



Ministério da Educação
Universidade Federal de Ouro Preto
Escola de Minas
Departamento de Engenharia de Produção



ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DE UM SISTEMA DE GERAÇÃO DE ENERGIA SOLAR DISTRIBUÍDA COMPARTILHADA PARA CONSUMIDORES RESIDENCIAIS DE BAIXA RENDA

VICTOR DE OLIVEIRA SENA

Ouro Preto MG
2023

VICTOR DE OLIVEIRA SENA

**ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DE UM
SISTEMA DE GERAÇÃO DE ENERGIA SOLAR
DISTRIBUÍDA COMPARTILHADA PARA
CONSUMIDORES RESIDENCIAIS DE BAIXA
RENDA**

Monografia apresentada ao Curso de Engenharia de Produção da Universidade Federal de Ouro Preto como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau em Bacharel em Engenharia de Produção.

Orientador: Prof. Dr. Gustavo Nikolaus Pinto de Moura

Ouro Preto - MG
31 de Agosto de 2023



FOLHA DE APROVAÇÃO

Victor de Oliveira Sena

Análise Técnico-econômica de um Sistema de Geração de Energia Solar Distribuída Compartilhada para Consumidores Residenciais de Baixa Renda

Monografia apresentada ao Curso de Engenharia de Produção da Universidade Federal de Ouro Preto como requisito parcial para obtenção do título de Engenheiro de Produção

Aprovada em 1 de setembro de 2023

Membros da banca

Prof. D.Sc. - Gustavo Nikolaus Pinto de Moura - Orientador Universidade Federal de Ouro Preto
Prof. D.Sc. - Magno Silvério Campos - Universidade Federal de Ouro Preto
Prof. D.Sc. - Aloísio de Castro Gomes Júnior - Universidade Federal de Ouro Preto

Gustavo Nikolaus Pinto de Moura, orientador do trabalho, aprovou a versão final e autorizou seu depósito na Biblioteca Digital de Trabalhos de Conclusão de Curso da UFOP em 01/09/2023



Documento assinado eletronicamente por **Magno Silverio Campos, PROFESSOR DE MAGISTERIO SUPERIOR**, em 01/09/2023, às 14:41, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Aloisio de Castro Gomes Junior, PROFESSOR DE MAGISTERIO SUPERIOR**, em 01/09/2023, às 14:45, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://sei.ufop.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **0584598** e o código CRC **C9CAC26D**.

Este trabalho é dedicado à minha família, amigos, professores, orientadores e à sociedade que por meio do financiamento do ensino público permite a formação de diversos profissionais que contribuem para o desenvolvimento da nação.

Agradecimentos

Primeiramente agradeço aos meus pais Maria José e João por todo apoio, incentivo e comprometimento com minha formação; à minha irmã e aos meus primos pelo suporte e companheirismo; aos amigos de moradia que fiz em Ouro Preto: Abelar, Ace, Ricardo, Arnaldo, Corcetti, Paulo, Virgílio e Danilo - por estarem comigo e conviver nessa jornada da graduação.

Ao meu orientador Gustavo e professor Magno pelo incentivo, aprendizado e orientação proporcionados.

Às amizades que a Engenharia de Produção me proporcionou, em especial Alexandre, Ana Flávia, André, Dhandara, Renata, Tatiane, Daniele, Jeferson e Milena.

À Projet por todo o aprendizado, crescimento pessoal, amizades, momentos e oportunidades geradas.

Por fim, agradeço também à empresa Iveco Group, ao time de Parts & Service pela oportunidade de aprendizado e crescimento profissional.

Em algum lugar, algo incrível está esperando para ser descoberto.

Carl Sagan.

Resumo

A busca por energias renováveis, especialmente a solar, tem aumentado devido às mudanças climáticas e às demandas crescentes geradas pelo avanço demográfico e tecnológico. No Brasil, devido à desigualdade no consumo de energia, a adoção da energia solar como alternativa para ampliar a matriz energética, diminuir custos e aumentar o acesso de energia para as classes mais baixas se faz essencial. Este estudo classificou a geração distribuída compartilhada, bem como as regulamentações acerca desse tema, abordou aspectos do potencial solar brasileiro e da tecnologia solar fotovoltaica, definiu os custos técnico-econômicos, elencou o impacto no Sistema Integrado Nacional; analisou o consumo de energia em domicílios de baixa renda em Ouro Preto, focando em uma avaliação técnico-econômica apoiada por um Planejamento Energético Integrado pelo lado da oferta. A metodologia baseou-se no modelo *bottom-up* para levantar padrões de consumo de residências de baixa renda e fazer simulações no HOMER Pro, considerando aspectos técnico-econômicos do sistema energético brasileiro e explorando diferentes cenários. Os resultados obtidos indicaram que a instalação de painéis fotovoltaicos aliados a energia fornecida pela rede convencional reduziu custo por unidade de eletricidade produzida pelo sistema durante seu período de vida útil e mostrou que o *Net Present Cost* (NPC) do projeto trará uma economia em relação ao cenário atual de energia fornecida pela rede convencional, além de reduzir a emissão de CO₂. A conclusão de melhor viabilidade e do cenário a ser aplicado, é sujeita à avaliação da poder público e demais associações do município.

Palavras-chave: Planejamento Energético Integrado, HOMER Pro, Geração Distribuída, Energia Solar Fotovoltaica.

Abstract

The search for renewable energies, especially solar, has increased due to climate change and growing demands generated by demographic and technological advancement. In Brazil, due to inequality in energy consumption, adopting solar energy as an alternative to expand the energy matrix, reduce energy costs and increase energy access for the lower classes is essential. This study classified shared distributed generation and the regulations surrounding this topic, addressed aspects of Brazilian solar potential and photovoltaic solar technology, defined the technical-economic costs, and highlighted the impact on the National Integrated System; it analyzed energy consumption in low-income households in Ouro Preto, focusing on a technical-economic assessment supported by an Integrated Energy Planning from the supply side. The methodology was based on the bottom-up model to survey consumption patterns of low-income households and conduct simulations in HOMER Pro, considering technical-economic aspects of the Brazilian energy system and exploring different scenarios. The results indicated that the installation of photovoltaic panels combined with the energy supplied by the conventional grid reduced the cost per unit of electricity produced by the system during its lifetime and showed that the Net Present Cost (NPC) of the project will result in savings compared to the current scenario of energy provided by the conventional grid, in addition to reducing CO₂ emissions. The conclusion about the best feasibility and scenario to be applied is subject to the evaluation of the public authorities and other associations in the municipality.

