

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM MEIO AMBIENTE E RECURSOS
HÍDRICOS

AVALIAÇÃO TÉCNICA E ECONÔMICA DA GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA COM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EM EDIFÍCIOS
PÚBLICOS: ESTUDO DE CASO NO MUNICÍPIO DE ITAJUBÁ-MG

Pedro Marcelo de Moraes Mendonça

Itajubá - MG
Dezembro de 2020

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM MEIO AMBIENTE E RECURSOS
HÍDRICOS

Pedro Marcelo de Moraes Mendonça

AVALIAÇÃO TÉCNICA E ECONÔMICA DA GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA COM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EM EDIFÍCIOS
PÚBLICOS: ESTUDO DE CASO NO MUNICÍPIO DE ITAJUBÁ-MG

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Meio Ambiente e Recursos Hídricos como parte dos requisitos para obtenção do Título de Mestre em Meio Ambiente e Recursos Hídricos

Área de Concentração: Sustentabilidade

Orientador: Prof. Dr. Geraldo Lúcio Tiago Filho

Itajubá - MG
Dezembro de 2020

AGRADECIMENTOS

Dedico este trabalho primeiramente a Deus, que me proporciona fé, resiliência, sabedoria e principalmente saúde para conduzir os caminhos da vida da melhor forma possível.

À toda minha família, em especial a minha esposa e filhas, que tiveram paciência e me deram muito incentivo em momentos cruciais e de dificuldades.

Ao prof. Dr. Geraldo Lúcio Tiago Filho, meu orientador, que depositou toda sua confiança em mim e em meu trabalho e que muito me orientou e ensinou durante o período de meus estudos.

À Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI e sua equipe docente e administrativa, que me acolheram e me deram todo o suporte ao ensino e aos trabalhos.

À Prefeitura de Itajubá-MG, que me deu a oportunidade de conciliar o tempo de trabalho com os estudos.

RESUMO

A geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis de energia vem ganhando mercado e confiança no mundo e sendo tema de discussões sobre sustentabilidade em fóruns mundiais e locais, e em particular no Brasil, com recentes incentivos regulatórios na geração distribuída. Os edifícios públicos dos municípios gastam montantes consideráveis de recursos financeiros públicos para garantir a eletricidade da administração. Este estudo analisou a viabilidade técnica para o dimensionamento da implantação e operação de sistemas de geração fotovoltaicos em telhados de edifícios e a viabilidade econômica do investimento, através de recursos próprios e de financiamento, para atender a demanda de eletricidade dos serviços e sistemas da administração pública localizados na cidade de Itajubá-MG, como estudo de caso. Os resultados demonstraram a necessidade de haver investimentos iniciais consideráveis e com vantagem econômica mais atrativa de investimento a partir de financiamento. É possível concluir uma grande oportunidade da administração do município em se tornar autossustentável na geração de energia e reinvestir, aproximadamente 1 milhão de reais ao ano em outras áreas do município, com o retorno econômico do sistema após 6 anos no pior cenário analisado.

Palavras-chave: Energia Solar Fotovoltaica. Energia renovável. Sustentabilidade. Administração pública. Geração Distribuída.

ABSTRACT

Electricity generation from renewable energy sources, has been gaining market and confidence in the world and, being the subject of discussions on sustainability in global and local forums, in particular in Brazil, with recent regulatory incentives in the distributed generation. Municipal public authorities spend considerable amounts of public financial resources to guarantee electricity for the administration. This study analyzed the technical feasibility for scaling the deployment and operation of photovoltaic generation systems on the roof of buildings and the economic feasibility of investing through own resources and financing to attend the demand for electricity from public administration services and systems located in the city of Itajubá-MG, as a case study. The results demonstrate a need for a considerable initial investment and with a more attractive economic advantage of investment from financing. It is possible to conclude a great opportunity for the municipality's administration to become self-sustainable in energy generation and to reinvest, approximately R\$ 1 million per year, in other areas of the municipality with the economic return of the system after 6 years in the worst scenario analyzed.

Keywords: Photovoltaic Solar Energy. Renewable energy. Sustainability. Public buildings. Public administration. Decentralized Generation.

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	<u>77</u>
1.1 OBJETIVOS	<u>99</u>
1.1.1 Objetivos Gerais	<u>99</u>
1.1.2 Objetivos Específicos	<u>99</u>
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	<u>1010</u>
2.1 Energias Renováveis.....	<u>1010</u>
2.2 Geração Distribuída no Brasil.....	<u>1111</u>
2.2.1 Classificação dos consumidores de energia elétrica no Brasil.....	<u>1818</u>
2.2.2 Sistemas de Tarifação.....	<u>2020</u>
2.2.3 Compensação de tarifas para geração de energia	<u>2121</u>
2.3 Sistema Fotovoltaico.....	<u>2323</u>
2.3.1 Características elétricas dos módulos fotovoltaicos	<u>2424</u>
2.3.2 Curva característica I x V.....	<u>2424</u>
2.3.3 Fatores que afetam o funcionamento dos módulos.....	<u>2626</u>
2.3.4 Inversor	<u>3030</u>
2.4 Sistemas Fotovoltaicos Isolados e Conectados à Rede	<u>3131</u>
2.5 Registro de Preços - Aquisição de Produtos e Serviços pelo Poder Público	<u>3232</u>
3 MATERIAIS E MÉTODOS	<u>3333</u>
3.1 Cálculo do potencial energético das edificações selecionadas	<u>3535</u>
3.2 Levantamento da demanda energética e de gastos energéticos das edificações selecionadas	<u>3939</u>
3.3 Análise da Viabilidade Econômica.....	<u>4040</u>
3.3.1 Método do <i>Payback</i>.....	<u>4141</u>
3.3.2 Método do Valor Presente Líquido.....	<u>4242</u>
3.3.3 Método da Taxa Interna de Retorno (TIR).....	<u>4343</u>

3.3.4 Custo Nivelado de Energia (LCOE)	<u>4343</u>
4 RESULTADOS	<u>4545</u>
4.1 Potencial Energético	<u>4545</u>
4.2 Cálculo para atender a demanda do consumo	<u>4646</u>
4.3 Cálculo dos Indicadores Econômicos	<u>4848</u>
5 CONCLUSÕES	<u>5353</u>
5.1 Recomendações Para Trabalhos Futuros	<u>5555</u>
APÊNDICE A – VIABILIDADE ATRAVÉS DE FINANCIAMENTO COM RECURSO PRÓPRIO	<u>5656</u>
APÊNDICE B – VIABILIDADE ATRAVÉS DE FINANCIAMENTO	<u>5858</u>
APÊNDICE C – VIABILIDADE ATRAVÉS DA ATA REGISTRO DE PREÇO	<u>6060</u>
APÊNDICE D – VALORES DA SIMULAÇÃO DO FINANCIAMENTO COM O BNDES	<u>6262</u>
REFERÊNCIAS	<u>6767</u>

1 INTRODUÇÃO

Foi a partir do início da conscientização ambiental, na década de 1980, que as ideias de desenvolvimento e sustentabilidade começaram a ser associadas. A preservação e conservação do meio ambiente entraram na pauta de discussão global, assim como as medidas que poderiam ser adotadas para abrandar os danos já existentes e impedir os futuros. Uma das soluções encontradas foi a diminuição do uso de energias fósseis, altamente poluentes e amplamente utilizadas, a partir do uso de fontes alternativas renováveis de energia, como a eólica, solar, hídrica e oceânica.

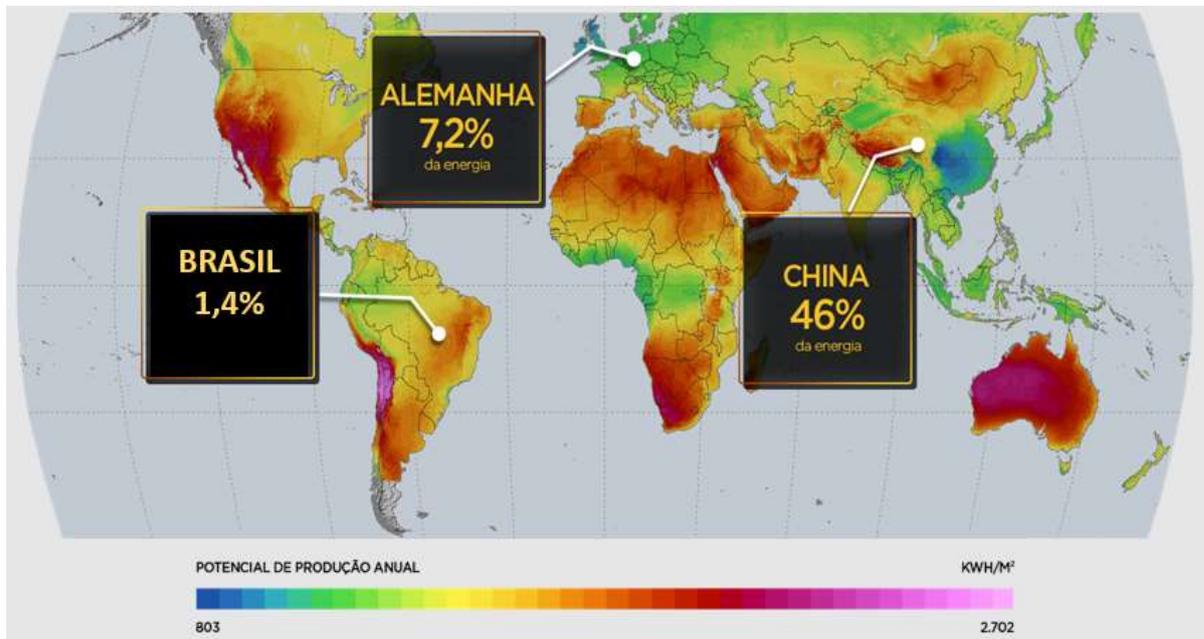
O Brasil possui uma das matrizes energéticas mais limpas do mundo, visto que parte do setor de transportes é por biocombustíveis e o setor elétrico brasileiro é fortemente baseado na hidroeletricidade e, com menor participação, por outras fontes de energias renováveis como a biomassa, a eólica e, mais recentemente, a energia solar. Considerando o cenário futuro, prevê-se que o consumo de energia quase dobre em 2050, passando de 600 TWh/ano para 1.024 TWh/ano, segundo a EPE (2012; 2014), ou seja, todas as medidas para a redução da demanda elétrica e gerações alternativas devem ser consideradas. Porém, diante dos recentes racionamentos de energia, devido às secas em alguns reservatórios de usinas hidrelétricas, fica evidente a necessidade de maiores incentivos e de diversificação do fornecimento de energia, a partir de fontes térmicas e renováveis, tais como a energia eólica e a energia solar (ABSOLAR, 2019). Atualmente, a participação total da matriz brasileira de geração de energia elétrica é proveniente de fontes não renováveis, com 25,6%, e 74,4% respondem por suas fontes renováveis, das quais a hídrica em sua maior proporção com 63,78%, 9,22% das demais fontes renováveis e 1,4% da fonte fotovoltaica (ABSOLAR, 2019).

De acordo com Rüther *et al.* (2011) e Tolmasquim (2016), de toda a energia solar que chega à Terra, aproximadamente metade atinge a superfície, totalizando cerca de 885 milhões de TWh/ano, o que corresponde a 10.000 vezes o consumo mundial de energia no mesmo período. Isso indica que a irradiação solar, além de ser responsável pela manutenção da vida na Terra, também constitui uma fonte energética de recurso inesgotável, com um enorme potencial de utilização por meio de sistemas de captação e conversão em outras formas de energia, principalmente a térmica e a elétrica.

Conforme o Banco de Informações de Geração da ANEEL (2020), embora o Brasil tenha avançado nos últimos anos, disponibilizando consideráveis incentivos e com grande número de sistemas fotovoltaicos implantados no período de 2012 a 2020, com recorde de

projetos cadastrados de oferta no leilão A-6 em 2019, continua com um mercado ainda muito pequeno e ainda há muito a ser feito para consolidar a fonte solar fotovoltaica na matriz energética nacional. As condições climáticas e de irradiação no Brasil, detentor de um dos melhores recursos solares do planeta, com irradiação solar média anual de 1.986 kWh/m² ao ano, também colaboram e aumentam o potencial em relação ao uso de sistemas solares fotovoltaicos. Enquanto isso, a liderança de outros países em potencial de sistemas fotovoltaicos instalados é bem superior, como no caso da Alemanha, com irradiação solar média anual de 1.251 kWh/m² ao ano (CRESESEB, 2020) e com 7,2% de participação da energia solar fotovoltaica em sua matriz energética, conforme ilustra a Figura 1.

Figura 1: Participação da capacidade energética de sistemas fotovoltaicos instalados nas matrizes energéticas do Brasil, Alemanha e China.



Fonte: Adaptado de ABSOLAR (2019) e ANEEL (2020)

Devido ao cenário econômico atual e incentivos regulatórios no Brasil, tanto as instituições privadas como a população em geral, buscam a redução de gasto energético e também a necessidade de aumentar eficiência tanto nas suas atividades produtivas como no uso dos recursos naturais e energéticos. E de forma ainda bem discreta, as edificações públicas - escolas, prefeituras e outros prédios públicos - representam apenas 1,3% da geração distribuída, com grande potencial em se tornarem unidades que possam gerar a sua própria energia (ANEEL, 2020). Em meados do mês de maio de 2020, a usina fotovoltaica instalada no edifício-sede da Prefeitura de Belo Horizonte (2020) entrou em funcionamento, com uma potência

instalada de 65 kWp, que representa apenas 20% do consumo do edifício-sede da Prefeitura, ainda muito a se ampliar considerando-se as demais edificações da capital do estado de Minas Gerais.

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 Objetivos Gerais

Este estudo tem como objetivo analisar a viabilidade técnica e econômica para geração distribuída com sistemas fotovoltaicos em edifícios públicos a fim de incentivar a implantação destes sistemas, trazendo como estudo de caso o município de Itajubá-MG.

1.1.2 Objetivos Específicos

- Identificar o potencial de geração elétrica de placas fotovoltaicas nas coberturas/telhados dos prédios públicos municipais e a energia consumida;
- Definir os investimentos para instalação do sistema com base na energia consumida, comparando os resultados dos programas de financiamento, licitação por registro de preço e de recursos próprios do poder público, com o retorno financeiro ao longo do tempo; e

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Energias Renováveis

As energias renováveis são provenientes de ciclos naturais de conversão da radiação solar, fonte primária de quase toda energia disponível na Terra, e são praticamente inesgotáveis. Outras energias se originam da energia solar como fonte primária, incluindo a energia eólica, biomassa e hídrica, que são formas de energia que se regeneram de maneira cíclica em uma escala de tempo reduzida. Essas energias renováveis podem e devem ser utilizadas de maneira tal que resulte em mínimo impacto ao meio ambiente (TOLMASQUIM, 2016).

O desenvolvimento tecnológico tem permitido que, aos poucos, essas fontes possam ser aproveitadas, constituindo-se em fontes convencionais de geração de eletricidade que permitem o aproveitamento dessas fontes renováveis como combustíveis alternativos. Essas fontes podem ser captadas com maior facilidade e integradas aos sistemas de abastecimento de energia de uma cidade ou região e, segundo Tolmasquim (2016), podem ser caracterizadas da seguinte forma:

Energia solar fotovoltaica: fonte de energia renovável, converte a luz solar diretamente em eletricidade usando células fotovoltaicas. Sistemas fotovoltaicos podem ser instalados em telhados para produzir energia para o autoconsumo, em regiões isoladas e até mesmo em veículos elétricos, como barcos e carros movidos à energia solar. A energia solar fotovoltaica também é utilizada em grandes centrais fotovoltaicas para gerar energia elétrica sustentável para milhares de consumidores. *Energia solar térmica:* são sistemas de energia renovável que convertem o calor da luz solar em energia térmica. A maioria dos sistemas solares térmicos utilizam a energia solar para aquecimento de água (como o aquecedor solar). No entanto, essa energia pode ser utilizada para acionar um ciclo de refrigeração, a fim de proporcionar arrefecimento. O calor também pode ser aproveitado para produzir vapor, que pode, então, ser usado para gerar energia elétrica por meio de turbinas.

Energia oceânica: o oceano oferece várias formas de energias renováveis, e cada uma é impulsionada por forças diferentes. Energia a partir das marés e das ondas do mar pode ser aproveitada para gerar energia sustentável; o calor armazenado na água do mar também pode ser convertido em eletricidade através de trocadores de calor.

Energia Geotérmica: o calor no interior da Terra produz vapor, que pode ser usado por geradores de energia, como turbinas, para produzir energia elétrica sustentável ou para outras aplicações de energia renovável, tais como o aquecimento e geração de energia para a indústria. A energia geotérmica pode ser extraída de reservatórios subterrâneos profundos por perfuração, ou de outros reservatórios geotérmicos mais perto da superfície.

Energia da Biomassa: a biomassa tem sido uma importante fonte de energia renovável desde que os primeiros seres humanos começaram a utilizar a lenha para cozinhar alimentos e aquecer-se contra o frio do inverno. A madeira ainda é a fonte mais comum de energia de biomassa, mas outras fontes de energia da biomassa também têm sido cada vez mais utilizadas, como resíduos agrícolas e florestais, componentes orgânicos de resíduos urbanos e industriais, gás metano dos aterros e outros. A biomassa pode ser usada para produzir eletricidade ou como combustível para o transporte e para fabricar produtos que normalmente exigiriam o uso de combustíveis fósseis não renováveis.

Energia Hidráulica: a energia hidrelétrica (ou energia hídrica) utiliza a água (fonte de energia renovável) em movimento para gerar energia elétrica. A pressão da água que flui sobre as lâminas de uma turbina roda um eixo e aciona um gerador elétrico, convertendo o movimento em energia elétrica (também chamada de hidroeletricidade).

Energia eólica: é gerada através da conversão de correntes de vento em outras formas de energia, usando turbinas eólicas. A energia eólica é considerada uma fonte de energia renovável e sustentável. As turbinas eólicas convertem a força do vento em torque (força de rotação), o qual é, então, usado para propulsionar um gerador elétrico para gerar eletricidade. Centrais de energia eólica são conhecidas como fazendas eólicas. Os geradores eólicos são produzidos nas mais diversas potências, indo desde alguns poucos watts até grandes geradores de MWs de potência.

2.2 Geração Distribuída no Brasil

No início, a geração de energia elétrica se dava em pequenas centrais geradoras, localizadas nas proximidades do ponto de consumo. Porém, o aumento do consumo favoreceu a geração de eletricidade centralizada, exigindo, assim, alto investimento e quilômetros de linhas de transmissão para suprir locais distantes das fontes geradoras. É o caso da Usina Hidrelétrica de Itaipu, com seus 14 GW conectados aos consumidores por centenas de quilômetros de linhas de transmissão (BARBOSA FILHO; AZEVEDO, 2013).

A geração distribuída é definida como uma fonte de energia elétrica conectada diretamente à rede de baixa tensão da distribuição e gerada no local de consumo ou próxima a ele, sendo válida para diversas fontes de energia renováveis como a energia solar, eólica, bioenergia e hídrica (BARBOSA FILHO; AZEVEDO, 2013).

Há outras formas de gerações descentralizadas de energia, como através da queima de carvão, lenha, biomassa, gás natural e outros combustíveis, devendo-se levar em consideração os impactos ambientais de cada uma, a disponibilidade e o custo do kW gerado.

No Brasil, a geração distribuída foi definida de forma oficial através do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, publicado pela ANEEL, e foi definida da seguinte forma:

Art. 14. Para os fins deste Decreto, considera-se geração distribuída a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados (...), conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aquela proveniente de empreendimento:

- I hidrelétrico com capacidade instalada superior a 30 MW; e
- II termelétrico, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a setenta e cinco por cento, (...).

Parágrafo único. Os empreendimentos termelétricos que utilizem biomassa ou resíduos de processo como combustível não estarão limitados ao percentual de eficiência energética prevista no inciso II do caput.

