955,82 + 1748,71 + 1593,81 \\
 & + 1520,55 + 1450,59 + 1383,79 + 1320,02 + 1259,14 + 1201,04 \\
 & + 1145,58 + 1092,65 + 1042,15 + 993,95 + 947,97 + 904,09 + 862,23 \\
 & + 822,30 + 721,32 + 747,86 + 713,20 + 680,13] - 15.570,00 \\
 & = R\$ 18.586,18
 \end{aligned}$$

Já quando aderido à linha de financiamento analisado, o valor do fluxo de caixa inicial corresponde ao valor total do financiamento, ou seja, R\$ 27.676,36. Dessa forma, a unidade consumidora com direito adquirido reduzirá o VPL de R\$ 28.186,19 para o valor de R\$ 16.259,83 ao longo dos 25 anos, no mesmo cenário, sem considerar eventuais gastos com manutenção do sistema.

$$\begin{aligned}
 VPL = & [1028,47 + 2935,47 + 2798,99 + 2668,86 + 2544,78 + 2426,47 + 2313,66 \\
 & + 2206,10 + 2103,54 + 2005,74 + 1912,49 + 1823,58 + 1738,80 \\
 & + 1657,96 + 1580,88 + 1507,38 + 1437,30 + 1370,48 + 1306,76 \\
 & + 1246,01 + 1188,08 + 1042,18 + 1080,18 + 1029,96 + 982,08] \\
 & - 27.676,36 = R\$ 16.259,83
 \end{aligned}$$

Por fim, considerando sistema homologado na vigência da Lei 14.300/2022, o valor presente líquido reduz de R\$ 18.586,18 para apenas R\$ 6.659,82 ao longo dos 25 anos quando optado por financiar o sistema com juros de 1,15% ao mês.

$$\begin{aligned}
 VPL &= [2954,45 + 2677,05 + 2418,92 + 2178,88 + 1955,82 + 1748,71 + 1593,81 \\
 &\quad + 1520,55 + 1450,59 + 1383,79 + 1320,02 + 1259,14 + 1201,04 \\
 &\quad + 1145,58 + 1092,65 + 1042,15 + 993,95 + 947,97 + 904,09 + 862,23 \\
 &\quad + 822,30 + 721,32 + 747,86 + 713,20 + 680,13] - 27.676,36 \\
 &= R\$ 6.659,82
 \end{aligned}$$

4.5 APRESENTAÇÃO DOS RESULTADOS

Foram analisados quatro cenários de investimento do sistema de microgeração fotovoltaico de 3 kW para atender a unidade consumidora utilizando como base os indicadores financeiros *Payback* e o valor presente líquido. Para estimar estes valores considerou-se aumento na tarifa de energia de 8,7% ao ano e taxa média de atratividade do investimento de 14%.

Quadro 9 - Resultados obtidos

	Investimento a vista		Financiamento 1,15%a.m.	
	482/2012	14300/2022	482/2012	14300/2022
Investimento	R\$ 15.750,00	R\$ 15.750,00	R\$ 27.676,36	R\$ 27.676,36
PAYBACK	48 meses	54 meses	74 meses	89 meses
VPL	R\$ 28.186,19	R\$ 18.586,18	R\$ 16.259,83	R\$ 6.659,82

Fonte: elaborada pela autora, 2023.

Dos resultados obtidos, todos os cenários se mostraram viáveis para instalação do sistema, mostra-se o mais interessante com pagamento à vista e com direito adquirido, porém o analisando dentro do cenário com a forma de faturamento instituída pela Lei 14.300/2022, o sistema estudado se mostra bastante interessante economicamente para o atendimento daquela unidade.

Os cenários menos favoráveis se mostraram ser os em que é necessário financiamento para instalação do sistema e mesmo assim apresentam *Payback* em um tempo curto em relação ao que se espera da vida útil do sistema.