Keywords: Integrated Energy System, Homer PRO, Distributed Photovoltaics, Photovoltaics.

Lista de figuras

Figura 1 – Descrição esquemática dos diversos componentes do sistema do PEI.	4
Figura 2 – Valor Cobrado Pelas Distribuidoras Locais sem Incidência de Impostos	11
Figura 3 – Incidência solar média diária no Brasil	15
Figura 4 – Média Anual Global dos Preços de Módulos Fotovoltaicos por Tecnologia . .	18
Figura 5 – Composição dos custos de um Sistema FV por País	19
Figura 6 – Média Anual dos Preços de Módulos Fotovoltaicos Entre 2013 e 2021 por País	20
Figura 7 – Evolução da MMGD Fotovoltaica.	21
Figura 8 – Comparação da Matriz Elétrica Brasileira entre os anos de 2021 e 2022 . . .	22
Figura 9 – Variação da Geração Elétrica no Brasil por fonte entre 2021 e 2022	23
Figura 10 – Capacidade Instalada por Fonte.	23
Figura 11 – Micro e Minigeração distribuída em 2022.	24
Figura 12 – Projeção da Capacidade Instala de MMGD por Compensação de Custos . . .	27
Figura 13 – Distribuição da capacidade instalada no Cenário Referência por fonte em 2031	27
Figura 14 – Distribuição da capacidade instalada no Cenário Referência por segmento em 2031	28
Figura 15 – Tela inicial do modelo Homer PRO	31
Figura 16 – Família Cadastradas no CAD Único	32
Figura 17 – Pessoas Cadastradas no CAD Único	32
Figura 18 – Curva de Carga de uma Residência de Baixa Renda	33
Figura 19 – Parâmetros Iniciais	34
Figura 20 – Valor da Tarifa Social Média	36
Figura 21 – Definição da Localidade	36
Figura 22 – Taxa de Irradiação Solar Anual em Ouro Preto	37
Figura 23 – Consumo Total Residências de Baixa Renda	38
Figura 24 – Parâmetro Electric Load no HOMER	38
Figura 25 – Parâmetros do Conversor	39
Figura 26 – Parâmetros das Placas Fotovoltaicas	39
Figura 27 – Consumo Total Residências em Situação de Pobreza	40
Figura 28 – Parâmetro Electric Load no HOMER	40
Figura 29 – Consumo Total Residências em Situação de Pobreza	41
Figura 30 – Parâmetro Electric Load no HOMER	41
Figura 31 – Dados Econômicos com Análise de Sensibilidade	42
Figura 32 – Dados Econômicos com Financiamento considerando a Taxa Selic	42
Figura 33 – Retorno Sobre Investimentos (ROI) e <i>Payback</i> Cenário 1 - Taxa Selic	43
Figura 34 – Dados Econômicos com Financiamento do BNDES	43

Figura 35 – Retorno Sobre Investimentos (ROI) e <i>Payback</i> Cenário 1 - Taxa de Financiamento BNDES	44
Figura 36 – Produção Elétrica Mensal por Fonte - Cenário 1	44
Figura 37 – Emissão de CO ₂ Utilizando Energia FV + Rede - Cenário 1	45
Figura 38 – Emissão de CO ₂ - Rede Convencional	45
Figura 39 – Dados Econômicos com Análise de Sensibilidade - Cenário 2	45
Figura 40 – Dados Econômicos com Financiamento considerando a Taxa Selic	45
Figura 41 – Retorno Sobre Investimentos (ROI) e <i>Payback</i> Cenário 2 - Taxa Selic	46
Figura 42 – Dados Econômicos com Financiamento considerando a Taxa de Financiamento do BNDES	46
Figura 43 – Retorno Sobre Investimentos (ROI) e <i>Payback</i> Cenário 2 - Financiamento BNDES	46
Figura 44 – Produção Elétrica Mensal por Fonte - Cenário 2	47
Figura 45 – Emissão de CO ₂ Utilizando Energia FV + Rede - Cenário 2	47
Figura 46 – Emissão de CO ₂ Utilizando a Rede Convencional - Cenário 2	47
Figura 47 – Dados Econômicos com Análise de Sensibilidade - Cenário 3	48
Figura 48 – Dados Econômicos com Financiamento considerando a Taxa Selic	48
Figura 49 – Retorno Sobre Investimentos (ROI) e <i>Payback</i> Cenário 3 - Taxa Selic	48
Figura 50 – Dados Econômicos com Financiamento considerando a Taxa de Financiamento do BNDES	49
Figura 51 – Retorno Sobre Investimentos (ROI) e <i>Payback</i> Cenário 3 - Taxa BNDES	49
Figura 52 – Produção Elétrica Mensal por Fonte - Cenário 2	50
Figura 53 – Emissão de CO ₂ Utilizando Energia FV + Rede - Cenário 3	50
Figura 54 – Emissão de CO ₂ Utilizando a Rede Convencional - Cenário 3	50
Figura 55 – Comparativo Entre os Cenários	50

Lista de tabelas

Tabela 1 – Regras de compensação da geração injetada na rede por MMGD - Lei n. 14.300 de 2022	10
Tabela 2 – Comparação da eficiência de diversos modelos de células fotovoltaicas . . .	17
Tabela 3 – Parâmetros Econômicos Energia Solar Fotovoltaica	20
Tabela 4 – Consumo e Oferta Interna de Energia Elétrica nos anos de 2021 e 2022 . . .	22
Tabela 5 – Resumo dos resultados de projeção para a MMGD	26
Tabela 6 – Descontos por Faixa de Consumo	35
Tabela 7 – Descontos Aplicados por Faixa de Consumo	35