Outro fator que vem incentivando o investimento em gerações descentralizadas é a melhoria tecnológica dos produtos geradores e o aumento no custo e consumo da energia elétrica, além dos incentivos governamentais

Destacam-se normativas vigentes para os incentivos no Brasil:

- Resolução Normativa nº 300, de 12 de fevereiro de 2008, que estabelece critérios para aplicação de recursos em Programas de Eficiência Energética (ANEEL, 2008), para os quais os programas anuais de energia elétrica das concessionárias destinam recursos aos projetos de conservação de energia em prédios públicos, conforme o Plano Nacional de Eficiência Energética (BRASIL, 2008);
- Lei nº 11.488, publicada em 15 de junho de 2007, em seu artigo 21, a qual resultou na Resolução 482 (BRASIL, 2007);
- Resolução ANEEL nº 482, publicada em abril de 2012, que regulamenta as políticas de crédito de energia para geração distribuída no Brasil e cria o Sistema de Compensação de Energia Elétrica, permitido que uma unidade consumidora

receba créditos da distribuidora local pelo excedente de energia que ela produz com base em fontes renováveis, cogeração qualificada ou fonte hídrica. Esse crédito pode ser usado para compensar futuramente débitos na conta de consumo de energia. A partir desta Resolução, houve um aumento expressivo na geração de energia elétrica através de sistemas fotovoltaicos (ANEEL, 2012);

- Resolução ANEEL nº 482 e sua alteração para Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015, com a inserção de benefícios para autoconsumo remoto, geração compartilhada e geração em condomínio, inclui o sistema conectado na rede da concessionária e o sistema de compensação de energia elétrica e estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, previstas no artigo 1º da REN 687/2015, sendo:

- **microgeração distribuída:** central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

- **minigeração distribuída:** central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras (ANEEL, 2015).

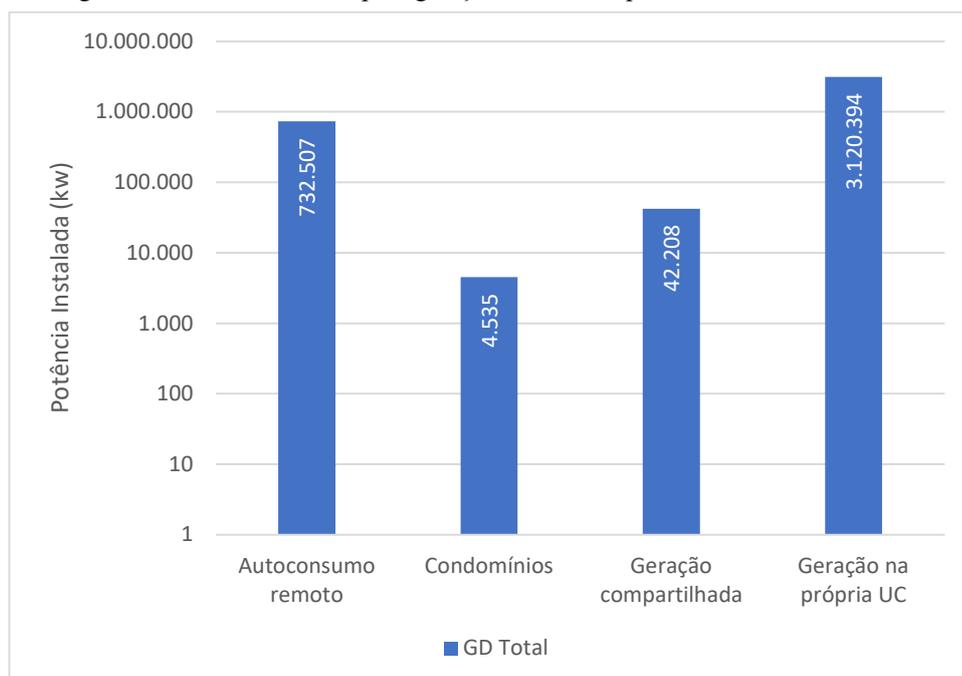
Os sistemas geradores conectados à rede elétrica podem ser centralizados, constituindo usinas de geração de energia elétrica, ou micro e minissistemas descentralizados de geração distribuída instalados em qualquer tipo de consumidor que, nesse caso, passa a ser denominado de “prossumidor” – nome dado àquele que é produtor e também consumidor de um determinado produto ou serviço. A energia gerada e excedente pode, também, ser utilizada em outras unidades previamente cadastradas e com mesma titularidade do consumidor principal, desde que dentro da mesma área de concessão e são caracterizadas e definidas como (ANEEL, 2015):

- *Geração compartilhada:* união de consumidores por meio de consórcio, associação ou cooperativa composta por pessoa física ou jurídica, que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras, de mesma área de concessão ou permissão, nas quais a energia excedente será compensada (ANEEL, 2015);

- *Autoconsumo remoto*: caracterizado por unidades consumidoras com mesma titularidade de Pessoa Jurídica, incluídas matriz e filial, ou Pessoa Física que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras, em uma mesma área de concessão ou permissão, nas quais a energia excedente será compensada (ANEEL, 2015);
- Empreendimento com *múltiplas unidades consumidoras*: caracteriza-se pela utilização da energia elétrica de forma independente, em que cada fração com uso individualizado constitui uma unidade consumidora e as instalações para atendimento das áreas de uso comum constituem uma unidade consumidora distinta, de responsabilidade do condomínio, da administração ou do proprietário do empreendimento, com microgeração ou minigeração distribuída, e desde que as unidades consumidoras estejam localizadas em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas, sendo vedada a utilização de vias públicas, de passagem aéreas ou subterrâneas e de propriedades de terceiros não integrantes do empreendimento (ANEEL, 2015).

A Figura 2 demonstra que, em 2020, a potência instalada na modalidade de geração na própria unidade de consumo é de 80% de toda a geração distribuída (GD) dentre as modalidades previstas.

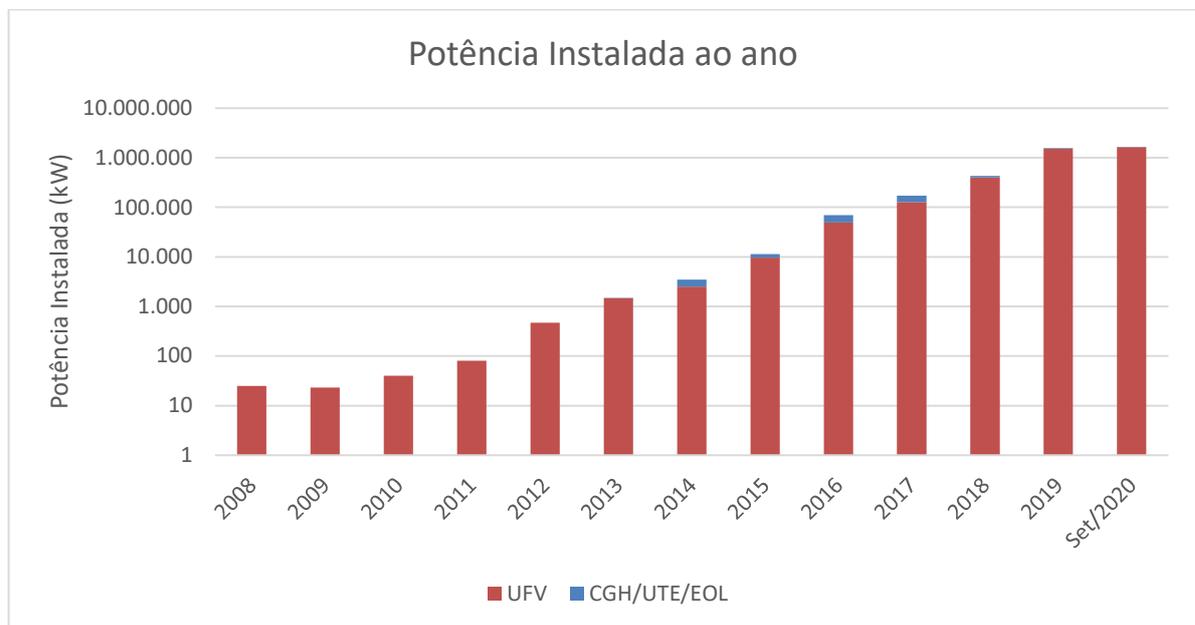
Figura 2: Potência instalada para geração distribuída por modalidade até set/2020



Fonte: ANEEL (2020)

A partir da Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015, houve um aumento expressivo nas instalações de geração distribuída que totaliza, até o presente momento, uma potência instalada de 3,9 GW, impulsionado principalmente pela geração fotovoltaica (UFV) que corresponde a 95,7% da geração distribuída, seguido pela Térmica (UTE) responsável por 2% da geração, Centrais Hidrelétricas (CGH) com 1,9% e Eólica (EOL) com 0,4%, conforme Figura 3.

Figura 3: Acumulado de potência GD instalada por ano



Fonte: ANEEL (2020)

Na Figura 4, é possível verificar a abrangência das unidades de geração fotovoltaica no Brasil, que está presente por todo o país devido, principalmente, pela facilidade de implantação do sistema, pela irradiação solar farta em todo território e por não haver necessidades de autorização ambiental para instalação. Não há unidades instaladas em áreas remotas ou de baixa densidade demográfica (ANEEL, 2020).

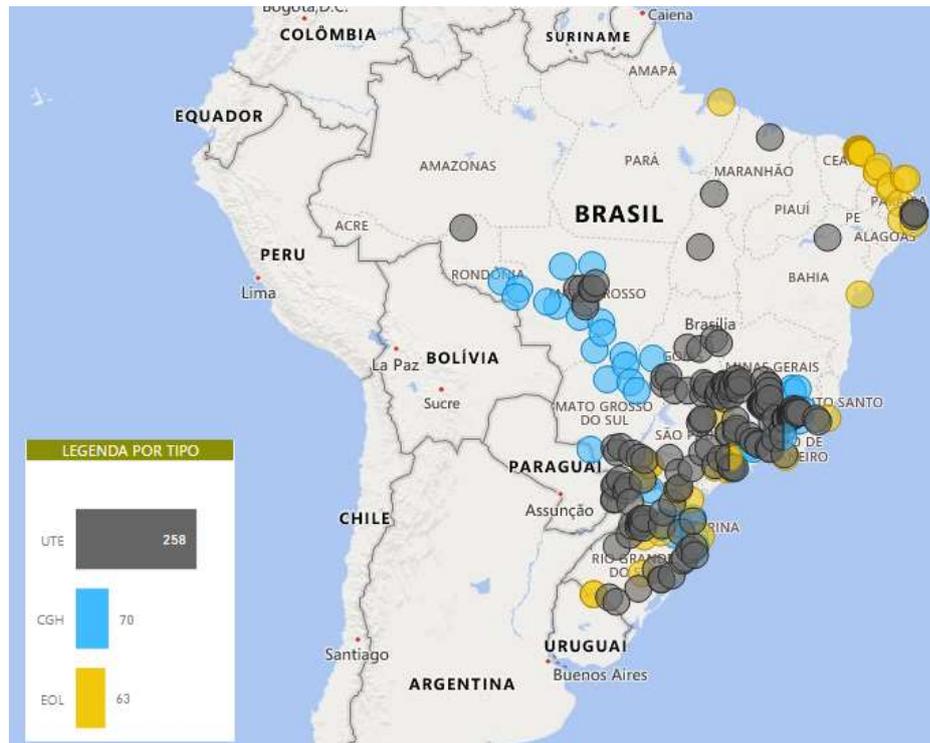
Figura 4: Mapa da distribuição de instalações de sistemas fotovoltaicos no Brasil



Fonte: ANEEL (2020)

Para as gerações distribuídas instaladas com sistemas eólicos, hídricos e térmicos, as mesmas estão concentradas em áreas capazes de suprir o mínimo de recurso natural necessário para a implantação: vento, água e biomassa, respectivamente conforme demonstrado na Figura 5 (ANEEL, 2020).

Figura 5: Mapa da distribuição de instalações de sistemas para GD Eólico, Hídrica e Térmica no Brasil



Fonte: ANEEL (2020)

No início de 2020, houve a previsão de mudanças nas regras atuais das políticas de crédito de energia para geração distribuída no Brasil, as quais estão no momento sob consulta pública pela ANEEL e que devem ser tratadas de forma a diminuir o retorno do investimento, se comparado à regulamentação atual que cita que a energia excedente gerada e injetada na rede da concessionária retorna em sua totalidade para o consumidor gerador quando houver necessidade.

As discussões se embasam no fato de que o consumidor que não gera energia está subsidiando aqueles consumidores e geradores de energia, ou prossumidores, pois a energia injetada na rede faz uso da infraestrutura das linhas de transmissão para armazenamento da energia excedente. Na Resolução Normativa nº 482, de 17 abril de 2012 (ANEEL, 2012), é previsto, a partir de determinada potência GD instalada no país, uma discussão para estabelecer um novo Sistema de Compensação de Energia Elétrica menos atraente economicamente para os geradores de energia, e que tramita no Congresso Nacional pelo Projeto de Lei Nº 2215/2020.

2.2.1 Classificação dos consumidores de energia elétrica no Brasil

No Brasil, os consumidores ou unidades consumidoras, são classificadas em dois grupos tarifários: Grupo A e Grupo B:

- Grupo A, em que estão os consumidores atendidos em alta tensão, como indústrias, shopping centers e alguns edifícios comerciais; e
- Grupo B, ao qual geralmente pertencem as residências, lojas, agências bancárias, pequenas oficinas, grande parte dos edifícios residenciais e a maioria dos prédios públicos federais, já que, na sua maioria, são atendidos nas tensões de 127 ou 220 volts (ELETROBRAS, 2011).

Quanto ao faturamento da unidade consumidora integrante do sistema de compensação de energia elétrica, deve ser cobrado, no mínimo, o valor referente ao custo de disponibilidade para o consumidor do grupo B, ou da demanda contratada para o consumidor do grupo A, conforme o caso demonstrado na Tabela 1 (ANEEL, 2015; 2016).

Tabela 1: Consumo mínimo por número de fases

Classificação	Microgerador	Minigerador	Número de Fases	Consumo mínimo [kWh/mês]
Potência Instalada	$P \leq 75 \text{ kW}$	$75 \text{ kW} < P \leq 5000 \text{ kW}^*$	Ø1	30
			Ø2	50
			Ø3	100

Fonte: ANEEL (2016; 2015).

(*) para PCH o limite 3 MW

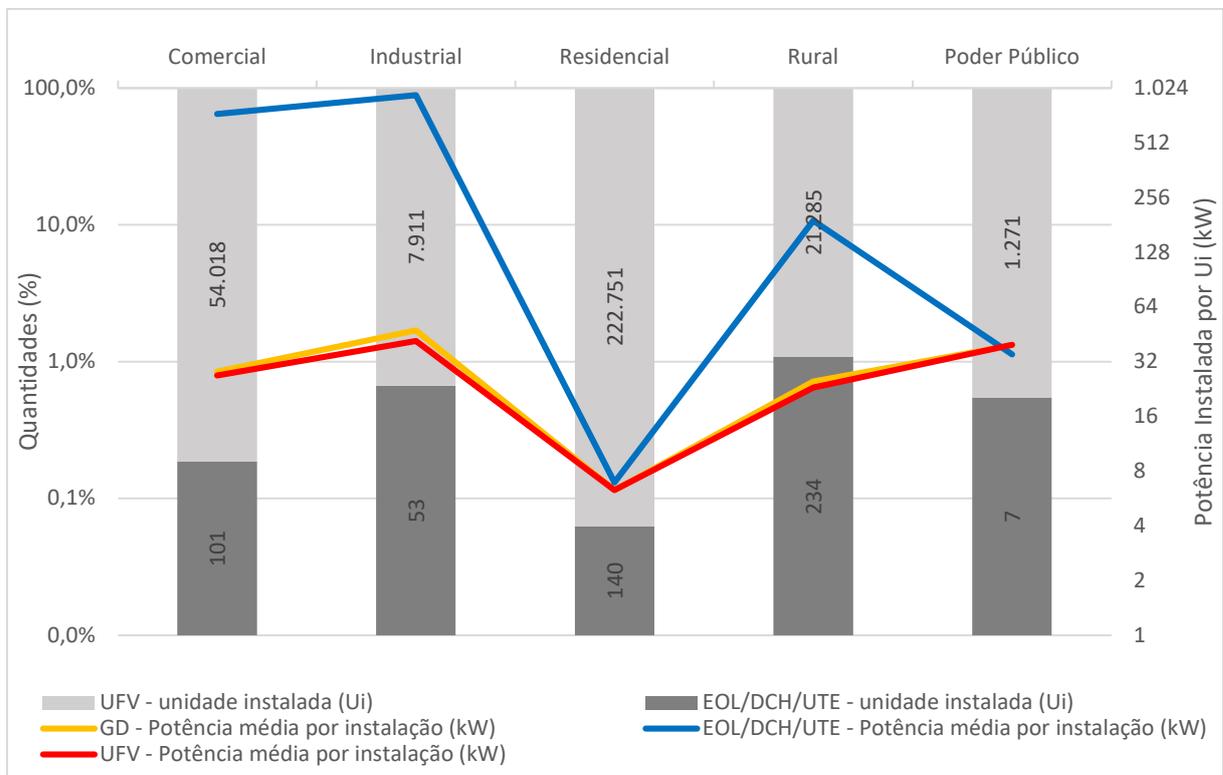
Os dois grupos apresentam subdivisões:

- O Grupo A é subdividido de acordo com a tensão de atendimento em Subgrupos A1 (para nível de tensão de 230 kV ou mais), A2 (88 a 138 kV), A3 (69 kV), A3a (30 a 44 kV), A4 (2,3 a 25 kV) e AS (para sistema subterrâneo). Nesse caso, os poucos prédios públicos classificados no Grupo A, em geral, estão no Subgrupo A4 (ELETROBRAS, 2011); e

- O Grupo B é subdividido de acordo com a atividade do consumidor em Subgrupos B1 (residencial), B2 (rural), B3 (demais classes, como por exemplo poder público) e B4 (iluminação pública) (ELETROBRAS, 2011).

Na Figura 6, é possível identificar que dentre as unidades geradoras, a residencial é responsável por maior número de unidades instaladas (Ui), porém com menor geração por unidade – aproximadamente 6 kW/Ui. Enquanto que as unidades comercial, industrial, rural e poder público, que, apesar de menor número de unidades consumidoras, geram mais potência por unidade instalada: 28, 48, 25 e 39 kW/Ui respectivamente. As gerações oriundas de fontes eólica, usinas hidrelétricas e térmicas produzem mais energia por unidade de instalação nos segmentos comercial, industrial e rural. Destaca-se em todos os segmentos a quantidade de unidades instaladas com geração fotovoltaica, exceto para o poder público, que conta com apenas 1.271 unidades, o que representa 0,41% das unidades fotovoltaicas instaladas para geração distribuída.