Os resultados obtidos são uma estimativa a partir de várias considerações feitas ao longo da análise, os indicadores reais irão se alterar a partir de variáveis como os reajustes na tarifa de energia ao longo dos anos, perfil de consumo do cliente, eventuais custos de manutenção ou substituição de componentes do sistema fotovoltaico e também a inflação ao longo dos anos.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente estudo teve como intuito a análise de viabilidade econômica para instalação de um sistema de microgeração fotovoltaica para uma unidade consumidora residencial com tarifa convencional de energia atendida pela concessionária Rio Grande Energia.

As análises foram feitas considerando a unidade consumidora com direito adquirido no âmbito da REN 482/2012 e estabelecendo um paralelo com as mudanças a partir da vigência da Lei 14.300/2022. Além disso, o trabalho traz o impacto da forma de pagamento à vista ou através de financiamento para análise dos indicadores de *Payback* de valor líquido presente.

Os resultados obtidos mostram que para a mesma unidade consumidora, dentro das condições analisadas, o *Payback* pode acontecer entre 48 e 89 meses e o valor líquido presente, pode variar entre R\$6.659,82 no pior cenário analisado e chegar a um valor superior a 28 mil em outra análise.

Com base no exposto, pode-se concluir que a instalação do sistema fotovoltaico, além do impacto ambiental positivo por ser uma fonte limpa, inesgotável e barata, é viável economicamente e gera redução de gastos consideráveis ao longo dos anos de funcionamento.

REFERÊNCIAS

ABSOLAR. **Panorama da solar fotovoltaica no Brasil e no mundo**, 2023. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>. Acesso em: 17 Jan. 2023.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012**. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica. Rio de Janeiro, 2012. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em: 29 Jan. 2023.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015**. Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição PRODIST, Brasília, 2015. Disponível em: <https://ensolarecia.com.br/wp-content/uploads/2020/03/RN-687-Aneel.pdf>. Acesso em: 15 Jan. 2023.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 956, de 7 de dezembro de 2021 - Anexo III**. Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional - PRODIST. Rio de Janeiro, 2021. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956_2_2.pdf. Acesso em: 29 Jan. 2023.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 1059, de 7 de fevereiro de 2023**. Aprimora as regras para conexão e o faturamento de centrais de microgeração e minigeração distribuída em sistemas de distribuição de energia elétrica, bem como do Sistema de Compensação de Energia Elétrica; altera as resoluções Normativas nº 920, de 23 de fevereiro de 2021, 956, de 7 de dezembro de 2021, 1000, de 7 de dezembro de 2021, 1009, de 22 de março de 2022, e das outras providências. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/resolucao-normativa-aneel-n-1.059-de-7-de-fevereiro-de-2023-463828999>. Acesso em 26 Jan 2023.

ANEEL. Agência Nacional 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**, 2022. Disponível em: <https://portalrelatorios.aneel.gov.br/luznatarifa/basestarifas>. Acesso em: 15 Jan. 2023.

ASSAF, N. A. **Matemática Financeira**: edição universitária. São Paulo: Atlas, 2017.

BRASIL. **Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022**. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS); altera as Leis nºs 10.848, de 15 de março de 2004, e 9.427, de 26 de dezembro de 1996; e dá outras providências. Disponível em: <https://in.gov.br/en/web/dou/-/lei-n-14.300-de-6-de-janeiro-de-2022-372467821>. Acesso em: 29 Jan. 2023.

BRITO, P. **Análise e Viabilidade de Projetos de Investimentos**. 2. ed. São Paulo: Atlas, 2006.

EXAME. **Quando custa instalar energia solar?** Disponível em <https://exame.com/negocios/custa-instalar-energia-solar>. Acesso em: 17 Jan. 2023.

HEIN, H. **Brasil ultrapassa 24 GW de capacidade em energia solar.** Canal Solar, 2023. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/brasil-ultrapassa-24-gw-de-capacidade-em-energia-solar>. Acesso em: 17 Jan. 2023.