Lista de abreviaturas e siglas

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
DEPRO	Departamento de Engenharia de Produção
UFOP	Universidade Federal de Ouro Preto
PEI	Planejamento Energético Integrado
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
INEE	Instituto Nacional de Eficiência Energética
GD	Geração Distribuída
MMGD	Micro e Minigeração Distribuída
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
RN	Resolução Normativa
TE	Tarifa de Energia
TUSD	Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição
FV	Fotovoltaica
CC	Corrente Contínua
CA	Corrente Alternada
IRENA	<i>International Renewable Energy Agency</i>
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i> (Custo de Aquisição)
SIN	Sistema Interligado Nacional

Sumário

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	Objetivos	2
1.1.1	Objetivo Geral	2
1.1.2	Objetivos Específicos	2
1.1.3	Justificativa	2
1.1.4	Organização do Texto	3
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	4
2.1	Planejamento Energético Integrado (PEI)	4
2.2	Modelos <i>Bottom-Up</i>, <i>Top-Down</i> e Híbridos	5
2.3	Geração Distribuída	5
2.4	Regulamentação para Geração Distribuída no Brasil	6
2.4.1	Resolução Normativa nº482/2012	6
2.4.2	Resolução Normativa nº687/2015	7
2.4.3	Resolução Normativa nº1000/2021	8
2.4.4	Lei n. 14.300 de 2022	8
2.5	Tarifas	10
2.6	O Potencial Solar Brasileiro	14
2.7	A Tecnologia Solar Fotovoltaica	15
2.7.1	Tecnologias Fotovoltaicas	16
2.7.1.1	Células Fotovoltaicas	16
2.7.2	Comparação entre as diferentes tecnologias	17
2.7.2.1	Inversores	17
2.8	Custos técnico-econômicos dos sistemas FV no Brasil	18
2.9	Expansão da capacidade FV distribuída instalada no Brasil	21
2.10	Impactos no Sistema Interligado Nacional (SIN)	24
3	MODELAGEM DE CENÁRIOS ENERGÉTICOS PARA EXPANSÃO FV SOLAR EM OURO PRETO	29
3.1	Metodologia	29
3.2	Modelagem Energética	29
3.3	Modelagem de Sistemas Energéticos HOMER	30
3.4	Sobre Ouro Preto	31
3.5	Coleta de Dados e Levantamento do Perfil de Consumo	32
3.6	Cenários e Premissas	33
3.6.1	Cenário 1: Simulação para um Família de Baixa Renda	34

3.6.1.1	Parâmetros da Simulação	34
3.6.2	Cenário 2: Simulação para um Família em Situação de Pobreza	39
3.6.2.1	Parâmetros da Simulação	39
3.6.3	Cenário 3: Simulação para um Família em Situação de Extrema Pobreza	41
3.6.3.1	Parâmetros da Simulação	41
4	RESULTADOS	42
4.1	Resultados das Simulações Por Cenário	42
4.1.1	Cenário 1	42
4.1.1.1	Dados Econômicos Utilizando Financiamento Com Base na Taxa Selic	42
4.1.1.2	Dados Econômicos Utilizando a Taxa de Financiamento do BNDES	43
4.1.1.3	Cálculo da Área de Instalação dos Painéis Fotovoltaicos	44
4.1.1.4	Produção Elétrica e Emissão de Dióxido de Carbono (CO ₂)	44
4.1.2	Cenário 2	45
4.1.2.1	Dados Econômicos Utilizando Financiamento Com Base na Taxa Selic	45
4.1.2.2	Dados Econômicos Utilizando a Taxa de Financiamento do BNDES	46
4.1.2.3	Cálculo da Área de Instalação dos Painéis Fotovoltaicos	47
4.1.2.4	Produção Elétrica e Emissão de Dióxido de Carbono (CO ₂)	47
4.1.3	Cenário 3	48
4.1.3.1	Dados Econômicos Utilizando Financiamento Com Base na Taxa Selic	48
4.1.3.2	Dados Econômicos Utilizando a Taxa de Financiamento do BNDES	49
4.1.3.3	Cálculo da Área de Instalação dos Painéis Fotovoltaicos	49
4.1.3.4	Produção Elétrica e Emissão de Dióxido de Carbono (CO ₂)	50
4.2	Comparativo Entre os Cenários	50
5	CONCLUSÕES E CONSIDERAÇÕES FINAIS	52
5.1	Conclusão	52
5.2	Trabalhos Futuros	53
	Referências	54

1 Introdução

Segundo o [Dantas e Pompermayer \(2018\)](#), a busca por fontes de energia renováveis é um dos grandes desafios enfrentados pela humanidade nos últimos anos e vem ganhando mais importância com a intensificação das mudanças climáticas. Uma das formas mais promissoras de contornar esse problema é aproveitar a energia fornecida pelo sol, fonte mais limpa em relação às fontes fósseis de grande disponibilidade.

[Garlet et al. \(2019\)](#) evidenciam que o crescimento da população acompanhado pelo avanço econômico e tecnológico resulta na necessidade de as pessoas utilizarem mais energia para sustentar um melhor estilo de vida. Ele explica que o aumento significativo no consumo de energia requer investimentos e o desenvolvimento de fontes alternativas, já que recursos não-renováveis são escassos e causam diversos problemas ambientais como mudança do clima, poluição e aquecimento global. Portanto, o desafio atual das economias em desenvolvimento é abordar o aumento do consumo e reduzir o impacto do uso de fontes não-renováveis estimulando o avanço das tecnologias que exploram fontes de energia renováveis, a fim de abordar os fatores políticos, econômicos e ambientais envolvidos na geração de eletricidade.

Visto que a exploração da energia fotovoltaica vem crescendo e se tornando mais acessível nos últimos anos, agregado ao fato de que sua fonte de exploração é gratuita e mais limpa, e associado ao fato de que segundo [Dantas e Pompermayer \(2018\)](#) a energia no Estado de Minas Gerais está entre as mais caras do país, verifica-se a necessidade de reduzir o valor de energia elétrica paga, a fim de favorecer principalmente as classes mais baixas. Dessa maneira, viu-se a possibilidade de realizar uma análise técnico-econômica de um sistema de geração de energia solar distribuída compartilhada para moradores de baixa renda de Ouro Preto.