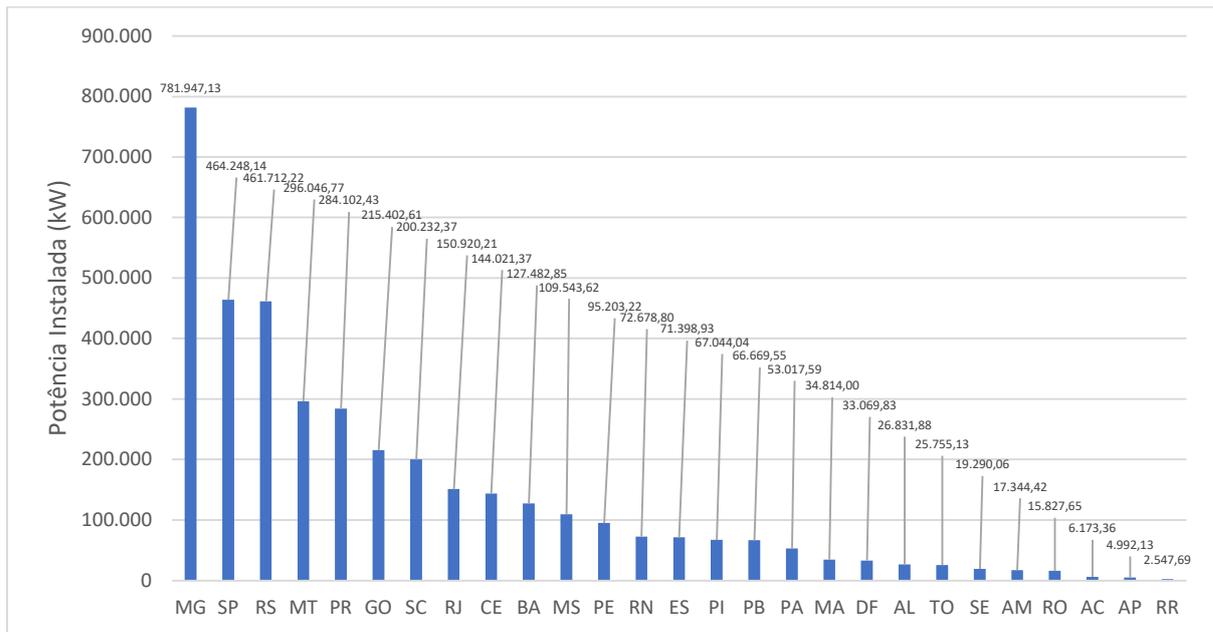
Figura 6: Quantidade de unidades instaladas (Ui) e potência instalada por Ui (kW) em GD



Fonte: ANEEL (2020)

Na Figura 7, é possível verificar o total de potência instalada por estado, com destaque para o estado de Minas Gerais, pioneiro no incentivo da isenção de ICMS assim que foi publicada Resolução Normativa nº 687 em 2015, impulsionando o interesse pela instalação neste estado e supera os demais estados, seguido de São Paulo, e do Rio Grande do Sul.

Figura 7: potência instalada por GD por estado



Fonte: ANEEL (2020)

2.2.2 Sistemas de Tarifação

Para o Grupo A, as tarifas são constituídas em três modalidades de fornecimento: estrutura tarifária convencional, estrutura tarifária horo-sazonal verde, e estrutura tarifária horo-sazonal azul. Nos três casos, há exigência de um contrato específico com a concessionária (ELETROBRAS, 2011).

Na estrutura tarifária convencional, determina-se um valor da demanda pretendida pelo consumidor (demanda contratada), independentemente da hora do dia (ponta ou fora de ponta) ou período do ano (seco ou úmido). E a fatura de eletricidade desses consumidores é composta da soma de parcelas referentes ao consumo, à demanda e à demanda de ultrapassagem, caso essa exista (ELETROBRAS, 2011).

Na estrutura tarifária horo-sazonal verde, também se pactua a demanda pretendida pelo consumidor, independente da hora do dia, se ponta ou fora de ponta. Nesse caso, a fatura de energia compõe-se da soma das parcelas referentes ao consumo, na ponta e fora dela, separadamente, demanda e ultrapassagem.

Na estrutura tarifária horo-sazonal azul, deve ser pactuado tanto o valor da demanda pretendida pelo consumidor no horário de ponta, quanto o valor pretendido nas horas fora de ponta. E a fatura de energia elétrica é composta pela soma das parcelas referentes ao consumo e à demanda (e ultrapassagem, caso exista), sendo que em todas as parcelas observa-se diferenciação entre horas de ponta e horas fora de ponta (ELETROBRAS, 2011).

Em relação ao horário de ponta, esse corresponde ao período de três horas consecutivas entre o intervalo das 17h e 22h, a ser definido por cada distribuidora de energia, de acordo com o registro do maior consumo (ELETROBRAS, 2011).

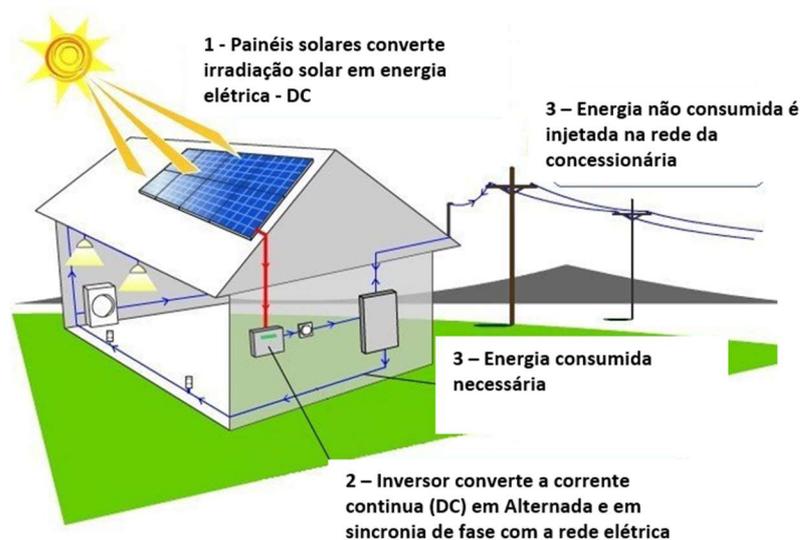
Para o Grupo B, as tarifas são constituídas em duas modalidades de fornecimento: convencional monômnia e estrutura tarifária horo-sazonal branca. Na estrutura convencional monômnia, a tarifa de consumo de energia elétrica é única, independentemente das horas de utilização do dia e a horária Branca, a tarifa de consumo de energia elétrica é diferenciada de acordo com as horas de utilização do dia (postos tarifários). Não está disponível para o subgrupo B4 e para a subclasse Baixa Renda do subgrupo B1 (ELETROBRAS, 2011).

2.2.3 Compensação de tarifas para geração de energia

Compensação de tarifas *feed-in*, aplicadas em países europeus como a Alemanha, consistem em tarifas determinadas por contratos de longo prazo, em um período entre 10 a 20 anos. Esse tempo é necessário para que as produtoras possam desenvolver fontes alternativas, sem elevar seus custos. Nesse sistema, é estabelecida uma quota de energia que é obrigatoriamente comprada pelas centrais energéticas. Esse valor é repassado aos consumidores por elas atendidas e dividido igualmente entre eles. Com isso, o aumento da taxa de energia fica menor do que as contas tradicionais de energia elétrica. Em outros países, principalmente no continente europeu, o *feed-in* vai além de estabelecer tarifas. Na Europa, há algumas estratégias como isenções tributárias e prazos diferenciados para amortização. Na Alemanha, referência em energia renovável, em um período de 5 anos foi possível reduzir em 50% o custo de instalação de sistemas fotovoltaicos (PINTO *et al.*, 2016).

No sistema de compensação de energia elétrica adotado no Brasil, o *net metering*, prevê-se que, quando houver energia excedente gerada pela unidade consumidora com micro ou minigeração, ela será injetada na rede da concessionária distribuidora, que funcionará como um reservatório de energia. Em outras palavras, a rede da distribuidora opera como uma bateria, armazenando esse excedente até o momento em que a unidade consumidora necessite desta energia e, assim, a distribuidora a devolverá, conforme Figura 8. Assim, a energia elétrica gerada por essa unidade consumidora é cedida à distribuidora local temporariamente por um limite de tempo máximo de 60 meses; após esse período o crédito excedente e não utilizado é descartado. (ANEEL, 2012).

Figura 8: Sistema de tarifa *net metering*.



Fonte: Adaptado de INDIAMART (2019)

A compensação de energia, de acordo com as regras atuais, garante que a eletricidade gerada e fornecida à rede tenha o mesmo valor econômico que a energia vendida pela empresa de energia aos consumidores (SEI, 2012). O sistema de compensação de energia acaba contribuindo na redução dos custos de sistemas fotovoltaicos, já que elimina a necessidade de uso de baterias para armazenamento. Porém, para o ano de 2020, estão sendo discutidas mudanças na regra de compensação de energia, que já era prevista anteriormente, assim que a capacidade de geração fotovoltaica ultrapassar determinado patamar, o que está prestes a ocorrer. Assim sendo, dos 100% de compensação de energia gerada atualmente, poderá passar para 80% a ser compensada, porém os sistemas já instalados até 2020 terão os direitos garantidos. Mesmo com a compensação de 100% da energia gerada, Faria Jr. *et al.* (2016)

afirmam que esse tipo de incentivo não é suficiente para manter o estímulo à geração solar distribuída no Brasil, havendo necessidade de maior suporte, como dedução de taxas sobre equipamentos fotovoltaicos, condições de financiamento especiais, e incentivos sobre equipamentos, montagem e instalação. Pinto *et al.* (2016) sugerem também a implantação de tarifas *feed-in* de modo a aumentar ainda mais o estímulo a este tipo de geração.

Segundo a ABSOLAR (2020), a Geração Distribuída (GD) deve ser considerada como uma medida de eficiência energética, especialmente a parcela da energia consumida instantaneamente, que não interage diretamente com o Sistema Interligado Nacional (SIN). Eventuais reduções de consumo de energia elétrica e perdas de receita de distribuidoras não são ocasionadas exclusivamente pela GD. Outras medidas também possuem efeito similar, como a mudança no padrão de consumo, substituição por equipamentos mais eficientes e melhoria de infraestrutura interna. Alterações de consumo que ocorrem dentro da propriedade e, portanto, antes do medidor de consumo, não devem ser contabilizadas como prejuízo às distribuidoras e representam riscos de mercado inerentes à atividade econômica do contrato de concessão, de modo que o consumidor não pode ser penalizado, culpabilizado, onerado ou desincentivado por reduzir seu consumo, seja por tornar-se mais eficiente ou por inovar. Tais atributos técnicos proporcionam uma importante redução da demanda do SIN, aliviando a operação do sistema, bem como reduzindo o carregamento das redes de transmissão e de distribuição.

2.3 Sistema Fotovoltaico

A energia solar fotovoltaica é a energia obtida através da conversão direta da luz em eletricidade e tem como base o efeito fotovoltaico. O elemento principal para a geração fotovoltaica é a célula fotovoltaica.

Os painéis fotovoltaicos são formados pela conexão de várias células fotovoltaicas que são capazes de transformar a energia solar em energia elétrica. Cada célula fornece uma tensão de aproximadamente 0,6V e, para produzir tensões maiores, as células são conectadas em série na fabricação dos módulos. A tensão total é obtida através da soma das tensões de cada célula.

Os módulos são associados em série e paralelo para formar os arranjos de geração com a tensão e a corrente contínua (CC) desejadas. E para transformá-la em corrente alternada (CA), geralmente é necessário o uso de um inversor, podendo assim ser utilizado, normalmente, em aplicações convencionais conectadas à rede. Em sistemas isolados (off-grid), além dos

equipamentos citados, geralmente são utilizadas baterias para armazenamento da energia e controladores de carga para possibilitar o funcionamento do sistema (TOLMASQUIM, 2016).

2.3.1 Características elétricas dos módulos fotovoltaicos

A potência dos módulos é expressa em Watt-pico (Wp), obtida através de testes laboratoriais, com nível de irradiância controlado em 1000 W/m² e temperatura de 25°C, com outras características elétricas que melhor caracterizam a funcionalidade do módulo, sendo as principais (PINHO; GALDINO, 2014):

- Tensão de circuito aberto (V_{oc}): a tensão de circuito aberto é o valor de tensão em volts que o módulo fornece nos seus terminais quando desconectados;
- Corrente de curto-circuito (I_{sc}): é a corrente elétrica medida quando os terminais dos módulos estão conectados entre si. Esse valor é importante para o dimensionamento do sistema, pois é a corrente máxima que o módulo vai fornecer sobre qualquer hipótese;
- Potência de pico (P_{mp}): a potência de pico é o valor máximo que o módulo é capaz de produzir. Corresponde ao ponto no qual a curva I x V é máximo; e
- Eficiência do módulo (η_p): no Brasil, os módulos são certificados e avaliados pelo INMETRO. A eficiência é dada pela equação 2.1:

$$\eta_p = \frac{P_{max}}{A_p \cdot 1000} \quad (2.1)$$

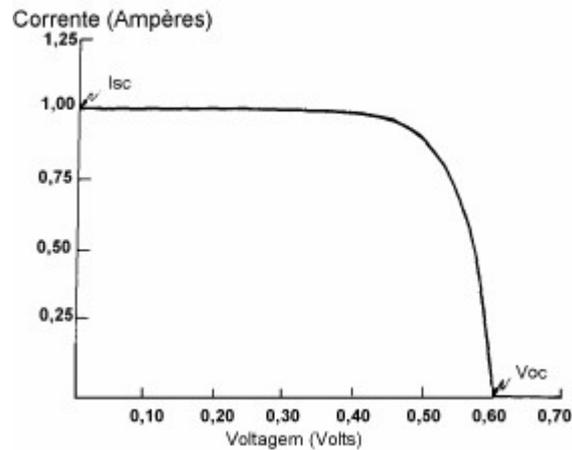
Onde: P_{max} é a potência máxima ou pico do módulo [W] e A_p é a área do módulo [m²], onde o número 1000 corresponde à taxa de radiação solar padronizada de 1000 W (VILLALVA, 2015).

2.3.2 Curva característica I x V

O valor de tensão e corrente do módulo variam de acordo com a condição de operação. Essas medidas podem ser plotadas em gráfico, para isto basta variar as condições de carga. Os valores plotados no gráfico e unidos por uma linha dá origem ao que é chamado de Curva

Característica I x V (PINHO; GALDINO, 2014), onde I_{sc} é a corrente de curto circuito e V_{oc} é a tensão para o circuito aberto, conforme Figura 9:

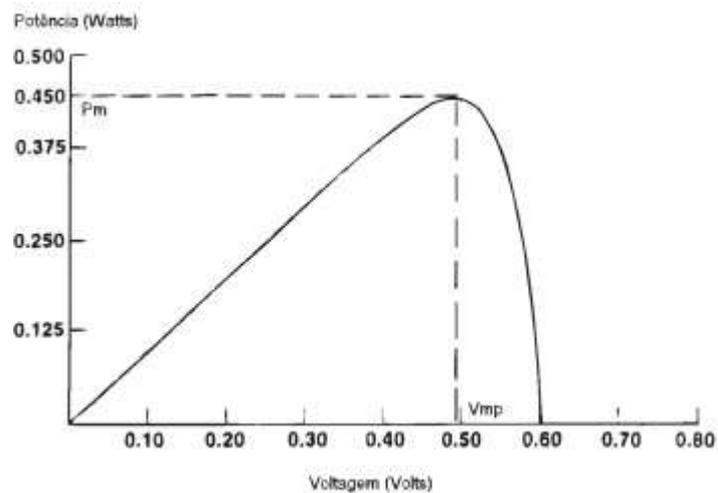
Figura 9: Curva característica IxV mostrando a corrente I_{sc} e a tensão V_{oc}



Fonte: PINHO; GALDINO (2014)

Para cada ponto da curva I x V, existe um ponto de máxima potência gerada para aquela condição de operação. A Figura 10 mostra o ponto de máxima potência que pode ser alcançado por uma célula. Além disso, vale destacar que, para as condições de circuito aberto e curto circuito, não há geração de potência, pois, nesses casos, a corrente ou tensão são zero, respectivamente.

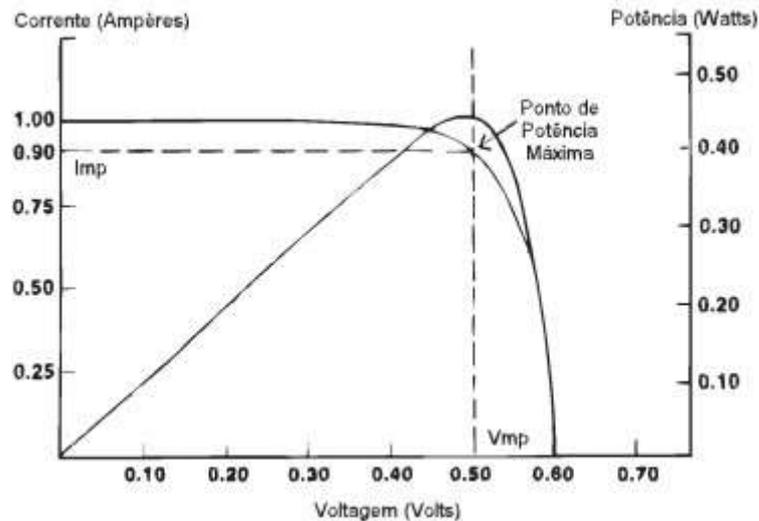
Figura 10: Curva típica de potência versus tensão



Fonte: PINHO; GALDINO (2014)

A Figura 11 mostra a curva característica I x V superposta à curva de potência para análise dos parâmetros, para uma tensão V_{mp} e corrente I_{mp} para máxima potência.

Figura 11: Parâmetros de máxima potência



Fonte: PINHO; GALDINO (2014)

2.3.3 Fatores que afetam o funcionamento dos módulos

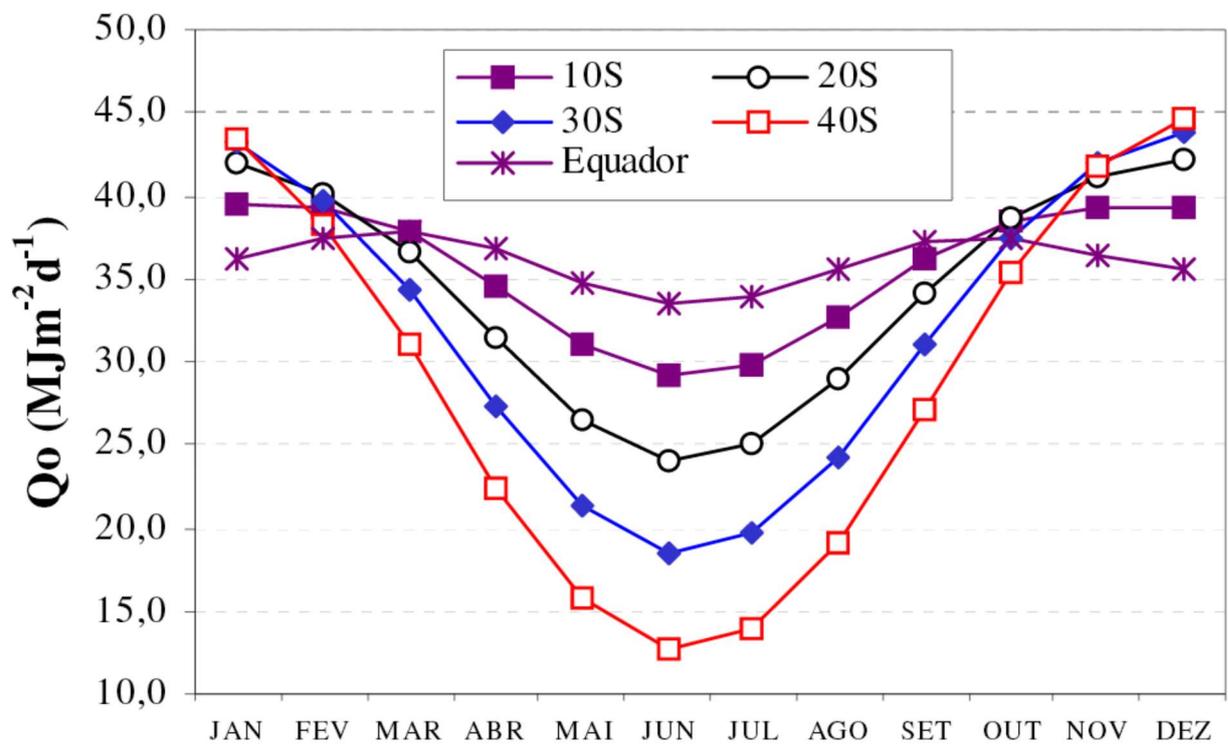
O desempenho dos painéis é influenciado pela temperatura e irradiância que incide sobre as células fotovoltaicas. As condições padrões de teste, em que são plotadas as curvas características dos módulos, são definidas como uma irradiância de 1000 W/m^2 (radiação recebida na superfície da Terra em um dia sem nuvens, ao meio dia) e a uma temperatura de 25°C . Além desses fatores, o sombreamento sobre apenas uma célula pode fazer com que o módulo fotovoltaico comprometa a produção de energia do sistema fotovoltaico.