HEIN, H. **Brasil acrescentou mais de 9GW de potencia instalada de energia solar em 2022.** Canal Solar, 2023. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/brasil-acrescentou-mais-de-9-gw-de-potencia-de-energia-solar-em-2022>. Acesso em: 29 Jan. 2023

LODI, C. **Perspectivas para a geração de energia elétrica no Brasil utilizando a tecnologia solar térmica concentrada.** 2011. 127 f. Dissertação (Mestrado em Ciências em Planejamento Energético) - Programa de Planejamento Energético, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2011.

NERIS, A. **Preço do painel solar reduz com avanço tecnológico.** Disponível em: <https://www.aldo.com.br/blog/preco-do-painel-solar/>. Acesso em: 17 Jan. 2023.

PADOVESE, C. L. **Introdução à Administração Financeira.** São Paulo: Pioneira Thomson Learning, 2005.

PARANOÁ ENERGIA. **Bloomberg BNEF: em 30 anos, metade da energia será eólica e solar.** Disponível em: <https://www.paranoaenergia.com.br/manchete/2018/06/19/bloomberg-bnef-em-30-anos-metade-da-energia-sera-eolica-e-solar>. Acesso em: 17 Jan. 2023.

PARENTE, V. **Energias Renováveis, geração distribuída e eficiência energética.** 1. ed. [Reimpr.]. Rio de Janeiro: LTC, 2019.

RODRIGUES, R. Energia solar supera eólica e se torna a segunda maior fonte da matriz brasileira. **Valor**, 2023. Disponível em: <https://valor.globo.com/empresas/noticia/2023/01/03/energia-solar-supera-eolica-e-se-torna-a-segunda-maior-fonte-na-matriz-eletrica-brasileira.ghtml>. Acesso em: 28 Jan. 2023.

RÜTHER, R; NASCIMENTO, L. R; CAMPOS, R. A. Extreme overirradiance events in Brazil: consequences on PV power plant output performance, submitted to Solar Energy. **Solar Energy**, v. 186, p. 370-381, 2017.

SILVA FILHO, D. **Dimensionamento de Usinas Hidroelétricas através de técnicas de otimização evolutiva.** 2003. 398 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2003.

SOUZA, J. P. **Módulos Fotovoltaicos – Monocristalino ou Policristalino – Qual a melhor dessas duas tecnologias para o Brasil?** Disponível em: <https://www.ecorienergiasolar.com.br/artigo/modulos-fotovoltaicos---monocristalino-ou->

policristalino---qual-a-melhor-dessas-duas-tecnologias-para-o-brasil. Acesso em: 25 Jan. 2023.

ANEEL. **Base de dados das Tarifas das Distribuidoras de Energia Elétrica, 2023.**

Disponível em: <https://portalrelatorios.aneel.gov.br/luznatarifa/basestarifas#!>. Acesso em: 25 Jan 2023.

NUP: 23081.062134/2023-61

Prioridade: Normal

Homologação de ata de defesa de TCC e estágio de graduação

125.322 - Bancas examinadoras de TCC: indicação e atuação

COMPONENTE

Ordem	Descrição	Nome do arquivo
5	Trabalho de conclusão de curso (TCC) (125.32)	TCC.pdf

Assinaturas

10/05/2023 08:09:28

DANIEL PINHEIRO BERNARDON (PROFESSOR DO MAGISTÉRIO SUPERIOR)
01.28.00.00.0.0 - PRÓ-REITORIA DE INOVAÇÃO E EMPREENDEDORISMO - PROINOVA

12/05/2023 13:03:36

ROBERTA RAZZOLINI BIAZZI (Aluno de Pós-Graduação)
07.10.01.02.0.0 - PG Engenharia Elétrica - Doutorado - 42002010003D9

12/05/2023 20:54:17

MARINA CAMPONOVARA (Aluno de Pós-Graduação)
07.10.01.02.0.0 - PG Engenharia Elétrica - Doutorado - 42002010003D9



Código Verificador: 2725086

Código CRC: 10af9d6

Consulte em: <https://portal.ufsm.br/documentos/publico/autenticacao/assinaturas.html>