Portanto, proporcionar à população de baixa renda de Ouro Preto o acesso à geração de energia solar fotovoltaica de maneira distribuída e compartilhada pode abrir caminhos para a implantação de alternativas com melhor viabilidade técnica, social e econômica em diferentes regiões. Dessa maneira, a elaboração do Planejamento Energético Integrado pelo lado da oferta será feita pelo modelo energético Homer Pro.

Mediante o exposto, visto as possibilidades de estudo para viabilizar a geração de energia solar distribuída compartilhada questiona-se:

É possível reduzir o valor do custo de energia elétrica dos moradores de baixa renda por meio da geração solar compartilhada?

1.1 Objetivos

1.1.1 Objetivo Geral

Verificar a viabilidade técnico-econômica da implementação de um sistema de geração de energia solar compartilhada a fim de reduzir o custo da energia para as residências de baixa renda na cidade de Ouro Preto.

1.1.2 Objetivos Específicos

- Realizar revisão bibliográfica a respeito da energia solar fotovoltaica no Brasil;
- Identificar o potencial solar brasileiro;
- Identificar aspectos regulatórios relacionados ao acesso da geração distribuída à rede da concessionária distribuidora.;
- Caracterizar a geração solar distribuída;
- Elaborar questionários para coleta de dados sobre posse de equipamentos e hábitos de uso no distrito estudado;
- Estudar alternativas energéticas por meio da modelagem de cenários com base nos dados obtidos no modelo energético HOMER;
- Identificar custos de investimento, capital e de operação e manutenção de sistemas energéticos alternativos;
- Identificar condições financeiras para o financiamento de uma usina solar distribuída compartilhada;

1.1.3 Justificativa

Estudos da [EPE \(2023\)](#) apontam que há uma grande desigualdade no consumo de energia elétrica no setor residencial brasileiro. Em 2019, foi estimado um consumo per capita anual que variou de 371 kWh para as classes de menor renda (equivalente ao consumo residencial per capita do Marrocos) até 2.221 kWh (equivalente ao consumo residencial per capita do Japão) para a classe de maior rendimento. Os dados apontaram que 58% da demanda energética residencial esteve concentrada nas quatro faixas de menor renda (de até 5 salários-mínimos), que juntas representavam cerca de 78% dos domicílios nacionais.

As classes menos favorecidas não têm condição de fazer investimentos em um sistema de geração de energia solar residencial e representam a maior parte da demanda energética nacional. Portanto, para diminuir a desigualdade no acesso de fontes energéticas e maximizar o

impacto na matriz elétrica nacional é necessário haver projetos de políticas públicas que visam a disseminação dessa tecnologia para esse grupo.

1.1.4 Organização do Texto

O trabalho está estruturado em cinco capítulos, subdivididos da forma como se segue. O primeiro apresenta a formulação do problema frente aos desafios ambientais e econômicos da atualidade, sendo neste também apresentados a justificativa e os objetivos deste trabalho. O segundo capítulo aborda a fundamentação teórica sobre o Planejamento Energético Integrado e energia solar fotovoltaica. O terceiro capítulo trata da metodologia para obtenção de parâmetros necessários para a simulação dos cenários. O quarto capítulo aborda os resultados obtidos no experimento. Por fim, o quinto capítulo aborda a conclusão acerca do desenvolvimento do projeto, bem como a análise dos resultados obtidos.

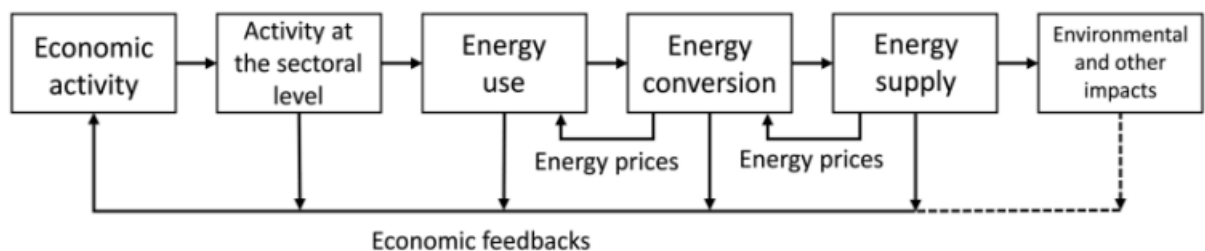
2 Revisão Bibliográfica

2.1 Planejamento Energético Integrado (PEI)

Pereira et al. (2005) evidenciam a discussão da importância da energia no processo de desenvolvimento de uma nação, pois a forma como a energia será gerada e seus usos serão determinantes para garantir às futuras gerações possibilidades de aproveitamento dos recursos energéticos da maneira como é aproveitada pela geração atual.

Segundo Blok e Nieuwlaar (2021), os modelos de PEI adotam uma abordagem abrangente para o sistema energético tanto pelo lado da oferta (os recursos disponíveis de energia) quanto pelo lado da demanda (o modo de consumo dos usuários). Entretanto, muitas vezes também o sistema econômico e o sistema ambiental devem ser considerados, conforme a figura 1.

Figura 1 – Descrição esquemática dos diversos componentes do sistema do PEI.



Fonte: Blok e Nieuwlaar (2021)

Integrar ações de planejamento e expansão da oferta a medidas de Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD) em um processo de duplicidade, contemplando risco e incertezas com objetivos sócio-econômicos e ambientais se faz necessário na busca da resolução de boa parte dos problemas do setor energético que acometem os países em desenvolvimento. Portanto, o planejamento energético tem o objetivo de construir alternativas consistentes para conciliar as necessidades de energia e desenvolvimento com a melhoria das condições de vida da população e a preservação do meio ambiente (PEREIRA et al., 2005)

Dessa maneira, para o planejamento da expansão da oferta de energia de um país, é preciso identificar as necessidades energéticas dos seus setores demandantes, incluindo o consumo dos segmentos produtivos e das famílias em relação aos diversos serviços energéticos por eles demandados. Quanto melhor o diagnóstico da situação atual, ou seja, quanto mais e melhor se conhece a demanda energética dos diferentes extratos de consumo, mais subsídios se tem para a elaboração de um planejamento energético cada vez mais adequado às reais necessidades da sociedade, contemplando ações e indicações de políticas públicas mais bem direcionadas (EPE, 2023).