- **Irradiância**

A potência gerada pelos módulos depende diretamente do fluxo de fótons que incide sobre a superfície das células e quanto maior a irradiância incidida, maior a energia gerada. O movimento de translação e rotação da Terra faz com que a radiação solar recebida pelas placas seja

diferente ao decorrer das horas do dia e à mudança de estações, pois o Sol vai estar mais próximo ou mais distante da superfície da Terra ao longo do ano ou do período do dia. A irradiância solar varia também de acordo com a posição terrestre e o consequente ângulo de incidência dos raios solares. Regiões próximas à linha do equador apresentam menor variação da irradiação ao longo do ano, enquanto localidades em grandes latitudes apresentam os maiores valores de irradiação em meses do verão, porém durante o inverno apresentam os menores valores de irradiação, de modo que a energia anual total recebida é menor nas maiores latitudes, conforme demonstrado na Figura 12 (TOLMASQUIM, 2020).

Figura 12: Irradiação Solar x Latitude

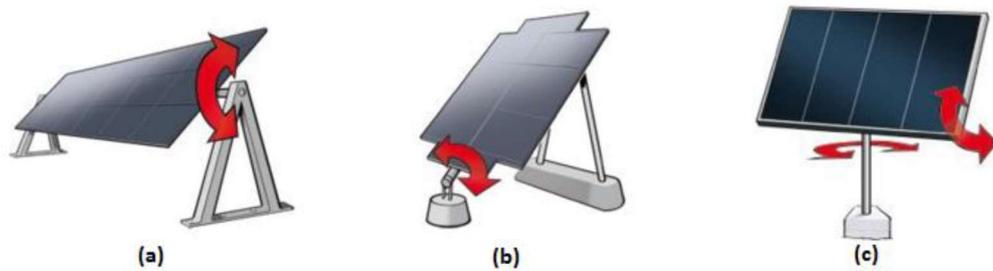


Fonte: TOLMASQUIM (2016)

O ângulo considerado como ótimo é igual à latitude do local, orientado ao norte no hemisfério sul, de forma que a superfície receptora esteja perpendicular aos raios solares na média anual, fazendo com que a variação da irradiação ao longo do ano seja atenuada, assim como maximizada a quantidade de energia incidente sobre tal superfície nesse período (TOLMASQUIM, 2016).

Outra maneira de maximizar a irradiação solar sobre uma superfície consiste em fazê-la seguir o movimento do Sol, através de mecanismos e estruturas de seguimento de um ou dois eixos (ou *trackers*), capazes de acompanhar o movimento solar, conforme Figura 13.

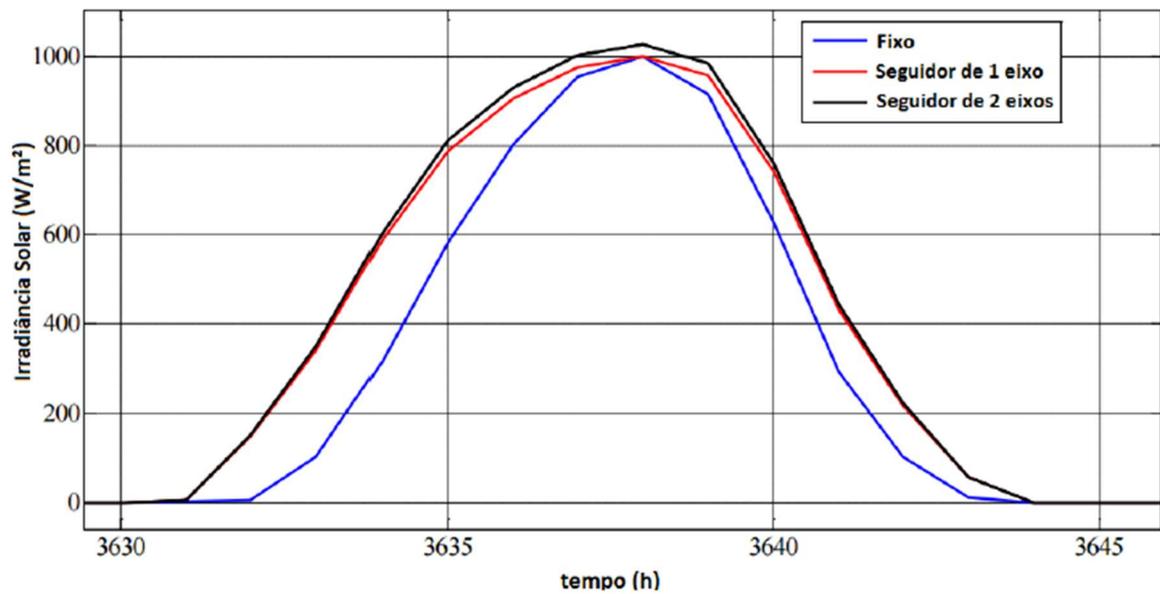
Figura 13: Sistemas de seguimento solar de um (a, b) e dois (c) eixos.



Fonte: TOLMASQUIM (2016)

A Figura 14 demonstra o ganho na geração de energia pelos coletores com sistema de seguimento de eixo.

Figura 14: Irradiação solar recebida em um dia típico de verão.

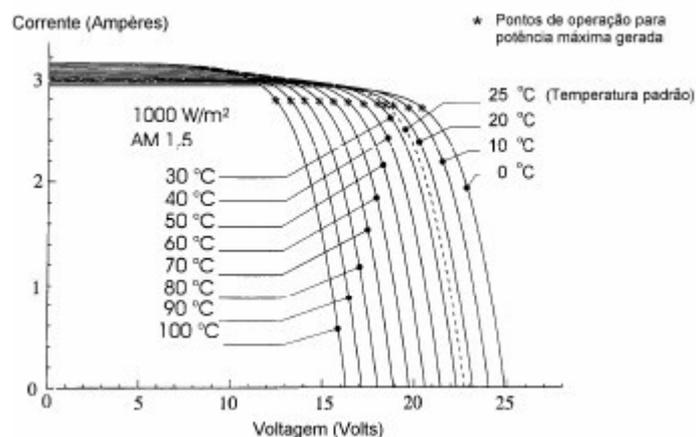


Fonte: TOLMASQUIM (2016)

- **Temperatura**

A temperatura tem influência na tensão que o módulo fornece em seus terminais e, conseqüentemente, na sua potência produzida (VILLALVA, 2015). A corrente fornecida pelo módulo quase não se altera com a variação de temperatura. Em contrapartida, a tensão sofre uma queda significativa com o aumento de temperatura, ocasionando uma redução na potência fornecida pelo módulo, tendo em vista que a potência é o produto entre tensão e corrente. A Figura 15 mostra as curvas para diferentes valores de temperatura.

Figura 15: Influência da temperatura na operação de um módulo fotovoltaico



Fonte: BRAGA (2008)

- **Sombreamento**

A intensidade da corrente elétrica produzida por uma célula fotovoltaica é diretamente proporcional à intensidade de radiação que incide sobre ela (VILLALVA, 2015). As células do módulo fotovoltaico, por estarem conectadas em série, dependem umas das outras para produzir corrente. O efeito do sombreamento ocorre quando uma ou mais células recebem pouca ou nenhuma luz, impedindo a passagem da corrente das outras células. Uma das soluções para minimizar o impacto da degradação por sombreamento, e que alguns fabricantes vem adotando, é a instalação de diodo em paralelo às células do módulo, que tem a característica de conduzir corrente elétrica quando submetido a uma diferença de potencial entre os terminais e que, neste caso, ocorre quando a célula não estiver produzindo energia, porém as demais estiverem. A Figura 16 é uma situação comum, em que uma célula é obstruída por uma construção, comprometendo a produção de todo aquele conjunto.

Figura 16: Módulo fotovoltaico sob o efeito de uma sombra



Fonte: SOLAR BRASIL (2020)

2.3.4 Inversor

A maior parte dos equipamentos elétricos domésticos funciona conectado à rede elétrica com tensão alternada disponível de 127V ou 220V e frequência de 60 Hertz. Os módulos fotovoltaicos geram tensão contínua (tensão CC) e para realizar a conversão em tensão alternada (tensão CA) são utilizados inversores (PINHO; GALDINO, 2014).

Atualmente, existem três tipos de inversores utilizados em sistemas autônomos: inversor de onda quadrada, de onda senoidal modificada e de onda senoidal pura. Segundo Villalva (2015), “as ondas semi-quadradas possuem menos distorção harmônica do que as ondas totalmente quadradas, porém, ambas são muito distorcidas quando comparadas com uma senoidal pura”.

Assim, esses tipos de inversores são indicados para aparelhos que não sejam sensíveis aos ruídos, como eletrodomésticos e lâmpadas. Já em processos que dependem da qualidade do sinal, são utilizados os inversores de onda senoidal pura, sendo que esses possuem um valor agregado maior, por serem mais complexos.

2.4 Sistemas Fotovoltaicos Isolados e Conectados à Rede

O uso direto da energia solar tem três atrativos principais: o primeiro é a sua capacidade de renovação, quase infinita, considerando a escala de tempo da vida humana; o segundo é que não gera impactos ambientais na sua operação, além de silenciosa e não poluente; e o terceiro é a viabilidade de aplicação junto às fontes consumidoras, o que elimina a necessidade de transporte através de grandes distâncias, diminuindo as perdas por transmissão e distribuição, uma das principais falhas do sistema convencional. (HOLDERMANN *et al.*, 2014). Os sistemas fotovoltaicos podem ser isolados ou “*off-grid*”, fazendo uso de baterias para armazenamento ou conectados diretamente à rede elétrica, ou “*on-grid*”.

Sistemas fotovoltaicos isolados ou “*off-grid*” podem ser empregados em locais não atendidos por uma rede elétrica, para iluminação pública, na sinalização de estradas, na alimentação de sistemas de telecomunicações, videomonitoramento e no carregamento de baterias de veículos elétricos. Podem, também, ser utilizados para fornecer eletricidade para veículos terrestres e náuticos e possuem um número grande de aplicações, desde pequenos aparelhos eletrônicos portáteis até sistemas aeroespaciais (VILLALVA, 2015). Sistemas isolados, sendo eles puramente fotovoltaicos ou híbridos, em geral, necessitam de algum tipo de armazenamento. O mais usual é o uso de baterias e de uma unidade de controle e condicionamento de potência composta por inversor e um controlador de carga (PINHO e GALDINO, 2014).

Sistemas conectados à rede ou “*on-grid*” são os sistemas em que a energia excedente produzida pelo gerador fotovoltaico é entregue diretamente à rede elétrica (PINHO e GALDINO, 2014). Esses tipos de sistema vêm ganhando destaque mundial. Conforme Villalva (2015), o objetivo do sistema fotovoltaico conectado à rede é gerar eletricidade para o consumo local, podendo reduzir ou, inclusive, eliminar o consumo da rede pública ou mesmo gerar excedente de energia.

Tanto o sistema isolado ou “*off-grid*”, quanto o conectado à rede ou “*on-grid*”, podem operar a partir de uma única fonte fotovoltaica ou híbrida, com uma ou mais fontes de energia (PINHO e GALDINO, 2014). Os módulos fotovoltaicos produzem energia na forma de corrente e tensão contínuas, variando de acordo com a intensidade de irradiação solar, sendo que, para algumas aplicações, torna-se necessário converter essa energia em tensão e corrente contínuas para tensão e corrente alternadas, através do inversor. Em relação ao controlador de carga, ele é usado para regular e controlar a carga da bateria e prolongar sua vida útil, protegendo-a de sobrecargas oriundas das placas fotovoltaicas ou descargas excessivas no sistema isolado e no

sistema conectado à rede. Além do inversor, é necessário um medidor bidirecional capaz de identificar a energia produzida e a consumida que, de acordo com os regulamentos, deve ser fornecida pela concessionária (PINHO e GALDINO, 2014).

2.5 Registro de Preços - Aquisição de Produtos e Serviços pelo Poder Público

A relação entre um ente estatal e outro privado, no que tange às compras de bens e serviços, é estabelecida através de um contrato administrativo. Para que a administração pública celebre um contrato, há a necessidade de prévia licitação. Desde a contratação à execução do pedido, ambas as partes devem seguir uma série de critérios da Lei 8.666/93 (BRASIL, 1993), que estabelece normas gerais sobre licitações e contratos administrativos pertinentes a obras, serviços, inclusive de publicidade, compras, alienações e locações no âmbito dos Poderes da União, dos Estados, do Distrito Federal e dos Municípios.

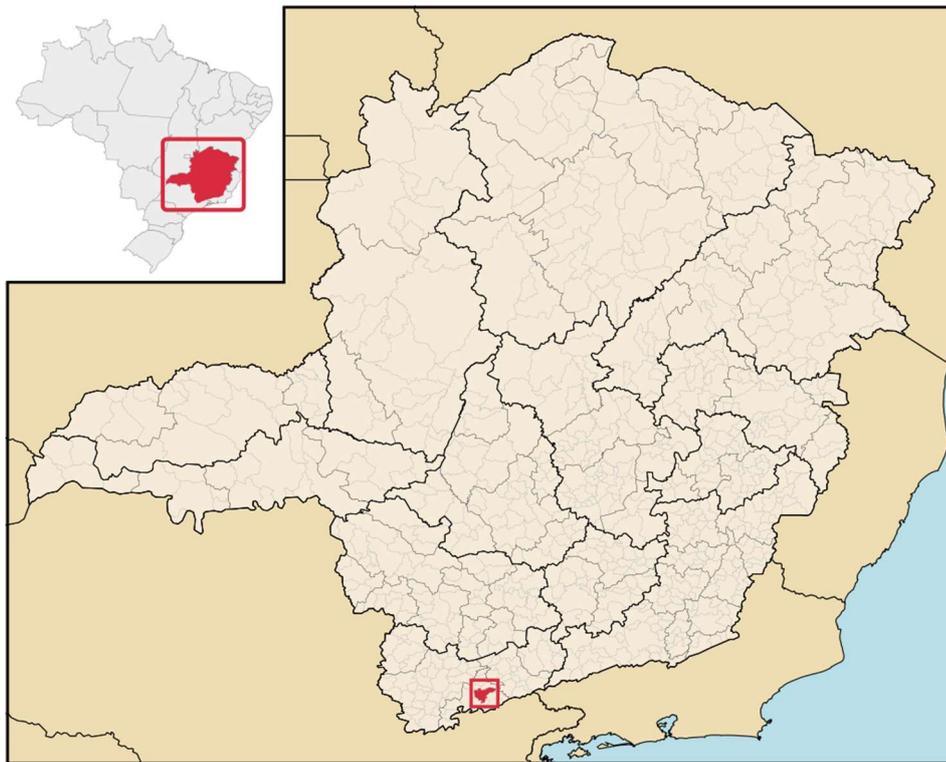
Dentre as formas de contratação, está previsto a de registro de preço na Lei 8.666/1993, em seu artigo 15. No entanto, ela só foi regulamentada em 2001 pelo Decreto nº 3.931, revogado depois pelo decreto nº 7.892, de 23 de janeiro de 2013, que se efetiva por meio de pregão ou concorrência, para fins de registro formal de preços relativos a serviços ou bens, concedendo à Administração Pública, no momento em que entender oportuno, a possibilidade de futura contratação nos moldes do melhor preço registrado durante o período de 12 meses e não obriga a Administração Pública a adquirir os produtos ou serviços cujos preços foram registrados. O documento vincula através de ata de registro de preço apenas o particular que participou do procedimento e registrou o seu preço, concedendo ao Poder Público a faculdade de escolher o melhor momento para efetivar o contrato, caso entenda conveniente (BRASIL, 2013).

O sistema de registro de preços tem se mostrado uma alternativa simples e econômica para os órgãos públicos. Além de não correr o risco de comprar sem necessidade, os governos podem realizar uma única licitação para produtos que adquirem durante todo o ano e, conforme art. 2º, III, do Decreto 7.892/13, há de se destacar um aspecto importante, principalmente sob o ponto de vista econômico: a possibilidade de se centralizar a licitação em um único ente, sendo possível um ente licitar e ser o detentor da ata de registro de preço e todos os outros citados no Edital ou que manifestaram a intenção de aderir àquela licitação poderão contratar com os licitantes vencedores (BRASIL, 2013).

3 MATERIAIS E MÉTODOS

O presente trabalho tem por finalidade verificar a viabilidade técnica e econômica para a geração de energia fotovoltaica em prédios públicos. Neste trabalho, foi desenvolvido um estudo de caso do município de Itajubá - MG. Trata-se de um município de porte médio, com 97.000 habitantes, população estimada no ano de 2020 pelo IBGE, situado ao sul do estado de Minas Gerais, Brasil, a 836 metros de altitude, localizado de acordo com as seguintes coordenadas geográficas: Latitude de 22° 25' 37" Sul, Longitude de 45° 27' 11" Oeste, conforme Figura 17.

Figura 17: Mapa da localização do município de Itajubá-MG



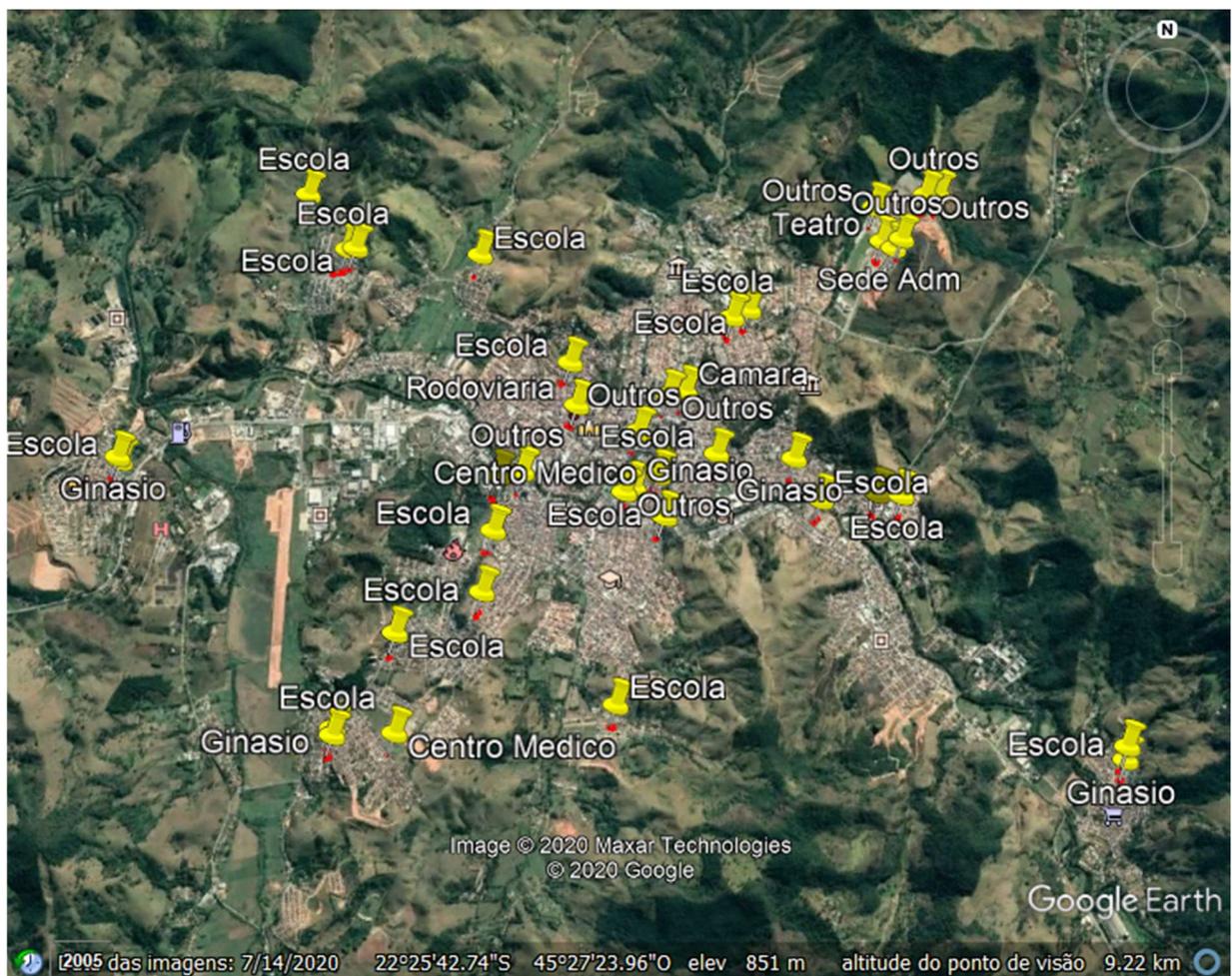
Fonte: Adaptado de Google Earth (2020)

Para o desenvolvimento dos estudos, serão necessárias as seguintes ações:

- identificar as edificações para instalação do sistema e o potencial energético gerado;
- fazer o levantamento dos consumos energéticos;
- calcular os investimentos e retornos do investimento para o sistema instalado; e
- determinar, através da tarifa praticada pela distribuidora, os custos evitados do sistema.

Para identificar os edifícios públicos próprios da prefeitura, foi necessário identificar os edifícios que são de propriedade da administração pública e o espaço disponível nos telhados para calcular o potencial total de geração de energia fotovoltaica nesses edifícios. Os endereços dos edifícios foram obtidos através do relatório atualizado dos imóveis, fornecido pela secretaria de planejamento do município de Itajubá-MG (SECRETARIA DE PLANEJAMENTO, 2019) e foi identificado um total de 55 telhados para instalação do sistema fotovoltaico. Utilizando-se do sistema *web* do Google Earth®, foram localizados geograficamente: 34 Escolas, 5 Ginásios, Mercado Municipal, Câmara Municipal, Teatro, Sede Administrativa e 11 outros edifícios públicos, conforme identificados na Figura 18.

Figura 18: Localização dos edifícios da administração pública de Itajubá-MG



Fonte: Google Earth (2020)

Os dados das áreas de cada telhado foram obtidos através de medições aproximadas, utilizando-se do sistema *web* do Google Earth (2020), inserindo as delimitações de cada telhado. Foi identificado uma disponibilidade de área de telhado de 43.566 m² nos 55 edifícios e, para evitar possíveis áreas de sombreamentos e garantir a inclinação para o norte, foi considerada uma ocupação máxima de cada telhado de 40% da área total disponível para implantação do sistema fotovoltaico, ou 17.426 m² de área para implantação do sistema fotovoltaico em 55 edifícios, conforme exemplificado pela Figura 19 nos edifícios da sede administrativa, teatro municipal e da secretaria de educação.

Figura 19: Determinação da área dos telhados do Teatro, sede administrativa e secretaria de educação



Fonte: Google Earth (2020)

3.1 Cálculo do potencial energético das edificações selecionadas

Segundo Carvalho *et al.* (2019), com a avaliação da área disponível ou útil de cada telhado dos prédios públicos, é possível mensurar as quantidades de placas fotovoltaicas que podem ser utilizadas em cada localidade através da Equação 3.1 e assim calcular o potencial de geração energética de uma determinada área disponível para a instalação do sistema. Deve-se arredondar a quantidade de módulos para um número inteiro menor que o obtido.

$$Q_p = \frac{A_u}{A_p} \quad (3.1)$$

Onde:

Q_p : Quantidade de placas;

A_u : Área útil [m²]; e

A_p : Área da placa [m²].

De posse da quantidade de placas, é possível calcular a Potência do Sistema P_{cc} - [kWp], conforme Equação 3.2.

$$P_{cc} = Q_p \cdot P_p \quad (3.2)$$

Onde:

P_{cc} : Potência do Sistema [kWp];

Q_p : Quantidade de placas; e

P_p : Potência nominal da placa [Wp].

A Geração Média ao dia [kWh/dia] por módulo fotovoltaico é dada pela Equação 3.3.

$$G_{md} = A_p \cdot G_m \cdot \eta \cdot R \quad (3.3)$$

Onde:

G_{md} : Geração Média ao dia por módulo [kWh/dia];

A_p : Área da placa [m²] – especificação do fabricante;

G_m - irradiação solar [kWh/dia.m²];

R - Performance do Sistema – devido às perdas causadas pelo aumento de temperatura nas placas, inclinação das placas, rendimento do inversor, sombreamentos. Como referência, utiliza-se 80%; e

η - Rendimento do módulo – especificação do fabricante.

Para os cálculos de um sistema fotovoltaico, é necessário, primeiramente, a escolha do módulo, e com as especificações do módulo é possível desenvolver os cálculos. O módulo deve ser escolhido em função da sua qualidade, certificado pelo Procel/Inmetro, ISO 9001, potência nominal maior de forma a diminuir o peso nos telhados antigos e considerável disponibilidade no mercado. Para este estudo, levou-se em conta a especificação da placa fotovoltaica do fabricante Trina Solar (2020), modelo Tallmax TSM-405 - DE15M(II), de área de 2,03 m² (2024mmx1004mm), de silício policristalino com classificação de eficiência energética “A” pelo INMETRO e potência nominal de 405Wp, cujas características estão detalhadas na Tabela 2.

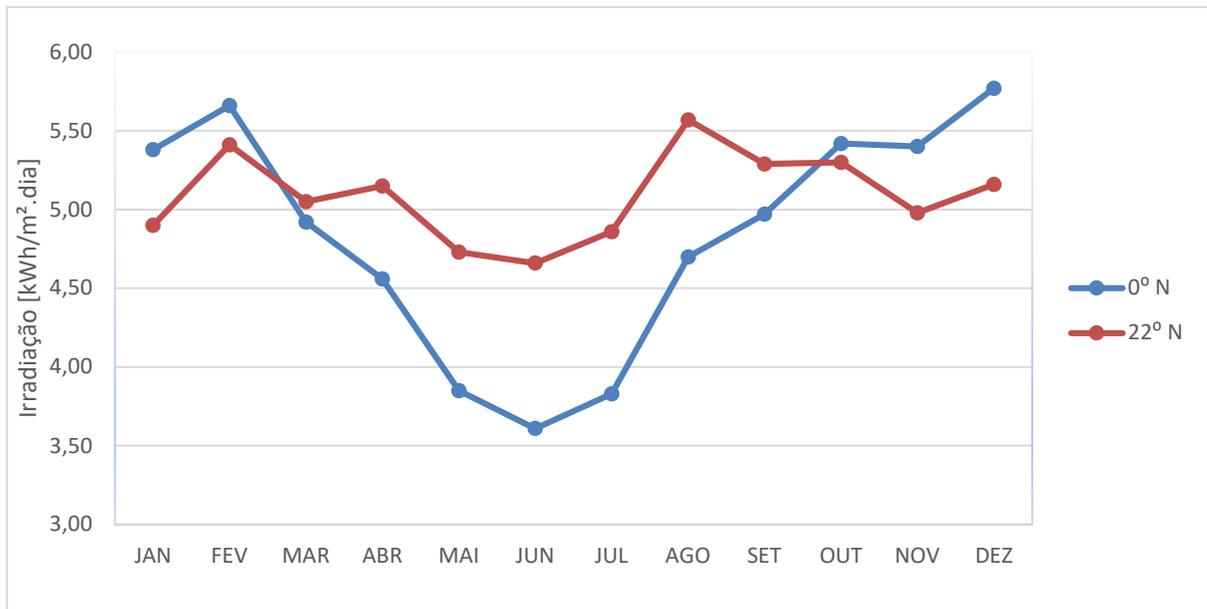
Tabela 2: Especificações da placa fotovoltaica

Fabricante	Trina Solar
Modelo	Tallmax TSM-405
Tipo	Policristalino
Potência	405 W
η Módulo	19,9%
$I_{m\acute{a}x}$	10 A
$V_{m\acute{a}x}$	40,5 V
I_{sc}/I_{cc}	10,52 A
V_{oc}/V_{ca}	49,2 V
Peso	22,8 kg
Área (m²)	2,03
Dimensões (mm)	2024 x 1004 x 35
Máx. Corr. Fusível (série)	20 A
Coef. Temperatura/°C	-0,37%
Depreciação ao ano	0,80%

Fonte: TRINA SOLAR (2020)

A irradiação solar (G_m) [kWh/dia.m²] foi obtida através de banco de dados do CRESESB (2020) (Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito), que dispõe de informações de irradiação solar no Brasil por localidade, e conforme a média anual da irradiação para a latitude da instalação. A Figura 20 é o resultado da irradiação diária média por mês para o plano horizontal e para inclinação dos módulos a 22° para o norte, ângulo adotado igual à latitude do município de Itajubá – MG para obter a máxima eficiência do sistema.

Figura 20: Irradiação solar incidente para o plano horizontal e para o plano com inclinação igual à latitude do município de Itajubá-MG.



Fonte: Adaptado de CRESESB (2020)

A fim de minimizar elevados investimentos iniciais para atender toda a administração pública, e principalmente realizar o projeto para que seja licitado através da modalidade de registro de preço onde não há necessidade nem obrigatoriedade de aquisição imediata de todos os equipamentos e também a possível adesão à ata de registro por outros entes públicos, caso haja interesse, foi considerada a implantação de um sistema modular, ou kits, que podem ser conectados entre si na mesma rede elétrica, uma vez que os inversores permitem essa interconexão. Para composição do sistema modular, foi então considerado um inversor de 4 kW, da Fronius (2020), modelo 4.0-1 que opera com uma tensão de entrada de 80 Vcc até 800 Vcc, conforme especificação na Tabela 3. Para que o inversor não trabalhe no limite máximo de tensão da especificação para entrada Vcc, considerou-se um conjunto de 12 placas ligadas em série, que fornecerá 493 Vcc e 10 A - cada placa fornece 40,5 Vmax e 10 A – totalizando 210 inversores.

Tabela 3: Especificações do inversor

Marca/Modelo	FRONIUS 4.0-1
Tensão máxima de entrada	800 Vcc
Tensão mínima de entrada	80 Vcc
Corrente máxima de entrada	12 A
Tensão de saída	230 Vca
Frequência de saída	60 Hz
Corrente máxima de saída	17,4 A
Potência nominal	4000 W
Eficiência máxima	98,1%

Fonte: FRONIUS (2020)

3.2 Levantamento da demanda energética e de gastos energéticos das edificações selecionadas

Através de dados de consumo de energia obtidos na Prefeitura Municipal de Itajubá – MG (2019), foram identificadas 189 unidades de consumo de energia, incluindo os 55 edifícios identificados para a instalação, um total de 24 escolas, 12 creches, 20 postos de saúde, 58 edificações (teatro, rodoviária, Mercado Municipal, Câmara legislativa, ginásios e outros) e 75 locais de iluminações de praças e avenidas, as quais não fazem parte da iluminação pública. Devido às regulamentações e leis que regem o consumo e pagamento de energia de forma diferenciada, se comparada ao consumo de energia convencional, não foi possível incluir neste levantamento e no projeto, o consumo com a iluminação pública, que é de 5 GWh/ano, bem como o consumo da sede da prefeitura, onde o fornecimento é sob demanda de alta tensão contratual e o qual não é possível a rescisão sem incidência de multa (PREFEITURA DE ITAJUBÁ, 2019).

O consumo médio de todas as 189 unidades consumidoras, conforme contas da concessionária CEMIG colhidas na Prefeitura de Itajubá (2019), é de 1,5 GWh/ano e de 1,4 GWh/ano, deduzindo o consumo mínimo bifásico de 50 kWh/mês por ponto de consumo, das quais 55 unidades serão geradoras e também consumidoras, e os créditos da geração fotovoltaica excedente gerada por essas unidades serão compartilhadas com as demais unidades que estão no mesmo cadastro de pessoa jurídica da Prefeitura. Através de valores de tarifas com impostos praticados pela concessionária CEMIG (2020) por kWh nas faturas, serão poupados,

ao ano, pela geração do sistema fotovoltaico, o valor corresponde a mais de 1 milhão de reais, conforme Tabela 4.

Tabela 4: Consumo médio de energia [kWh] e valor consumido

TIPO	Média kWh/mês	kWh/ano (1)	Número de Pontos	Consumo mínimo kWh/ano (2)	Consumo (1) - mínimo (2)	Tarifas com impostos	Valor a ser poupado
ESCOLAS	17.098	205.173	24	14.400	190.773	0,75	R\$ 143.806,33
CRECHES	9.220	110.634	12	7.200	103.434	0,75	R\$ 77.969,44
EDIFÍCIOS - OUTROS	46.941	563.296	58	34.800	528.496	0,75	R\$ 398.384,84
POSTOS DE SAÚDE	9.830	117.961	20	12.000	105.961	0,75	R\$ 79.874,31
IP - AVENIDAS	7.827	93.921	7	4.200	89.721	0,75	R\$ 67.632,46
IP - SERVIÇOS	3.649	43.785	8	4.800	38.985	0,75	R\$ 29.387,23
IP - PRAÇA	31.225	374.695	60	36.000	338.695	0,75	R\$ 255.311,21
TOTAL	125.789	1.509.465	189	113.400	1.396.065	0,75	R\$ 1.052.365,82

Fonte: PREFEITURA DE ITAJUBÁ (2019)

3.3 Análise da Viabilidade Econômica

O maior entrave para a disseminação do mercado de sistemas fotovoltaicos no Brasil é devido ao alto investimento inicial para a instalação do sistema e pouca oferta de linhas de créditos atrativos ou subsídios de impostos dos materiais (HOLDERMANN *et al.*, 2014). Para análise da composição dos cálculos, foram realizados dois cenários para o investimento inicial total: com recursos próprios e outro através de financiamento disponível e um terceiro cenário com investimento gradual, com aquisição do sistema por um período de 7 anos através da modalidade de licitação por registro de preço.

A análise da viabilidade econômica para a instalação do sistema fotovoltaico foi realizada através dos métodos do *Payback* (PB), do Valor Presente Líquido (VPL), da Taxa Interna de Retorno (TIR) e do Custo Nivelado de Energia (LCOE – do inglês *Levelized Cost of Energy*) e para isso foi necessário levantamento dos valores dos:

- investimentos iniciais para instalação do sistema;
- custos com manutenção, que segundo EPE (2018), é de 0,5% do investimento ao ano;
- taxa mínima de atratividade (TMA). Para esse estudo, foi considerado o valor da taxa de reajuste tarifário anual da concessionária CEMIG, que entre os anos

de 2011 a 2020, foi em média de 6,46% ao ano (ANEEL, 2020); e

- Outro fator importante para o cálculo do retorno do investimento é o cálculo com linha de crédito disponível.

3.3.1 Método do *Payback*

Segundo Bhandari *et al.* (2015), o *payback*, ou retorno de investimento, é uma técnica muito utilizada em sistemas elétricos e de eficiência energética para analisar a sua viabilidade. O cálculo do período de retorno do capital investido, *payback*, mede o prazo necessário para se recuperar o investimento inicial, levando em conta a economia anual proporcionada pelo sistema de geração, o tempo de vida útil deste empreendimento em anos, a taxa de desconto e o fator de recuperação do capital inicial.

Há duas formas de cálculo do *payback*:

- *Payback Simples*: considera apenas o retorno obtido através da economia que a instalação do sistema de geração irá proporcionar na fatura de energia do consumidor. Para esse cálculo, é verificado apenas o tempo de recuperação do investimento inicial e o lucro obtido durante o período de vida útil da instalação. Não é considerada a correção monetária ao longo do tempo, conforme Equação 3.4.

$$| I_0 | = \sum_{t=1}^{Ps} FC_t \quad (3.4)$$

Onde:

I_0 é o Investimento Inicial;

FC é o fluxo de caixa no período;

t é o enésimo período no tempo em que o dinheiro será investido no projeto (começa no período 1, quando há efetivamente o primeiro fluxo de dinheiro); e

Ps *Payback Simples*.

- *Payback Descontado*: utiliza o mesmo conceito do cálculo do *Payback Simples*, porém, nesse cenário são considerados os valores da taxa de desconto, a correção monetária ao longo do tempo e o fator de recuperação do capital inicial, conforme Equação 3.5.

$$| I_0 | = \sum_{t=1}^{Pd} \frac{FC_t}{(1+i)^t} \quad (3.5)$$

Onde:

I_0 é o Investimento Inicial;

FC é o fluxo de caixa no período;

t é o enésimo período no tempo em que o dinheiro será investido no projeto (começa no período 1, quando há efetivamente o primeiro fluxo de dinheiro);

n é o número de períodos; e

i é o custo do capital.

3.3.2 Método do Valor Presente Líquido

Conforme Bhandari *et al.* (2015), para realizar o cálculo do VPL, é considerado o valor do dinheiro no tempo, pois todos os valores de entradas e saídas de caixa são tratados no instante presente. Pode-se dizer também que é a projeção dos valores no futuro, realizando os somatórios do investimento inicial ao retorno do sistema, o quanto estaria valendo no presente momento.

O termo líquido é um indicador referente à diferença entre o valor presente dos capitais positivos e os capitais negativos do fluxo de caixa. Logo, o investimento torna-se atrativo a partir de um VPL positivo e determina o valor no momento inicial de uma operação, considerando um fluxo de caixa composto de receita e dispêndios, descontados com a Taxa Mínima de Atratividade (TMA), conforme Equação 3.6 (TALAVERA *et al.*, 2010).

$$VPL = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t} \quad (3.6)$$

Onde:

I_0 é o Investimento Inicial;

FC é o fluxo de caixa no período;

t é o enésimo período no tempo em que o dinheiro será investido no projeto (começa no período 1, quando há efetivamente o primeiro fluxo de dinheiro);

n é o número de períodos; e

i é o custo do capital.

3.3.3 Método da Taxa Interna de Retorno (TIR)

A TIR é a rentabilidade, ou percentual de recurso ganho sobre a aplicação de um investimento. É a taxa necessária para tornar nulo o VPL de um investimento no período considerado, demonstrada pela Equação 3.7 (TALAVERA *et al.*, 2010).

$$VPL = 0 \Rightarrow I_0 = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1 + TIR)^t} \quad (3.7)$$

Onde:

I_0 é o Investimento Inicial;

FC é o fluxo de caixa no período;

t é o enésimo período no tempo em que o dinheiro será investido no projeto (começa no período 1, quando há efetivamente o primeiro fluxo de dinheiro);

n é o número de períodos; e

i é o custo do capital.

Entre duas alternativas econômicas com TIR diferentes, a que tiver a maior taxa significa que o investimento vai proporcionar maior retorno. O investimento será economicamente atraente apenas se a TIR for maior que a Taxa Mínima de Atratividade –TMA.

3.3.4 Custo Nivelado de Energia (LCOE)

O LCOE é utilizado para comparar o custo relativo da energia produzida por diferentes fontes de geração de energia e tem como objetivo representar o custo por kWh gerado pelo investimento [R\$/kWh], tornando-se atrativo quanto menor for em relação à tarifa praticada pela concessionária. A metodologia básica de cálculo do LCOE é descrita pela Equação 3.8 (ONDRACZEK *et al.*, 2015).