2.2 Modelos *Bottom-Up*, *Top-Down* e Híbridos

Cima (2016) explicita que a abordagem *bottom-up* consiste em analisar o uso de energia de forma desagregada, considerando diferentes combinações de tecnologias para cada tipo de consumo final. Através de uma descrição física detalhada, é possível fazer uma análise comparativa das tecnologias, levando em conta seu desempenho energético, custos e políticas que podem ser adotadas para influenciar seu desenvolvimento e utilização.

Segundo Januzzi e Swisher (1997) *apud* Pereira et al. (2006), por meio desse modelo é possível identificar potenciais tecnológicos e limitações do mercado, como taxas de reposição de equipamentos e requisitos de capital que restringem a taxa de implementação de programas de eficiência energética. Essa abordagem é frequentemente contrastada com a abordagem de pesquisa "*top-down*", que começa com a formulação de hipóteses e teorias gerais e, em seguida, coleta dados para testá-las.

Por outro lado, ainda de acordo com Januzzi e Swisher (1997) *apud* Pereira et al. (2006), os modelos *top-down* são empregados para analisar uma classe de consumidores que é considerada completa e uniforme, sem levar necessariamente em consideração a estrutura tecnológica específica e o uso final da energia. Uma das vantagens deste modelo é que ele permite a avaliação do custo-benefício do planejamento por meio de dados agregados, o que também possibilita a avaliação da implementação de políticas macroeconômicas. Além disso, esses modelos permitem verificar os efeitos inter-setoriais de medidas específicas, como um programa de eficiência energética em residências.

Por fim, os modelos híbridos buscam combinar detalhes importantes do sistema energético com a determinação das variáveis macroeconômicas, além de unir as interações econômicas e energéticas em uma estrutura consistente. Essa metodologia leva o nome de híbrida justamente por ser a comunicação entre a parte macroeconômica e a técnico-econômica do sistema energético *apud* (PEREIRA et al., 2006) (SANTOS, 2022).

2.3 Geração Distribuída

Faria, Trigo e Cavalcanti (2017) distinguem duas formas de geração de energia elétrica fotovoltaica. A primeira é a geração centralizada que usa geradores fotovoltaicos programados e instalados por um operador de rede independente, como no caso do Brasil, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). A segunda é a geração distribuída, que consiste em geradores fotovoltaicos conectados diretamente à rede de distribuição, sendo principalmente usados para suprir estabelecimentos residenciais e comerciais, exportando o excedente de energia produzido para a rede.

Segundo Luna et al. (2018) o Instituto Nacional de Eficiência Energética (INEE) estabelece que Geração Distribuída (GD) é a geração de energia elétrica gerada próxima aos

consumidores independentemente de potência, tecnologia ou fonte de energia.

Os estímulos à geração distribuída se justificam pelos potenciais benefícios que tal modalidade pode proporcionar ao sistema elétrico. Entre eles, estão o adiamento de investimentos em expansão dos sistemas de transmissão e distribuição, o baixo impacto ambiental, a redução no carregamento das redes, a minimização das perdas e a diversificação da matriz energética (ANEEL, 2022).

O aumento da participação da geração baseada em fontes de energia renovável tem sido possível através da utilização de incentivos regulamentares concedidos pelo governo a esses geradores. Até recentemente, a energia fotovoltaica conectada às redes de distribuição carecia de uma ferramenta regulamentar adequada (FARIA; TRIGOSO; CAVALCANTI, 2017).

O EPE (2022a) expõe que a modalidade de Micro e Minigeração distribuída (MMGD) surpreende com seus números a cada ano. Em 2020, pela primeira vez, a tecnologia fotovoltaica distribuída liderou a adição de capacidade instalada no ano, com 2,5 GW instalados, superando os números de todas as outras tecnologias, inclusive de geração centralizada. Em 2021, a modalidade de MMGD continuou se desenvolvendo em ritmo forte, havendo ultrapassado a marca de 6 GW no primeiro semestre do ano.

Ainda segundo a EPE (2022a), de acordo com análise, a combinação da qualidade dos recursos energéticos do Brasil, as altas tarifas finais de eletricidade e um modelo de compensação de créditos altamente favorável resultaram em um investimento rentável em geração própria. Isso levou não apenas consumidores residenciais, mas também produtores rurais, redes varejistas, bancos e indústrias a investirem em sistemas de mini e microgeração distribuída nas modalidades local ou remoto.

2.4 Regulamentação para Geração Distribuída no Brasil

2.4.1 Resolução Normativa nº482/2012

Segundo a ANEEL (2022), em abril de 2012 entrou em vigor a Resolução Normativa da ANEEL nº482/2012 a qual definiu regras para o consumidor brasileiro gerar energia a partir de pequenas fontes de energia elétrica. Por meio desta regulamentação, os consumidores no Brasil passaram a ter a capacidade de produzir sua própria energia elétrica utilizando fontes renováveis ou geração conjunta qualificada e até mesmo fornecer o excesso para a rede de distribuição em sua área. Essas novas práticas foram classificadas como Micro e Minigeração Distribuídas de Energia Elétrica e oferecem benefícios econômicos, ambientais e de auto-suficiência.

De acordo com Luna et al. (2018), na RN nº482/2012 publicada pela ANEEL as principais concepções estabelecidas foram:

1. Definição de micro e minigeração distribuída, sendo a primeira definida como uma central

geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 100 kW e segunda uma central geradora de energia elétrica, com potência instalada entre 100 kW e 1.000 kW que utilize fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada.

2. Um sistema de *net metering* no qual o excedente de energia produzido é devolvido à distribuidora de energia e pode ser compensado posteriormente no consumo nos próximos meses de uma mesma unidade consumidora ou outra unidade registrada sob mesma posse (mesmo CPF ou CNPJ).