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{I_0 + \text{Manutenção} + F}{(1+i)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{\text{Energia Gerada Total}}{(1+i)^t}} \quad (3.8)$$

Onde:

I_0 é o Investimento Inicial;

Manutenção: todos os custos necessários para manter o sistema produzindo durante todo seu ciclo de vida útil; e

F corresponde ao custo do combustível que, para a fotovoltaica, é considerado como zero

Geração Total: geração produzida pelo investimento durante todo o ciclo de vida útil [kWh].

t é o enésimo período no tempo e

n é o número de períodos

4 RESULTADOS

4.1 Potencial Energético

A Tabela 5 apresenta o que cada módulo fotovoltaico escolhido é capaz de produzir: uma média de 1,65 kWh por dia ou de 50,13 kWh por mês.

Tabela 5: Cálculo da geração energética por módulo fotovoltaico

Mês	C_{md} - Geração média diária por módulo (kWh)	Geração média mensal por módulo (kWh)
Janeiro	1,59	49,14
Fevereiro	1,75	49,01
Março	1,63	50,65
Abril	1,67	49,98
Mai	1,53	47,44
Junho	1,51	45,23
Julho	1,57	48,74
Agosto	1,80	55,86
Setembro	1,71	51,34
Outubro	1,72	53,35
Novembro	1,62	48,62
Dezembro	1,68	52,15
Média	1,65	50,13
Total Ano	19,78	601,50

Fonte: Autoria própria

Com o sistema fotovoltaico implantado nos 55 edifícios, na área útil total de 17.426 m² (40% de aproveitamento de área de cada telhado), é possível instalar 8.582 placas fotovoltaicas de 405Wp, com área de 2,03 m², totalizando um potencial energético de 3,47 MW, ou 5,1 GWh ao ano, atendendo a necessidade de consumo de 1,4 GWh/ano para os 189 pontos e enquadrando o sistema fotovoltaico em uma minigeração distribuída, conforme resultado da Tabela 6.

Tabela 6: Cálculo da potência do sistema

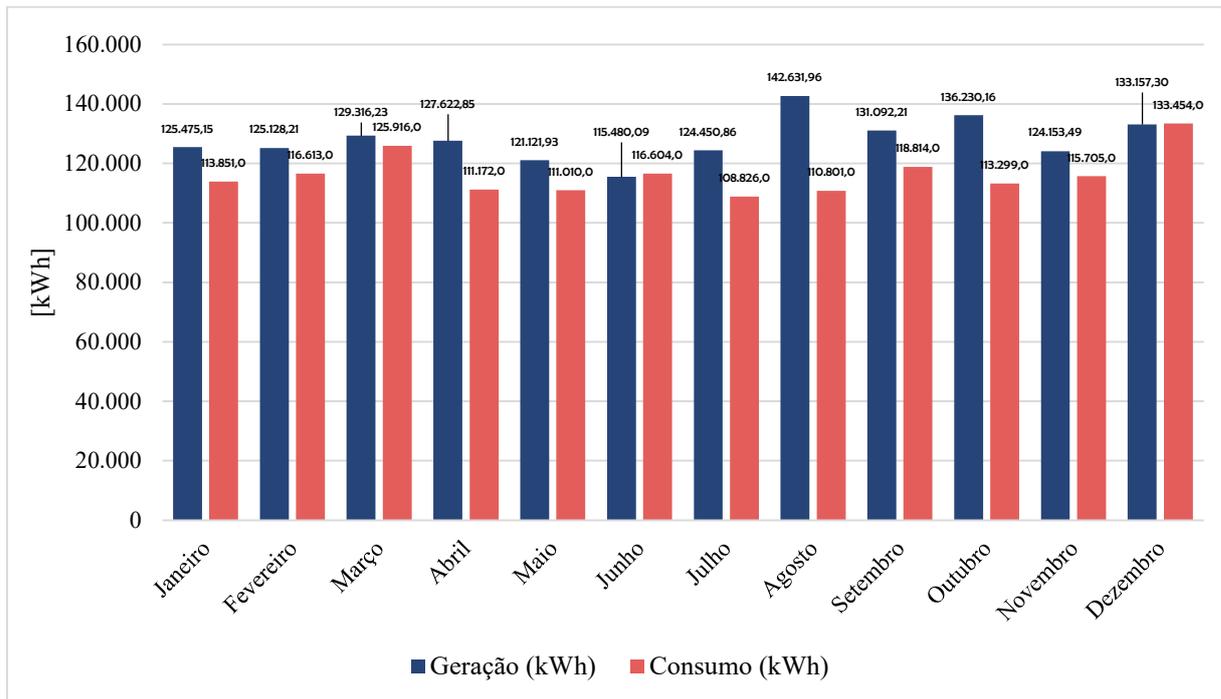
	Unidades Instaladas	Área [m ²]	Área útil [m ²] com 40%	Q _p -quantidade placas máxima	P _{cc} - potência do sistema [kWp]
Escolas	34	25.912,00	10.364,80	5.105	2067,53
Mercado Municipal	1	2.071,00	828,40	408	165,24
Câmara Municipal	1	320,00	128,00	63	25,52
Prefeitura – Sede Administrativa	1	1.496,00	598,40	294	119,07
Estação Rodoviária	1	1.300,00	520,00	256	103,68
Teatro	1	1.716,00	686,40	338	136,89
Ginásios	5	5.538,00	2.215,20	1.091	441,86
Outros edifícios públicos	11	5.213,00	2.085,20	1.027	415,94
TOTAL	55	43.566,00	17.426,40	8.582	3.475,71

Fonte: Autoria própria

4.2 Cálculo para atender a demanda do consumo

Para atender a demanda do consumo de 1,4 GWh/ano dos 189 pontos, a ocupação útil passou de 40% para 11% do telhado dos 55 edifícios. Para minimizar os impactos da degradação anual de 0,8% do rendimento dos módulos fotovoltaicos, houve um incremento de 10% na geração, garantindo a média de geração igual ao consumo para o período de 25 anos. Assim, serão necessários 2.556 módulos fotovoltaicos, com potência total do sistema de 1,035 MW, gerando uma média de 1,54GWh/ano, conforme Figura 21.

Figura 21: Geração x consumo



Fonte: Autoria própria

Na Tabela 7, está apresentada a estimativa de mercado do investimento de quase 3,7 milhões de reais para a implantação do sistema fotovoltaico nos 55 pontos candidatos, o que corresponde a uma usina de 1 MW, ou em outras palavras quase 1,54 GWh/ano gerados a partir de um sistema fotovoltaico composto por 210 sistemas modulares.

Tabela 7: Valor estimado do sistema

Quantidade	Material	Unitário	Parcial
2.556	Módulo Policristalino 405 Wp	R\$ 825,00	R\$ 2.108.700,00
210	Inversor Fronius PRIMO 4.0-1	R\$ 5.200,00	R\$ 1.092.000,00
7453	Metro de Cabo CC	R\$ 6,10	R\$ 45.465,63
210	Protetor surto CC	R\$ 300,00	R\$ 63.000,00
210	Protetor surto CA	R\$ 158,64	R\$ 33.314,35
840	Conector 6 mm ²	R\$ 3,00	R\$ 2.520,00
210	Disjuntor CA	R\$ 80,00	R\$ 16.800,00
210	Disjuntor CC	R\$ 230,00	R\$ 48.300,00
210	Fixação estrutura metálica	R\$ 400,00	R\$ 84.000,00
21000	Metro de cabo de cobre 2,5 mm ²	R\$ 0,90	R\$ 18.900,00
210	Outros equipamentos para instalação	R\$ 200,00	R\$ 42.000,00

210	Instalação	R\$ 500,00	R\$ 105.000,00
210	Projeto, regularização e ART	R\$ 250,00	R\$ 52.500,00
-	Total	-	R\$ 3.712.499,98
-	Valor por kit	-	R\$ 17.678,57
-	Valor por kW	-	R\$ 3.586,33

Fonte: Autoria própria.

O valor estimado do mercado local por kW foi de R\$ 3.586,33 para um sistema de um pouco mais de 1 MW. Segundo estudo de mercado com 2.104 empresas integradoras de sistema fotovoltaico, realizado pela Greener (2020), empresa que estuda o mercado para apoio à empreendedores e investidores de energia no Brasil, o valor comercializado para o cliente final para potência instalada é, em média, de R\$ 4.100,00 por kW para instalações de até 8 kW a R\$ 3.400,00 por kW para instalações de até 1 MW.

4.3 Cálculo dos Indicadores Econômicos

Os cálculos foram realizados em 3 cenários distintos de investimento: com recurso próprio integral no início do projeto; com financiamento através de linha de crédito; e, por último, com recurso próprio investido gradualmente e pelo período de 7 anos iniciais, com aquisição de 30 kits anuais.

O valor da receita oriunda da economia média anual com a implantação do sistema fotovoltaico é de R\$ 1.052.365,82 para os 12 primeiros anos de produção, onde o sistema irá suprir a energia consumida com a implantação de todo o sistema fotovoltaico. Para aquisição gradual do sistema em 7 anos, a geração de energia irá suprir parte da demanda nos 7 primeiros anos, e entre o 7º e o 15º ano suprirá a demanda total. A partir do 13º ano, com a implantação de todo o sistema e a partir do 16º ano com a implantação gradual em 7 anos, a produção passa a ser menor que o consumo, devido à degradação da eficiência do painel fotovoltaico de 0,8% ao ano. A receita oriunda da geração cairá na mesma proporção da degradação dos painéis fotovoltaicos.

O investimento inicial de todo o projeto é de R\$ 3.712.499,93, e esse valor também é utilizado nos próximos cálculos para realizar a análise econômica de acordo com o *Payback* (PB), o Valor Presente Líquido (VPL), a Taxa Interna de Retorno (TIR) e LCOE, e para esses cálculos é importante considerar a Taxa Mínima de Atratividade (TMA). A Tabela 8 faz um resumo de todos os dados necessários para os cálculos da viabilidade econômica.

Tabela 8: Resumo dos dados para os cálculos da viabilidade econômica.

Investimento Inicial Total	R\$ 3.712.499,93
Receita Inicial para Io (anual)	R\$ 1.052.365,82
Taxa mínima atrativa (TMA) ao ano	6,46%
Tempo de vida útil	25 anos
Manutenção preventiva anual	0,50%
Uma troca dos inversores após o ano 15	R\$ 1.092.000,00

Fonte: Autoria própria.

Na Tabela 9 está o resultado do cálculo da viabilidade econômica para investimento próprio.

Tabela 9: Resultados da viabilidade econômica com investimento próprio.

VPL	R\$ 7.812.480,81
TIR	27,53%
<i>Payback</i> simples em anos	3,59
<i>Payback</i> descontado em anos	4,21
LCOE (final do período de 25 anos)	R\$ 0,15 por kWh produzido

Fonte: Autoria própria.

Para estimar os resultados das análises econômicas no segundo cenário, oriundos de empréstimos ao poder público, as taxas de juros podem variar de acordo com o programa de linha de crédito. Para o cálculo, foi verificada a linha de crédito divulgada para essa finalidade pelo Banco Nacional do Desenvolvimento BNDES (2020), com uma simulação de crédito no próprio site, conforme Tabela 10. O financiamento é de 90% do valor total do investimento, 10% de contrapartida com recurso próprio, carência de 03 meses, prazo total de 120 meses ou 10 anos, taxa de juros de 10,44% ao ano e amortização de R\$ 28.557,69 ao mês.

Tabela 10: Simulação de linha de crédito do BNDES

Valor Financiado (90% do projeto)	R\$ 3.341.249,94
Prazo Total	120 meses
Prazo de carência	3 meses
1º pagamento na carência	R\$ 84.001,65
1º pagamento na amortização	R\$ 56.326,81
Taxa de juros final	10,44% a.a.

Fonte: BNDES (2020)

Na Tabela 11, está o resultado do cálculo da viabilidade econômica para investimento através de linha de crédito.

Tabela 11: Resultados da viabilidade econômica com financiamento

VPL	R\$ 7.197.160,31
TIR	49,64%
<i>Payback</i> simples em anos	2,26
<i>Payback</i> descontado em anos	2,53
LCOE (final do período de 25 anos)	R\$ 0,20 por kWh produzido

Fonte: Autoria própria.

No terceiro cenário de modalidade por registro de preço, a Tabela 12 demonstra a viabilidade econômica de uma simulação de aquisição gradual, e por um período de 7 anos, que serão capazes de gerar 219 kWh/ano a cada 30 kits instalados. Esse cenário será capaz de atender a demanda de consumo total a partir do 7º ano.

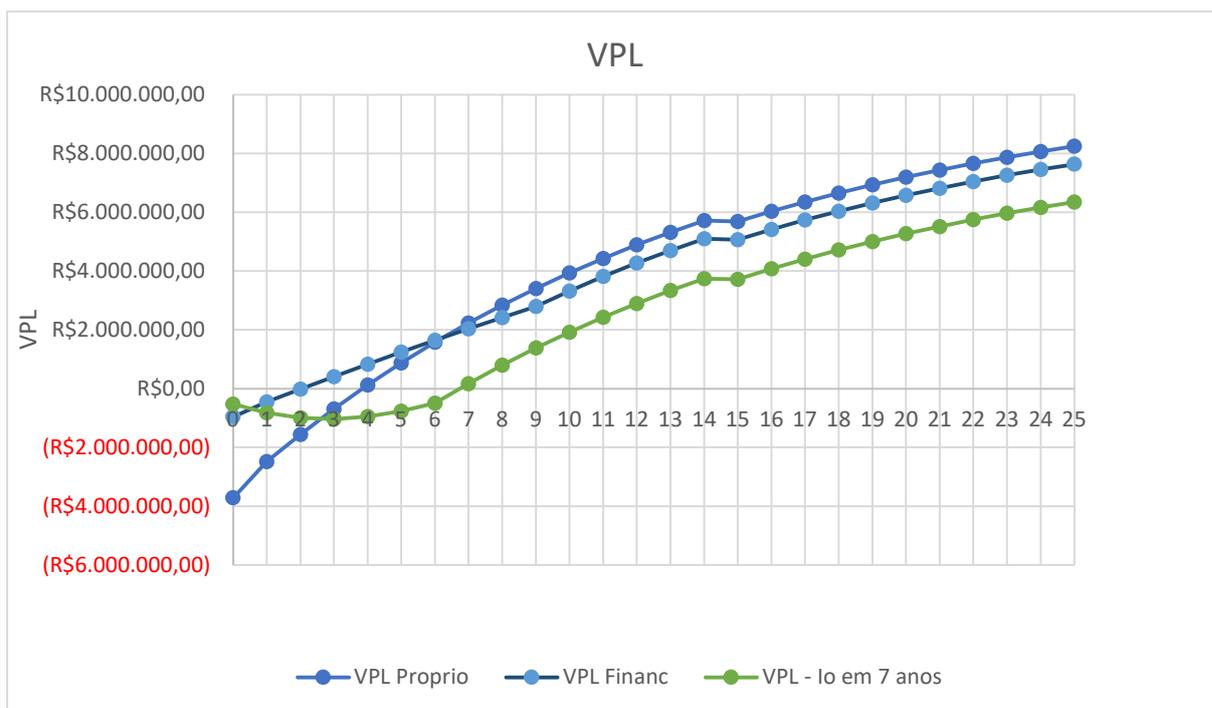
Tabela 12: Viabilidade econômica em um cenário de aquisição de 30 kits anuais

VPL	R\$ 6.175.761,37
TIR	27,33%
<i>Payback</i> simples em anos	6,35
<i>Payback</i> descontado em anos	6,74
LCOE (final do período de 25 anos)	R\$ 0,17 por kWh produzido

Fonte: Autoria própria.

A Figura 23 demonstra a evolução do VPL pelo período de 25 anos nos três cenários: com investimento inicial próprio total, por financiamento e por investimento gradual de 30 kits anuais por 7 anos.

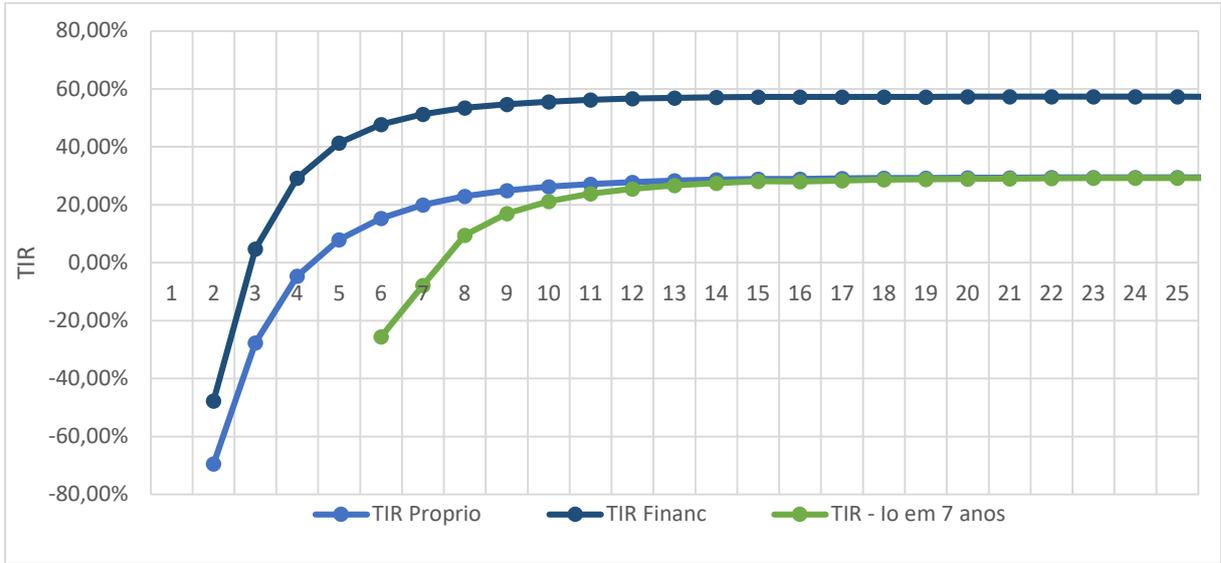
Figura 23: VPL com investimento próprio, financiamento e gradual por 7 anos



Fonte: Autoria própria.

A Figura 24 demonstra a evolução do da TIR pelo período de 25 anos nos três cenários: com investimento inicial próprio total, por financiamento e por investimento gradual de 30 kits anuais por 7 anos.

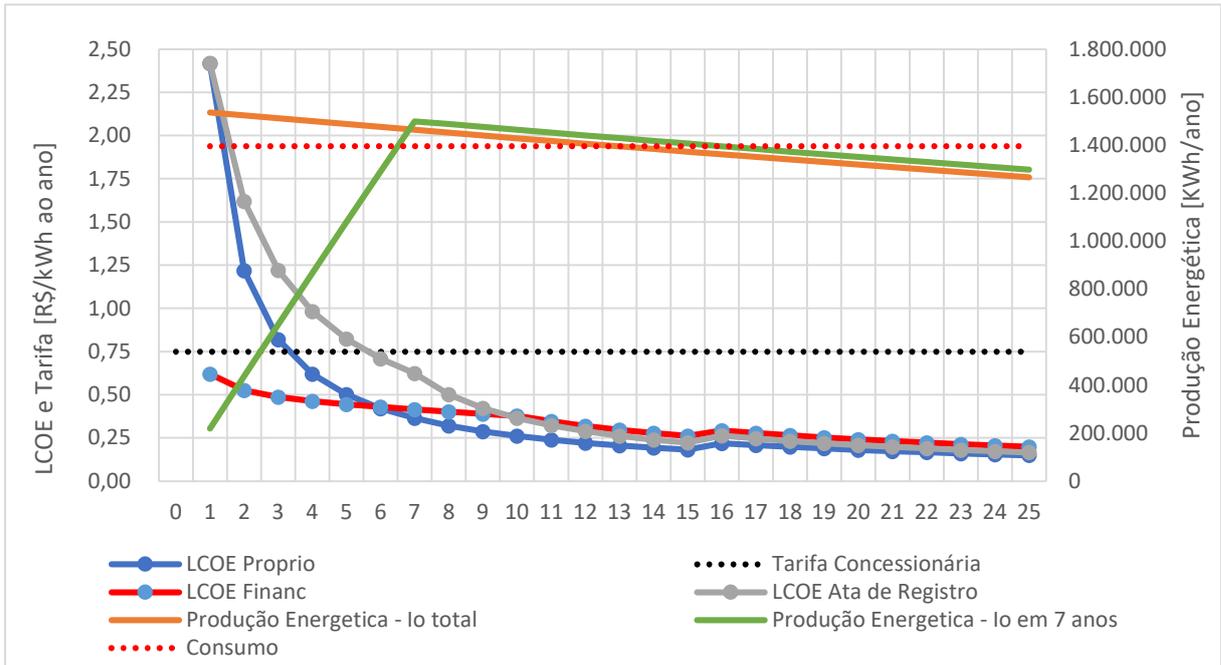
Figura 24: TIR com investimento próprio, financiamento e gradual por 7 anos



Fonte: Autoria própria.