ANEEL (2012) *apud*. Holdermann, Kissel e Beigel (2014) explica que em tempos de superprodução, a energia elétrica é injetada na rede que serve como "armazenadora de eletricidade". Quando o consumo de eletricidade da unidade consumidora é superior ao da produção, a unidade consumidora está autorizada a utilizar a eletricidade fornecida pela rede. Sendo assim, o excedente de energia devolvido à rede é subtraído da quantidade de eletricidade consumida a partir da rede sob a forma de créditos de eletricidade (em kWh), não em unidades monetárias. Se a energia produzida é maior do que o consumo durante o período contábilístico, a sobreprodução é creditada ao mês seguinte. No caso de um consumo maior que a produção, o saldo negativo tem de ser pago pelo consumidor na conta de energia vigente. A conta mensal de luz fornece o unidade consumidora com as informações de saldo. O consumidor é capaz de compensar um saldo futuro negativo através da sobre produção no presente.

De acordo com o Ministério de Minas e Energia, os créditos de energia gerada seriam válidos por 36 meses e um consumidor poderia utilizar esses créditos em outra unidade consumidora, desde que ambas as unidades estivessem na mesma área de concessão da distribuidora, e fossem de propriedade do mesmo titular de CPF ou CNPJ (LUNA et al., 2018)

2.4.2 Resolução Normativa nº687/2015

Com o objetivo de revisar a RN nº482/2012 a fim de de reduzir os custos e tempo para a conexão da microgeração e minigeração, compatibilizar o Sistema de Compensação de Energia Elétrica com as condições gerais de fornecimento de energia, aumentar número de consumidores de energia elétrica por meio da geração distribuída e melhorar as informações na fatura, em 2015 a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 687/2015.

Segundo a ANEEL (2015), nessa nova RN foram estabelecidas novas regras: os limites para a definição de microgeração passaram a ser até 75 kW e minigeração entre 75 kW e 5.000 kW; e menor ou igual a 3.000 kW para fontes hídricas. A energia excedente gerada se transforma em créditos que podem ser utilizados para diminuir a fatura dos meses seguintes, passando a ter um prazo de validade dos créditos de 36 para 60 meses.

Outra inovação implementada informa a respeito da possibilidade da instalação distribuída em condomínios residenciais. Nesse modelo, a energia gerada pode ser compartilhada entre os condôminos. Além disso, a ANEEL criou o sistema de “geração compartilhada” na qual diversos consumidores podem se unir em um consórcio ou cooperativa para instalar uma rede de micro ou minigeração distribuída e utilizar da energia gerada para reduzir a fatura dos consorciados.

Com a RN nº 687/2015, houve um aumento na implantação de novos sistemas de GD, o que possibilitou novos modelos de negócios como serviço solar, Contrato de Compra de Energia, ações solares e aluguel de telhados e condomínios de energia solar (LUNA et al., 2018)

Garlet et al. (2019) citam que por meio de iniciativas de acesso às micro e minigeração de energia elétrica fotovoltaica e o sistema de compensação de energia publicado pela ANEEL, foi possível fazer uma projeção de redução de 9% do uso da energia a partir do Sistema Interligado Nacional (SIN) até 2050, com grande contribuição dos geradores residenciais e comerciais.

2.4.3 Resolução Normativa nº1000/2021

De acordo com ANEEL (2021), em dezembro de 2021 foi homologada a RN 1000/2021. Dentre as principais questões discutidas, incluíram-se os direitos e obrigações dos consumidores em relação a assuntos como fornecimento de energia elétrica, medição de consumo, atendimento ao cliente e ouvidoria, fornecimento de energia para áreas remotas, tarifas adicionais, opções de pagamento antecipado, tarifa branca, tarifa social, instalação de estações de carregamento para veículos elétricos, e outros temas correlatos. Essa nova resolução simplifica e consolida as normas já publicadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica.

2.4.4 Lei n. 14.300 de 2022

O Plano Decenal de Energia da EPE (2022a) destaca que o grande número de instalações recentes gerou preocupações sobre a sustentabilidade das regras estabelecidas na Resolução Normativa ANEEL REN nº 482 de 2012. As empresas distribuidoras de energia têm custos fixos e variáveis inclusos em suas tarifas, e ao gerar sua própria energia, o consumidor reduz sua conta de energia e, conseqüentemente, deixa de contribuir para essas duas componentes de custo e não os reduz visto que ele continua fazendo uso da rede. Dessa maneira, os custos fixos são repassados aos demais consumidores do Sistema Interligado Nacional (SIN) por meio do aumento da tarifa. Diante o exposto, o PDE explica que o modelo de compensação precisava passar por uma revisão.

Como o EPE (2022a) explicita, além de dar mais segurança jurídica aos investidores, a Lei trouxe uma série de alterações no Modelo de Compensação de Energia Elétrica estabelecido pela REN 482/2012. Dentre as alterações, destacam-se:

- O limite de mini GD fotovoltaica (FV) fica reduzido de 5 MW para 3 MW. Para fontes

despacháveis permanece o limite de 5 MW;

- O conceito de fontes despacháveis é estabelecido, incluindo as fontes hidrelétrica, biomassa, cogeração e FV + baterias (essa última configuração ainda com limite de 3 MW);
- Define-se microrredes e a possibilidade de contratação de serviços suplementares de MMGD, embora haja a necessidade de regulamentação futura;
- São estabelecidas novas regras para a cobrança do custo de disponibilidade. Na prática, haverá uma redução dessa cobrança para geradores antigos e novos;
- Definidas novas formas de associação civil permitidas na geração compartilhada, o que irá facilitar a implementação dessa modalidade de geração;
- Cria o Programa de Energia Renovável Social, que prevê contratação de MMGD com recursos do Programa de Eficiência Energética (PEE) para atender consumidores de baixa renda, embora não haja metas e o plano seja estabelecido pelas distribuidoras;
- Estabelece que projetos de mini GD acima de 500 kW (com exceção de projetos de GD compartilhada ou de múltiplos consumidores) deverão pagar garantia de fiel cumprimento (de 2,5 a 5,0% do CAPEX) para implantação;
- GD passa a ser considerada como exposição contratual involuntária pelas distribuidoras;
- Por fim, estabelece novas regras para a compensação da energia injetada na rede, que serão detalhadas na sequência.