A Figura 25 demonstra a evolução do LCOE e da tarifa da concessionária nos cenários com investimento próprio e por financiamento e também da geração energética anual pelo período de 25 anos. Nota-se que a evolução da produção energética é gradual para aquisição parcelada de 30 kits de sistemas fotovoltaicos ao ano.

Figura 25: Comparativo do LCOE, da tarifa e da produção



Fonte: Autoria própria.

5 CONCLUSÕES

Ao incorporar os sistemas fotovoltaicos nos locais indicados, pretende-se reduzir a demanda de energia elétrica por parte do município, aliviando a demanda no sistema elétrico interligado à rede da concessionária. O potencial de geração energética dos sistemas fotovoltaicos instalados nos 55 prédios públicos iniciais é de 5,1 GWh ao ano, com ocupação dos telhados de 40%. Isso representa uma geração de, aproximadamente, 3,7 milhões de reais ao ano considerando as tarifas atuais. Porém, para atender a demanda atual de consumo de toda a administração dos 189 edifícios de Itajubá – excluindo-se a sede administrativa que possui contrato sob demanda em alta tensão e da iluminação pública, a qual rege sob regulamentos específicos - é necessário gerar 1,5 GWh/ano para suprir o consumo atual, sendo necessária a implementação do sistema fotovoltaico nos 55 prédios com 210 kits contendo 01 inversor de 4 kW e 12 placas fotovoltaicas de 405Wp cada, ocupando uma área total de 4.726 m², ou 11% da área total dos telhados.

A estimativa de mercado para aquisição e instalação do sistema fotovoltaico é de um total de 3,7 milhões de reais para geração de 1,05 MWp, ou quase 1,5 GWh/ano gerados para atender o consumo atual de 189 unidades consumidoras. Com investimento próprio, a prefeitura terá seu valor investido de volta em 4,14 anos, se considerarmos as taxas de amortização. No período de 25 anos, o Valor Presente Líquido é positivo, com a Taxa Interna de Retorno de 27,53% maior que a TMA e com LCOE inicial de R\$ 2,42 por kWh gerado, que passa a ser menor que a tarifa da concessionária a partir do 4º ano do investimento e com o valor de R\$ 0,15 por kWh no final da vida útil do sistema.

O investimento inicial com recursos próprios para linha de crédito é de 10% de contra partida, com 90% financiados, e as parcelas do financiamento não ultrapassam a economia do retorno gerado pelo sistema. Ainda assim, os resultados da TIR verificam que a taxa ficou em 49,64%, com *payback* de 2,53 anos. Sua atratividade foi inferior apenas no método LCOE, dentre os 3 cenários, que foi de R\$ 0,20 por kWh gerado projetado para o final da vida útil de 25 anos do sistema. Porém, esse cenário teve o LCOE menor que a tarifa da concessionária desde o início do projeto.

Para o terceiro cenário proposto, adequado para aquisição pública através de ata de registro de preço com aquisição de 30 kits do sistema fotovoltaico ao ano, o VPL e a TIR são os menores dentre os cenários e com 6,74 anos para o retorno do investimento inicial. Contudo, é um investimento atrativo, com TIR de 28,74% e LCOE inicial de R\$ 2,42 por kWh gerado,

tornando-se menor que a tarifa da concessionária a partir do 6º ano e de R\$ 0,17 por kWh gerado no final da vida útil do sistema.

Um grande potencial de geração foi notado no setor de geração fotovoltaico, de modo que a prefeitura de Itajubá poderá obter sua autossuficiência e, desta forma, também participará da mitigação dos impactos sociais e ambientais da geração de energia. Em qualquer um dos cenários de investimento apresentados, mesmo com endividamento inicial considerável do município, o montante que não seria mais gasto com contas de energia elétrica poderá ser investido em programas de melhoria energética, equipamentos mais eficientes e outros projetos, em um período curto após implantação: a partir do 4º ano com recursos próprios, do 2º ano e meio através de linha de crédito ou a partir do 7º ano, se forem realizadas aquisições modulares para a implantação do sistema. Torna-se mais atrativo ao longo da vida útil do sistema se o valor gasto com a implantação dessa tecnologia for oriundo de recursos financiados através de linha de crédito do BNDES, pois todos os indicadores econômicos são melhores nesse cenário, em comparação aos demais desde o início da implantação do sistema, mesmo havendo taxa de juros de 10,44% ao ano, com exceção do LCOE, no final dos 25 anos, que ficou desfavorável nesse cenário.

Porém, segundo a Prefeitura Municipal de Itajubá (2020), o montante de investimento próprio para a implantação do sistema fotovoltaico é cerca de 1,5% da previsão orçamentária anual total do município e deve estar previsto na Lei orçamentária anual do município do ano anterior à aquisição. Além disso, para abertura de linha de crédito para financiamento, é necessário que o município tenha a aprovação da Câmara Municipal, sob estudo da saúde financeira e do poder de endividamento do município. A aquisição própria sob a contratação de registro de preço torna-se atraente, pois não há a necessidade de dotação orçamentária prévia para licitação, apenas na aquisição do sistema, e o endividamento inicial nesta modalidade pode ser diluído, já que o sistema poderá ser adquirido de forma modular e gradativo por um período de 1 ano ou ser novamente licitado após passado o período de validade da ata de registro de preço. Nesta modalidade, pode-se também incorporar a solicitação de aquisição no orçamento de outras secretarias do próprio município. Outros órgãos públicos, incluindo municípios, poderão aderir à ata de registro de preço para aquisição dos kits com um valor ainda mais atraente, devido ao volume maior de equipamento a ser licitado pela Prefeitura de Itajubá, se comparado com estes municípios, ao realizarem sua própria aquisição ou licitação.

Em se tratando de um órgão público, que é administrado sob leis e normas rígidas para tomadas de decisões, sugere-se antecipadamente a implantação de lei elaborada e aprovada pelo

legislativo que regularize e torne obrigatório que a administração municipal implemente o sistema fotovoltaico em suas edificações públicas em um prazo determinado e que a economia gerada possa ser investida em outros segmentos, independentemente do governante do executivo eleito. Essa forma de obrigatoriedade prevista em lei já vem ocorrendo em alguns municípios, tal como em Ilhabela, no estado de São Paulo, onde o projeto de lei 101/2019 foi aprovado recentemente pela câmara municipal. De acordo com o texto do projeto da Câmara Municipal de Ilhabela (2020), os prédios públicos de propriedade do município devem ser equipados com painéis solares, no prazo máximo de cinco anos após a aprovação da lei, sendo 50% em dois anos, 70% em três anos e 100% ao final do prazo e com emenda impositiva à Lei Orçamentária Anual para 2020 (LOA), destinando valor de até R\$ 2.450.660,00 para realização de projeto de instalação de placa fotovoltaica para energia solar nos prédios públicos de Ilhabela.

5.1 Recomendações Para Trabalhos Futuros

Para continuidade deste trabalho de sistema fotovoltaico para atender o consumo dos 189 edifícios, sugere-se um estudo para o aproveitamento do potencial energético de 3,5 GWh/ano dos telhados disponíveis restantes ou de se implantar um parque de geração fotovoltaica para suprir o consumo de Iluminação Pública, através de uma análise econômica, proposta através da viabilidade de projeto de lei para abatimento da taxa de iluminação pública para os habitantes do município, e também sugere-se um estudo para melhoria do sistema elétrico com equipamentos mais eficientes, a fim de reduzir o consumo.

Sugere-se, também, um estudo para a viabilidade técnica e econômica para instalação do sistema fotovoltaico em áreas ou terrenos de propriedade do município, tais como áreas de reserva técnica existente em loteamentos.

Por fim, recomenda-se um estudo sobre a possibilidade de se estruturar um mecanismo de incentivo municipal para os habitantes que instalem painéis fotovoltaicos, com sugestões e cálculo de viabilidade econômica e técnica de incentivos, através de descontos sobre o imposto territorial urbano (IPTU), para aqueles que já possuem imóveis e para novas solicitações de obras para a construção civil. Além disso, um estudo técnico no plano diretor de incentivo nos coeficientes de ocupação e uso do solo também fica como sugestão para trabalhos futuros.

APÊNDICE A – VIABILIDADE ATRAVÉS DE FINANCIAMENTO COM RECURSO PRÓPRIO

ANO	Receitas [R\$]	Investimento inicial [R\$]	O&M 0,50% aa do Custo do Projeto [R\$]	Fluxo de Caixa) [R\$] (Receita - despesas	VPL [R\$]	TIR	produção [kWh]	LCOE [R\$/kWh]
0	-	-3.712.499,93	-	-3.712.499,93	-3.712.499,93	-	-	-
1	1.052.365,82	-	-18.562,50	1.033.803,32	-2.575.015,36	-72,15%	1.535.860,45	2,42
2	1.052.365,82	-	-18.562,50	1.033.803,32	-1.718.313,74	-31,50%	1.523.573,56	1,22
3	1.052.365,82	-	-18.562,50	1.033.803,32	-913.627,08	-8,48%	1.511.384,97	0,82
4	1.052.365,82	-	-18.562,50	1.033.803,32	-157.797,25	4,46%	1.499.293,89	0,62
5	1.052.365,82	-	-18.562,50	1.033.803,32	552.142,10	12,15%	1.487.299,54	0,50
6	1.052.365,82	-	-18.562,50	1.033.803,32	1.218.977,23	16,98%	1.475.401,15	0,42
7	1.052.365,82	-	-18.562,50	1.033.803,32	1.845.325,22	20,14%	1.463.597,94	0,36
8	1.052.365,82	-	-18.562,50	1.033.803,32	2.433.644,27	22,27%	1.451.889,15	0,32
9	1.052.365,82	-	-18.562,50	1.033.803,32	2.986.243,31	23,76%	1.440.274,04	0,29
10	1.052.365,82	-	-18.562,50	1.033.803,32	3.505.291,11	24,81%	1.428.751,85	0,26
11	1.052.365,82	-	-18.562,50	1.033.803,32	3.992.824,73	25,57%	1.417.321,83	0,24
12	1.052.365,82	-	-18.562,50	1.033.803,32	4.450.757,58	26,13%	1.405.983,26	0,22
13	1.046.051,54	-	-18.562,50	1.027.489,05	4.878.259,71	26,54%	1.394.735,39	0,21
14	1.037.683,13	-	-18.562,50	1.019.120,63	5.276.535,50	26,84%	1.383.577,51	0,19
15	1.029.381,67	-	-1.110.562,50	-81.180,83	5.246.736,00	26,82%	1.372.508,89	0,18
16	1.021.146,61	-	-18.562,50	1.002.584,11	5.592.415,46	27,00%	1.361.528,82	0,22
17	1.012.977,44	-	-18.562,50	994.414,94	5.914.461,24	27,14%	1.350.636,59	0,21
18	1.004.873,62	-	-18.562,50	986.311,12	6.214.488,78	27,24%	1.339.831,50	0,20
19	996.834,63	-	-18.562,50	978.272,13	6.494.003,13	27,32%	1.329.112,84	0,19

20	988.859,96	-	-18.562,50	970.297,46	6.754.406,45	27,38%	1.318.479,94	0,18
21	980.949,08	-	-18.562,50	962.386,58	6.997.005,12	27,43%	1.307.932,10	0,17
22	973.101,48	-	-18.562,50	954.538,98	7.223.016,21	27,46%	1.297.468,64	0,17
23	965.316,67	-	-18.562,50	946.754,17	7.433.573,62	27,49%	1.287.088,90	0,16
24	957.594,14	-	-18.562,50	939.031,64	7.629.733,75	27,51%	1.276.792,18	0,16
25	949.933,38	-	-18.562,50	931.370,89	7.812.480,81	27,53%	1.266.577,85	0,15

APÊNDICE B – VIABILIDADE ATRAVÉS DE FINANCIAMENTO

ANO	Receitas [R\$]	Investimento inicial [R\$]	O&M 0,50% aa do Custo do Projeto [R\$]	Financiamento [R\$]	FC- Fluxo de Caixa Receita - despesas [R\$]	VPL [R\$]	TIR %	produção [kWh]	LCOE [R\$/kWh]
0	-	-371.249,99	-	-582.398,63	-953.648,62	-953.648,62	-	-	-
1	1.052.365,82	-	-18.562,50	-634.624,11	399.179,21	-543.569,40	-58,14%	1.535.860,45	0,62
2	1.052.365,82	-	-18.562,50	-600.446,72	433.356,60	-184.451,48	-8,49%	1.523.573,56	0,53
3	1.052.365,82	-	-18.562,50	-566.269,35	467.533,97	179.465,28	16,75%	1.511.384,97	0,49
4	1.052.365,82	-	-18.562,50	-532.091,96	501.711,36	546.274,33	29,90%	1.499.293,89	0,46
5	1.052.365,82	-	-18.562,50	-497.914,58	535.888,74	914.282,92	37,22%	1.487.299,54	0,44
6	1.052.365,82	-	-18.562,50	-463.737,19	570.066,13	1.281.993,21	41,53%	1.475.401,15	0,43
7	1.052.365,82	-	-18.562,50	-429.559,82	604.243,50	1.648.084,80	44,17%	1.463.597,94	0,42
8	1.052.365,82	-	-18.562,50	-395.382,43	638.420,89	2.011.398,76	45,85%	1.451.889,15	0,40
9	1.052.365,82	-	-18.562,50	-361.205,05	672.598,27	2.370.922,81	46,93%	1.440.274,04	0,39
10	1.052.365,82	-	-18.562,50	-	1.033.803,32	2.889.970,61	47,96%	1.428.751,85	0,38
11	1.052.365,82	-	-18.562,50	-	1.033.803,32	3.377.504,23	48,60%	1.417.321,83	0,35
12	1.052.365,82	-	-18.562,50	-	1.033.803,32	3.835.437,08	49,01%	1.405.983,26	0,32
13	1.046.051,54	-	-18.562,50	-	1.027.489,05	4.262.939,21	49,27%	1.394.735,39	0,30
14	1.037.683,13	-	-18.562,50	-	1.019.120,63	4.661.215,00	49,44%	1.383.577,51	0,28
15	1.029.381,67	-	-1.110.562,50	-	-81.180,83	4.631.415,50	49,43%	1.372.508,89	0,26
16	1.021.146,61	-	-18.562,50	-	1.002.584,11	4.977.094,96	49,50%	1.361.528,82	0,29
17	1.012.977,44	-	-18.562,50	-	994.414,94	5.299.140,74	49,55%	1.350.636,59	0,28
18	1.004.873,62	-	-18.562,50	-	986.311,12	5.599.168,28	49,58%	1.339.831,50	0,26
19	996.834,63	-	-18.562,50	-	978.272,13	5.878.682,63	49,60%	1.329.112,84	0,25

20	988.859,96	-	-18.562,50	-	970.297,46	6.139.085,95	49,62%	1.318.479,94	0,24
21	980.949,08	-	-18.562,50	-	962.386,58	6.381.684,62	49,63%	1.307.932,10	0,23
22	973.101,48	-	-18.562,50	-	954.538,98	6.607.695,71	49,63%	1.297.468,64	0,22
23	965.316,67	-	-18.562,50	-	946.754,17	6.818.253,12	49,64%	1.287.088,90	0,21
24	957.594,14	-	-18.562,50	-	939.031,64	7.014.413,25	49,64%	1.276.792,18	0,21
25	949.933,38	-	-18.562,50	-	931.370,89	7.197.160,31	49,64%	1.266.577,85	0,20

APÊNDICE C – VIABILIDADE ATRAVÉS DA ATA REGISTRO DE PREÇO

ANO	Receitas [R\$]	Investimento inicial 30 kits anuais	O&M 0,50% aa do Custo do Projeto [R\$]	FC- Fluxo de Caixa Receita - despesas [R\$]	VPL [R\$]	TIR %	produção [kWh]	LCOE [R\$/kWh]
0	-	-530.357,13	-	-530.357,13	-530.357,13	-	-	-
1	164.556,48	-530.357,13	-2.651,79	-368.452,44	-823.225,55	-	219.408,64	2,42
2	327.796,50	-530.357,13	-5.303,57	-207.864,20	-995.480,37	-	437.062,00	1,62
3	489.730,61	-530.357,13	-7.955,36	-48.581,88	-1.033.295,29	-	652.974,14	1,22
4	650.369,24	-530.357,13	-10.607,14	109.404,96	-953.307,61	-	867.158,98	0,98
5	809.722,76	-530.357,13	-13.258,93	266.106,70	-770.565,29	25,53%	1.079.630,35	0,82
6	967.801,45	-530.357,13	-15.910,71	421.533,61	-498.663,07	-7,79%	1.290.401,94	0,71
7	1.052.365,82	-	-18.562,50	1.033.803,32	127.684,92	8,75%	1.499.487,36	0,62
8	1.052.365,82	-	-18.562,50	1.033.803,32	716.003,97	16,14%	1.487.491,46	0,50
9	1.052.365,82	-	-18.562,50	1.033.803,32	1.268.603,01	20,37%	1.475.591,53	0,42
10	1.052.365,82	-	-18.562,50	1.033.803,32	1.787.650,81	23,03%	1.463.786,79	0,37
11	1.052.365,82	-	-18.562,50	1.033.803,32	2.275.184,43	24,79%	1.452.076,50	0,32
12	1.052.365,82	-	-18.562,50	1.033.803,32	2.733.117,28	26,00%	1.440.459,89	0,29
13	1.052.365,82	-	-18.562,50	1.033.803,32	3.163.246,56	26,85%	1.428.936,21	0,26
14	1.052.365,82	-	-18.562,50	1.033.803,32	3.567.260,40	27,46%	1.417.504,72	0,24
15	1.052.365,82	-	-1.110.562,50	-58.196,68	3.545.897,82	27,43%	1.406.164,68	0,22
16	1.046.186,52	-	-18.562,50	1.027.624,02	3.900.210,75	27,78%	1.394.915,36	0,26
17	1.037.817,03	-	-18.562,50	1.019.254,53	4.230.300,94	28,04%	1.383.756,04	0,25
18	1.029.514,50	-	-18.562,50	1.010.952,00	4.537.824,03	28,23%	1.372.685,99	0,23
19	1.021.278,38	-	-18.562,50	1.002.715,88	4.824.322,50	28,38%	1.361.704,51	0,22

20	1.013.108,15	-	-18.562,50	994.545,65	5.091.233,43	28,48%	1.350.810,87	0,21
21	1.005.003,29	-	-18.562,50	986.440,79	5.339.895,70	28,57%	1.340.004,38	0,20
22	996.963,26	-	-18.562,50	978.400,76	5.571.556,66	28,63%	1.329.284,35	0,19
23	988.987,55	-	-18.562,50	970.425,05	5.787.378,46	28,67%	1.318.650,07	0,18
24	981.075,65	-	-18.562,50	962.513,15	5.988.443,79	28,71%	1.308.100,87	0,17
25	973.227,05	-	-18.562,50	954.664,55	6.175.761,37	28,74%	1.297.636,06	0,17