Acerca das novas regras de compensação, ainda segundo a [EPE \(2022a\)](#), para os geradores existentes e para aqueles que e protocolarem solicitação de acesso até 12 meses após publicação da Lei, as regras de compensação (regra atual) continuam valendo até 2045. Para os geradores protocolados após esse período será cobrada uma tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD). Cabe ressaltar que a alteração afeta apenas a parcela da energia injetada na rede. A parcela gerada e consumida instantaneamente tem o mesmo efeito de uma redução do consumo e, portanto, continua reduzindo todas as componentes tarifárias. Para os novos geradores que protocolarem a solicitação a partir do 12º mês, valem as regras tabela 1 abaixo. Considerando a publicação da Lei no início de 2022, as novas regras entram em vigor, portanto, a partir de 2023.

A cobrança de uma tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD) será incidida apenas na parcela injetada na rede, a nova regra de compensação diz que haverá uma cobrança gradual de 15% a 90% de TUSD de distribuição para mini GD's com capacidade menor que 500kW entre 2023 e 2028. A partir do ano de 2029 a Cobrança de 100% desses custos TUSD serão descontados dos benefícios da GD.

Tabela 1 – Regras de compensação da geração injetada na rede por MMGD - Lei n. 14.300 de 2022

2023 a 2028			A partir de 2029	
TUSD Dist.	Regra Geral Cobrança gradual de 15% a 90%	Mini GD > 500 kW 100%	Regra Geral 100%	Mini GD > 500 kW 100%
TUSD Trans- missão	-	40%	100%	100%
Encargos P&D, PEE e TFSEE	-	100%	100%	100%
Demais En- cargos	-	-	100%	100%
TUSD Perdas	-	-	100%	100%
TE Outros	-	-	100%	100%
TE Energia	-	-	-	-
Tipo Co- brança Demanda Grupo A ³	TUSDg	TUSDg	TUSDg	TUSDg

Fonte: Adaptado de EPE (2022a)

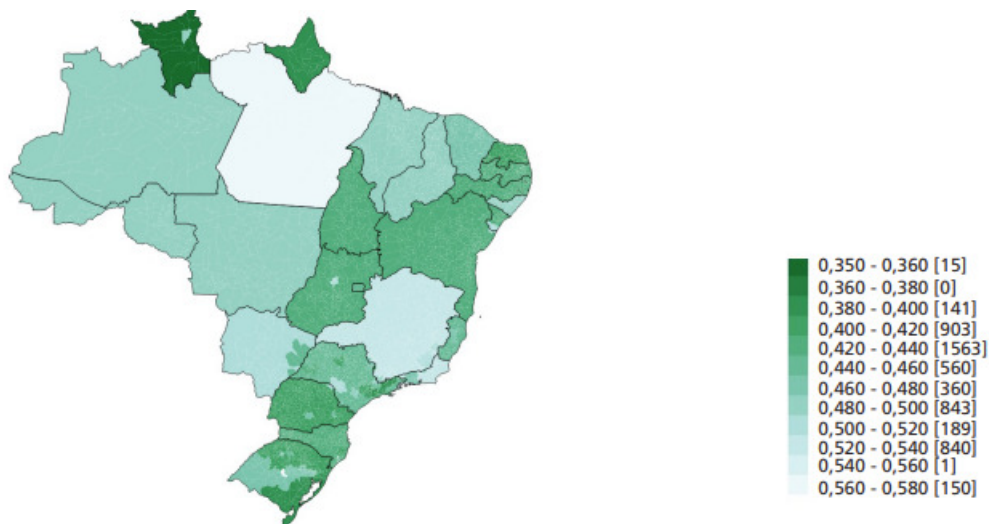
2.5 Tarifas

Dantas e Pompermayer (2018) explicita que o custo da eletricidade não se limita apenas ao valor da energia adquirida, mas também abrange o custo de mantê-la disponível 24 horas por dia, sete dias por semana. Dessa maneira, a tarifa precisa ser capaz de cobrir os custos operacionais e de expansão de todo o sistema de transmissão e distribuição, desde o ponto de geração de energia até o consumidor final. Além disso, essa tarifa inclui compensação por perdas energéticas e os impostos cobrados pelo governo. Eles citam que a tarifa é composta por cinco fatores:

- custos com a aquisição de energia elétrica;
- custos relativos ao uso do sistema de distribuição;
- custos relativos ao uso do sistema de transmissão;
- perdas técnicas e não técnicas;
- encargos diversos e tributos;

Segundo [Dantas e Pompermayer \(2018\)](#), Minas Gerais estava entre os estados em que apresentaram maior tarifa média sem a incidência de tributos conforme pode-se verificar na figura 2. De acordo com a imagem, os estados pintados com as cores mais claras são aqueles que possuem maior valor de tarifa média.

Figura 2 – Valor Cobrado Pelas Distribuidoras Locais sem Incidência de Impostos



Elaboração dos autores.
Obs.: Número de municípios entre colchetes.

Fonte: CPTEC e INPE (2016) *apud*. [Dantas e Pompermayer \(2018\)](#)

Outro fator que influencia o valor da tarifa é a bandeira tarifária, que representa o custo sazonal na geração de energia. Ou seja, a variação do custo para gerar energia com relação a aspectos que mudam de acordo com a época do ano, como volume de chuva, disponibilidade hídrica e outras variantes. Existem três bandeiras atualmente que são acionadas dependendo do custo variável de geração térmica: verde (sem acréscimo na tarifa), amarela e vermelha ([DANTAS; POMPERMAYER, 2018](#)).

Em Minas Gerais, a [CEMIG \(2023\)](#) detalha que na bandeira verde tarifa não sofre nenhum acréscimo, na bandeira amarela a tarifa sofre acréscimo de R\$ 3,971 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumido. A bandeira vermelha patamar 1 A tarifa sofre acréscimo de R\$ 3,971 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumido, no patamar 2 a tarifa sofre acréscimo de R\$ 9,492 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumido.