APÊNDICE D – VALORES DA SIMULAÇÃO DO FINANCIAMENTO COM O BNDES

MÊS	SALDO INICIAL [R\$]	JUROS [R\$]	AMORTIZAÇÃO [R\$]	PRESTAÇÃO [R\$]	SALDO FINAL [R\$]
Mês 01	3.341.249,94	-	-	-	3.341.249,94
Mês 02	3.341.249,94	-	-	-	3.341.249,94
Mês 03	3.341.249,94	84.001,65	-	84.001,65	3.341.249,94
Mês 04	3.341.249,94	27.769,12	28.557,69	56.326,81	3.312.692,25
Mês 05	3.312.692,25	27.531,78	28.557,69	56.089,47	3.284.134,55
Mês 06	3.284.134,55	27.294,44	28.557,69	55.852,13	3.255.576,86
Mês 07	3.255.576,86	27.057,09	28.557,69	55.614,79	3.227.019,17
Mês 08	3.227.019,17	26.819,75	28.557,69	55.377,44	3.198.461,48
Mês 09	3.198.461,48	26.582,41	28.557,69	55.140,10	3.169.903,79
Mês 10	3.169.903,79	26.345,07	28.557,69	54.902,76	3.141.346,09
Mês 11	3.141.346,09	26.107,72	28.557,69	54.665,41	3.112.788,40
Mês 12	3.112.788,40	25.870,38	28.557,69	54.428,07	3.084.230,71
Mês 13	3.084.230,71	25.633,04	28.557,69	54.190,73	3.055.673,02
Mês 14	3.055.673,02	25.395,69	28.557,69	53.953,39	3.027.115,33
Mês 15	3.027.115,33	25.158,35	28.557,69	53.716,04	2.998.557,64
Mês 16	2.998.557,64	24.921,01	28.557,69	53.478,70	2.969.999,94
Mês 17	2.969.999,94	24.683,66	28.557,69	53.241,36	2.941.442,25
Mês 18	2.941.442,25	24.446,32	28.557,69	53.004,01	2.912.884,56
Mês 19	2.912.884,56	24.208,98	28.557,69	52.766,67	2.884.326,87
Mês 20	2.884.326,87	23.971,64	28.557,69	52.529,33	2.855.769,18
Mês 21	2.855.769,18	23.734,29	28.557,69	52.291,98	2.827.211,49

Mês 22	2.827.211,49	23.496,95	28.557,69	52.054,64	2.798.653,79
Mês 23	2.798.653,79	23.259,61	28.557,69	51.817,30	2.770.096,10
Mês 24	2.770.096,10	23.022,26	28.557,69	51.579,96	2.741.538,41
Mês 25	2.741.538,41	22.784,92	28.557,69	51.342,61	2.712.980,72
Mês 26	2.712.980,72	22.547,58	28.557,69	51.105,27	2.684.423,03
Mês 27	2.684.423,03	22.310,24	28.557,69	50.867,93	2.655.865,33
Mês 28	2.655.865,33	22.072,89	28.557,69	50.630,58	2.627.307,64
Mês 29	2.627.307,64	21.835,55	28.557,69	50.393,24	2.598.749,95
Mês 30	2.598.749,95	21.598,21	28.557,69	50.155,90	2.570.192,26
Mês 31	2.570.192,26	21.360,86	28.557,69	49.918,56	2.541.634,57
Mês 32	2.541.634,57	21.123,52	28.557,69	49.681,21	2.513.076,88
Mês 33	2.513.076,88	20.886,18	28.557,69	49.443,87	2.484.519,18
Mês 34	2.484.519,18	20.648,84	28.557,69	49.206,53	2.455.961,49
Mês 35	2.455.961,49	20.411,49	28.557,69	48.969,18	2.427.403,80
Mês 36	2.427.403,80	20.174,15	28.557,69	48.731,84	2.398.846,11
Mês 37	2.398.846,11	19.936,81	28.557,69	48.494,50	2.370.288,42
Mês 38	2.370.288,42	19.699,46	28.557,69	48.257,16	2.341.730,73
Mês 39	2.341.730,73	19.462,12	28.557,69	48.019,81	2.313.173,03
Mês 40	2.313.173,03	19.224,78	28.557,69	47.782,47	2.284.615,34
Mês 41	2.284.615,34	18.987,43	28.557,69	47.545,13	2.256.057,65
Mês 42	2.256.057,65	18.750,09	28.557,69	47.307,78	2.227.499,96
Mês 43	2.227.499,96	18.512,75	28.557,69	47.070,44	2.198.942,27
Mês 44	2.198.942,27	18.275,41	28.557,69	46.833,10	2.170.384,57
Mês 45	2.170.384,57	18.038,06	28.557,69	46.595,75	2.141.826,88
Mês 46	2.141.826,88	17.800,72	28.557,69	46.358,41	2.113.269,19
Mês 47	2.113.269,19	17.563,38	28.557,69	46.121,07	2.084.711,50
Mês 48	2.084.711,50	17.326,03	28.557,69	45.883,73	2.056.153,81

Mês 49	2.056.153,81	17.088,69	28.557,69	45.646,38	2.027.596,12
Mês 50	2.027.596,12	16.851,35	28.557,69	45.409,04	1.999.038,42
Mês 51	1.999.038,42	16.614,01	28.557,69	45.171,70	1.970.480,73
Mês 52	1.970.480,73	16.376,66	28.557,69	44.934,35	1.941.923,04
Mês 53	1.941.923,04	16.139,32	28.557,69	44.697,01	1.913.365,35
Mês 54	1.913.365,35	15.901,98	28.557,69	44.459,67	1.884.807,66
Mês 55	1.884.807,66	15.664,63	28.557,69	44.222,33	1.856.249,97
Mês 56	1.856.249,97	15.427,29	28.557,69	43.984,98	1.827.692,27
Mês 57	1.827.692,27	15.189,95	28.557,69	43.747,64	1.799.134,58
Mês 58	1.799.134,58	14.952,60	28.557,69	43.510,30	1.770.576,89
Mês 59	1.770.576,89	14.715,26	28.557,69	43.272,95	1.742.019,20
Mês 60	1.742.019,20	14.477,92	28.557,69	43.035,61	1.713.461,51
Mês 61	1.713.461,51	14.240,58	28.557,69	42.798,27	1.684.903,81
Mês 62	1.684.903,81	14.003,23	28.557,69	42.560,92	1.656.346,12
Mês 63	1.656.346,12	13.765,89	28.557,69	42.323,58	1.627.788,43
Mês 64	1.627.788,43	13.528,55	28.557,69	42.086,24	1.599.230,74
Mês 65	1.599.230,74	13.291,20	28.557,69	41.848,90	1.570.673,05
Mês 66	1.570.673,05	13.053,86	28.557,69	41.611,55	1.542.115,36
Mês 67	1.542.115,36	12.816,52	28.557,69	41.374,21	1.513.557,66
Mês 68	1.513.557,66	12.579,18	28.557,69	41.136,87	1.484.999,97
Mês 69	1.484.999,97	12.341,83	28.557,69	40.899,52	1.456.442,28
Mês 70	1.456.442,28	12.104,49	28.557,69	40.662,18	1.427.884,59
Mês 71	1.427.884,59	11.867,15	28.557,69	40.424,84	1.399.326,90
Mês 72	1.399.326,90	11.629,80	28.557,69	40.187,50	1.370.769,20
Mês 73	1.370.769,20	11.392,46	28.557,69	39.950,15	1.342.211,51
Mês 74	1.342.211,51	11.155,12	28.557,69	39.712,81	1.313.653,82
Mês 75	1.313.653,82	10.917,77	28.557,69	39.475,47	1.285.096,13

Mês 76	1.285.096,13	10.680,43	28.557,69	39.238,12	1.256.538,44
Mês 77	1.256.538,44	10.443,09	28.557,69	39.000,78	1.227.980,75
Mês 78	1.227.980,75	10.205,75	28.557,69	38.763,44	1.199.423,05
Mês 79	1.199.423,05	9.968,40	28.557,69	38.526,09	1.170.865,36
Mês 80	1.170.865,36	9.731,06	28.557,69	38.288,75	1.142.307,67
Mês 81	1.142.307,67	9.493,72	28.557,69	38.051,41	1.113.749,98
Mês 82	1.113.749,98	9.256,37	28.557,69	37.814,07	1.085.192,29
Mês 83	1.085.192,29	9.019,03	28.557,69	37.576,72	1.056.634,60
Mês 84	1.056.634,60	8.781,69	28.557,69	37.339,38	1.028.076,90
Mês 85	1.028.076,90	8.544,35	28.557,69	37.102,04	999.519,21
Mês 86	999.519,21	8.307,00	28.557,69	36.864,69	970.961,52
Mês 87	970.961,52	8.069,66	28.557,69	36.627,35	942.403,83
Mês 88	942.403,83	7.832,32	28.557,69	36.390,01	913.846,14
Mês 89	913.846,14	7.594,97	28.557,69	36.152,67	885.288,44
Mês 90	885.288,44	7.357,63	28.557,69	35.915,32	856.730,75
Mês 91	856.730,75	7.120,29	28.557,69	35.677,98	828.173,06
Mês 92	828.173,06	6.882,95	28.557,69	35.440,64	799.615,37
Mês 93	799.615,37	6.645,60	28.557,69	35.203,29	771.057,68
Mês 94	771.057,68	6.408,26	28.557,69	34.965,95	742.499,99
Mês 95	742.499,99	6.170,92	28.557,69	34.728,61	713.942,29
Mês 96	713.942,29	5.933,57	28.557,69	34.491,27	685.384,60
Mês 97	685.384,60	5.696,23	28.557,69	34.253,92	656.826,91
Mês 98	656.826,91	5.458,89	28.557,69	34.016,58	628.269,22
Mês 99	628.269,22	5.221,54	28.557,69	33.779,24	599.711,53
Mês 100	599.711,53	4.984,20	28.557,69	33.541,89	571.153,84
Mês 101	571.153,84	4.746,86	28.557,69	33.304,55	542.596,14
Mês 102	542.596,14	4.509,52	28.557,69	33.067,21	514.038,45

Mês 103	514.038,45	4.272,17	28.557,69	32.829,86	485.480,76
Mês 104	485.480,76	4.034,83	28.557,69	32.592,52	456.923,07
Mês 105	456.923,07	3.797,49	28.557,69	32.355,18	428.365,38
Mês 106	428.365,38	3.560,14	28.557,69	32.117,84	399.807,68
Mês 107	399.807,68	3.322,80	28.557,69	31.880,49	371.249,99
Mês 108	371.249,99	3.085,46	28.557,69	31.643,15	342.692,30
Mês 109	342.692,30	2.848,12	28.557,69	31.405,81	314.134,61
Mês 110	314.134,61	2.610,77	28.557,69	31.168,46	285.576,92
Mês 111	285.576,92	2.373,43	28.557,69	30.931,12	257.019,23
Mês 112	257.019,23	2.136,09	28.557,69	30.693,78	228.461,53
Mês 113	228.461,53	1.898,74	28.557,69	30.456,44	199.903,84
Mês 114	199.903,84	1.661,40	28.557,69	30.219,09	171.346,15
Mês 115	171.346,15	1.424,06	28.557,69	29.981,75	142.788,46
Mês 116	142.788,46	1.186,71	28.557,69	29.744,41	114.230,77
Mês 117	114.230,77	949,37	28.557,69	29.507,06	85.673,08
Mês 118	85.673,08	712,03	28.557,69	29.269,72	57.115,38
Mês 119	57.115,38	474,69	28.557,69	29.032,38	28.557,69
Mês 120	28.557,69	237,34	28.557,69	28.795,03	-
TOTAL		1.722.379,91	3.341.249,94	5.063.629,85	-

REFERÊNCIAS

ABSOLAR – **Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica**. 2019. Disponível em: <http://www.absolar.org.br/noticia/artigos-da-absolar/energia-solar-fotovoltaica-e-as-politicas-de-desenvolvimento.html>. Acesso em: 10 dez. 2019.

ABSOLAR – **Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica**. 2020. Disponível em: <http://www.absolar.org.br/noticia/noticias-externas/energia-solar-ultrapassa-6-gw-de-capacidade-instalada-no-brasil.html>. Acesso em: 29 ago. 2020.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Banco de informações de geração: fontes de energia exploradas no Brasil**. 2020. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>. Acesso em: 25 set. 2020.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Evolução das tarifas**. 2020. Disponível em: <http://wap.aneel.gov.br/pt/web/guest/luz-na-tarifa>. Acesso em: 25 set. 2020.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Informações Técnicas Capacidade Instalada Micro e Minigeração Distribuída**. 2020. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/outorgas/geracao/-/asset_publisher/mJhnKli7qcJG/content/registro-de-central-geradora-de-capacidade-reduzida/655808?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Foutorgas%2Fgeracao%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_mJhnKli7qcJG%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-2%26p_p_col_pos%3D1%26p_p_col_count%3D2. Acesso em: 25 set. 2020.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Micro e Minigeração Distribuída: sistema de Compensação de Energia Elétrica**. 2ª ed. Brasília: ANEEL, 2016. 31p.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução nº. 482, de 17 de abril de 2012**. Estabelece as condições gerais para o acesso de micro geração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências, 2012.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 300, de 12 de fevereiro de 2008**. Estabelece critérios para aplicação de recursos em Programas de Eficiência Energética, e dá outras providências, 2008.

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. 2015.

BARBOSA FILHO, W.P., AZEVEDO, A.C.S., Belém, Pará, 2013. **Geração Distribuída: Vantagens e Desvantagens**. In: Simpósio de Estudos e Pesquisas em Ciências Ambientais na Amazônia. Disponível em: https://paginas.uepa.br/pca/mbientais/simposio/anais_artigos_vol_2_simposio_2013.pdf.

BHANDARI, K. P.; COLLIER, J. M.; ELLINGSON, R. J.; APUL, D. S. Energy *payback* time (EPBT) and energy return on energy invested (EROI) of solar photovoltaic systems: A systematic review and meta-analysis. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 2015. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.02.057>

BNDES – **Banco Nacional do Desenvolvimento**. BNDES Finame - Energia Renovável, 2020. Disponível em: <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/produto/bndes-finame-energia-renovavel>. Acesso em: 10 ago. 2020.

BRAGA, R. P. **Energia solar fotovoltaica: fundamentos e aplicações**. Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2008.

BRASIL. **Decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004**. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, 2004.

BRASIL. **Lei nº 11.488, de 15 de junho de 2007**. Cria o Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura, 2007.

BRASIL. **Lei nº 8.666, de 21 de junho DE 1993**. Institui normas para licitações e contratos da Administração Pública, 1993.

BRASIL. **Decreto nº 7.892, de 23 de janeiro de 2013**. Regulamenta o Sistema de Registro de Preços previsto no art. 15 da Lei nº 8.666, de 21 de junho de 1993, 2013.

CÂMARA MUNICIPAL DE ILHABELA-SP. **Projeto de Lei nº 101/2019**. Dispõe sobre a utilização de energia fotovoltaica em todos os prédios públicos do município de Ilhabela e dá outras providências, 2020. Disponível em: <https://www.camarailhabela.sp.gov.br>. Acesso em: 10 set. 2020.

CARVALHO, F. S.; LAGE, E. G. S. Analysis and dimensioning method of the ongrid photovoltaic system. **Technology Science**. Volume 1, 2019, p. 24-36, <https://doi.org/10.6008/CBPC2674-6425.2019.002.0004>

CEMIG – **Tarifas**. 2020. Disponível em: https://www.cemig.com.br/pt-br/atendimento/Paginas/valores_de_tarifa_e_servicos.aspx. Acesso em: 25 set. 2020

CRESESB - **Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito**. Potencial Solar - SunData, 2020. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>. Acesso em: 11 jan. 2020.

ELETOBRAS. **Manual de tarifação da energia elétrica**. 2011. Disponível em: http://www.mme.gov.br/documents/10584/1985241/Manual%20de%20Tarif%20En%20El%20-%20Procel_EPP%20-%20Agosto-2011.pdf. Acesso em: 30 nov. 2019.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Nota Técnica DEA 13/14**: Demanda de Energia 2050. Brasil; 2014.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Nota Técnica EPE**: Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira. Brasil; 2012.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Nota Técnica EPE 07/18**: Premissas e Custos da Oferta de Energia Elétrica no horizonte 2050. Brasil. 2018. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-456/NT%20PR%20007-2018%20Premissas%20e%20Custos%20Oferta%20de%20Energia%20El%C3%A9trica.pdf>. Acesso em: 15 out. 2020.

FARIA Jr., H.; TRIGOSO, F. B. M.; CAVALCANTI, J. A. M. Review of distributed generation with photovoltaic grid connected systems in Brazil: challenges and prospects. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. 2016. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.10.076>.

FRONIUS. **Fabricante de inversores**. 2020. Disponível em: <https://www.fronius.com/pt-br/brasil>. Acesso em: 30 jul. 2020.

GREENER. **Assessoria do mercado energético no Brasil**. 2020. Disponível em: <https://www.greener.com.br/>. Acesso em: 08 set. 2020.

GOOGLE EARTH. **Ferramenta de geolocalização da Google**. 2020. Acesso em: 08 set. 2020.

HOLDERMANN, C.; KISSEL, J.; BEIGEL, J. Distributed photovoltaic generation in Brazil: An economic viability analysis of small-scale photovoltaic systems in the residential and commercial sectors. **Energy Policy**. Volume 67, April 2014, p. 612-617. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.11.064>.

INDIAMART. **On grid solar power plant**. 2019. Disponível em: <https://dir.indiamart.com>. Acesso em: 08 jan. 2020.

MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA. **Plano Nacional de Eficiência Energética**. 2018.

NASCIMENTO, R. L. Energia solar no Brasil: situação e perspectivas. **Estudo técnico**, Brasília, 2017.

ONDRACZEK, J; KOMENDANTOVA, N; PATT, A. WACC the dog: The effect of financing costs on the levelized cost of solar PV power. **Renewable Energy**, 2015, v. 75, p. 888-898.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro, v. 1, p. 47–499, 2014.

PINTO, J. T. M.; AMARAL, K. J.; JANISSEK, P. R. Deployment of photovoltaics in Brazil: scenarios, perspectives and policies for low-income housing. **Solar Energy**, v. 133, 2016, p. 73-84.

PREFEITURA MUNICIPAL DE BELO HORIZONTE. MINAS GERAIS, 2020. Disponível em: <https://prefeitura.pbh.gov.br/noticias/prefeitura-pode-economizar-cerca-de-r-10-milhoes-com-geracao-de-energia-solar>. Acesso em: 18 jun. 2020

PREFEITURA MUNICIPAL DE ITAJUBÁ. **Secretária de planejamento**. Minas Gerais, 2019.

PREFEITURA MUNICIPAL DE ITAJUBÁ. **Secretária de planejamento**. Minas Gerais, 2020.

RÜTHER, R.; ZILLES, R. Making the case for grid-connected photovoltaics in Brazil. **Energy Policy**, v. 39, p. 1027-1030, 2011.

SEI. Stockholm Environment Institute. Driving Technological Innovation for a Low-Carbon Society. Case Studies for Solar Photovoltaics and Carbon Capture and Storage. **Research Report**. 2012.

SOLAR BRASIL. Instalação e cursos de energia solar fotovoltaica, 2020. Disponível em: www.solarbrasil.com.br. Acesso em: 18 ago. 2020.

TALAVERA, D, L; NOFUENTES, G; Aguilera, J. The internal rate of return of photovoltaic grid-connected systems: A comprehensive sensitivity analysis. **Renewable Energy**. Volume 35, Issue 1, January 2010, p. 101-111, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2009.07.006>

TOLMASQUIM, T. T. **Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica**. Rio de Janeiro: EPE, 2016.

TRINA SOLAR. Fabricante de módulos fotovoltaicos, 2020. Disponível em: <https://www.trinasolar.com/>. Acesso em: 08 set. 2020.

VILLALVA, M. G. **Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e Aplicações**. 2. ed. [S.l.]: Editora Érica, 2015.