A respeito das modalidades tarifárias a [ANEEL \(2021\)](#) define as seguintes modalidades:

- A) **Tarifa Convencional:** A tarifa convencional é caracterizada por uma única tarifa para o consumo de energia, sem segmentação horária no dia e se dá de forma compulsória e automática para todas as unidades consumidoras.
- B) **Tarifa Branca:** A tarifa branca é definida de acordo com a opção do consumidor, podendo ser revertida à convencional a qualquer momento via solicitação. Este modelo de tarifa é

vedado para as subclasses de baixa renda da classe residencial, para a classe de iluminação pública e quando faturada pela modalidade de pré-pagamento. Sua caracterização acontece por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica de acordo com as horas de utilização do dia, sendo segmentada em três postos tarifários:

- i) tarifa para o posto tarifário ponta;
- ii) tarifa para o posto tarifário intermediário;
- iii) tarifa para o posto tarifário fora de ponta;

Essa metodologia adota valores de tarifa menores que o convencional para horários fora de ponta e maiores para períodos intermediários e de ponta. No momento, essa modalidade aplica-se somente a pessoas jurídicas. Existem dois picos de consumo durante o dia, um de manhã (por volta das 7h/8h) e outro no início da noite (18h/19h), mas somente este último é considerado como horário de ponta na cobrança da tarifa branca. Segundo a Resolução Normativa no 733/2016, o consumidor pode solicitar a mudança para esse método tarifário a partir de 1º de janeiro de 2018 (DANTAS; POMPERMAYER, 2018).

C) **Tarifa Verde:** A modalidade tarifária horária verde é caracterizada por:

- i) uma tarifa para a demanda, sem segmentação horária;
- ii) uma tarifa para o consumo de energia elétrica para o posto tarifário de ponta;
- iii) uma tarifa para o consumo de energia elétrica para o posto tarifário fora de ponta;

D) **Tarifa Azul:** Por fim, para a modalidade tarifária horária azul ficam definidas as seguintes concepções:

- i) uma tarifa para a demanda para o posto tarifário ponta;
- ii) uma tarifa para a demanda para o posto tarifário fora de ponta;
- iii) uma tarifa para o consumo de energia elétrica para o posto tarifário ponta;
- iv) uma tarifa para o consumo de energia elétrica para o posto tarifário fora de ponta.

E) **Tarifa Social:** São classificadas na classe residencial a unidade consumidora em imóvel utilizado para fins de moradia, com exceção da subclasse residencial rural, considerando-se as seguintes subclasses:

- I - residencial;
- II - residencial baixa renda;
- III - residencial baixa renda indígena;
- IV - residencial baixa renda quilombola;
- V - residencial baixa renda benefício de prestação continuada da assistência social;

VI - residencial baixa renda multifamiliar;

Ainda de acordo com a ANEEL (2021), para o consumidor ser classificado em alguma subclasse de baixa renda, fundamentado na Lei nº 12.212, de 20 de janeiro de 2010, a unidade consumidora deve ser utilizada por (i) - família inscrita no Cadastro Único para Programas Sociais do Governo Federal – CadÚnico com renda familiar mensal por pessoa menor ou igual a meio salário-mínimo nacional; (ii) idosos com 65 anos ou mais ou pessoas com deficiência, que recebam o Benefício de Prestação Continuada da Assistência Social – BPC, nos termos dos arts. 20 e 21 da Lei nº 8.742, de 7 de dezembro de 1993; ou (iii) família inscrita no CadÚnico que possua renda mensal menor ou igual a 3 salários mínimos e portador de deficiência ou doença em que o tratamento procedimento médico ou terapêutico requeira o uso continuado de aparelhos, equipamentos ou instrumentos que, para o seu funcionamento, demandem consumo de energia elétrica.

Quanto aos níveis de descontos empregados na Tarifa Social, estabeleceram-se os seguintes descontos:

I - Para a unidade consumidora classificada nas subclasses baixa renda e baixa renda benefício de prestação continuada da assistência social tem direito à seguinte redução na tarifa de energia:

- a) Residências com consumo menor ou igual a 30 kWh/mês têm redução de 65%;
- b) Residências com consumo maior que 30 kWh e menor ou igual a 100 kWh/mês têm redução de 40%;
- c) Residências com consumo maior que 100 kWh e menor ou igual a 220 kWh/mês têm redução de 10%;
- d) Residências com consumo superior a 220 kWh/mês não têm redução;

II - Para unidade consumidora classificada nas subclasses baixa renda indígena e quilombola tem direito a seguinte redução na tarifa de energia:

- a) Residências com consumo menor ou igual a 50 kWh/mês têm redução de 100%;
- b) Residências com consumo maior que 50 kWh e menor ou igual a 100 kWh/mês têm redução de 40%;
- c) Residências com consumo maior que 100 kWh e menor ou igual a 220 kWh/mês têm redução de 10%;
- d) Residências com consumo superior a 220 kWh/mês não têm redução;

III - Em habitações multifamiliares, caracterizadas pela existência de um único medidor de energia e mais de uma família, a redução tarifária deve ser aplicada multiplicando-se cada

limite das parcelas de consumo das unidades consumidoras do tópico I. Caso as habitações se enquadrem no tipo II, a redução tarifária deve ser aplicada multiplicando-se cada limite das parcelas pelo número de famílias que atendam aos critérios de classificação.

2.6 O Potencial Solar Brasileiro

Segundo [Faria, Trigos e Cavalcanti \(2017\)](#), a energia solar é o recurso natural mais abundante da Terra. A energia solar incidindo em 350 km² é maior do que a capacidade de pico de todas as centrais elétricas da Terra. Todavia, entre todas as fontes de energia renovável presentes no sistema elétrico brasileiro, a energia solar fotovoltaica é aquela com a menor capacidade instalada.

Como expressa [Dantas e Pompermayer \(2018\)](#), existem duas formas de gerar energia elétrica a partir dos raios solares, conhecidas como fotovoltaica e heliotérmica. No Brasil, a quantidade de energia produzida por meio da incidência solar ainda não é significativa apesar de seu enorme potencial.

A heliotérmica usa espelhos e lentes para concentrar os raios solares em um ponto focal, aquecendo uma solução que gera vapor e aciona uma turbina para gerar eletricidade. A fotovoltaica, por outro lado, produz energia elétrica por meio de materiais semicondutores, resultando no efeito fotovoltaico, que é a geração de tensão elétrica ou corrente em resposta à exposição à luz.

Quanto à irradiação solar, o Brasil possui maior potencial quando comparado à Europa. Porém, de acordo com [Dantas e Pompermayer \(2018\)](#), o valor de produção deste tipo de energia é muito inferior ao dos países líderes no ranking de produção, como os Estados Unidos, Alemanha e China.

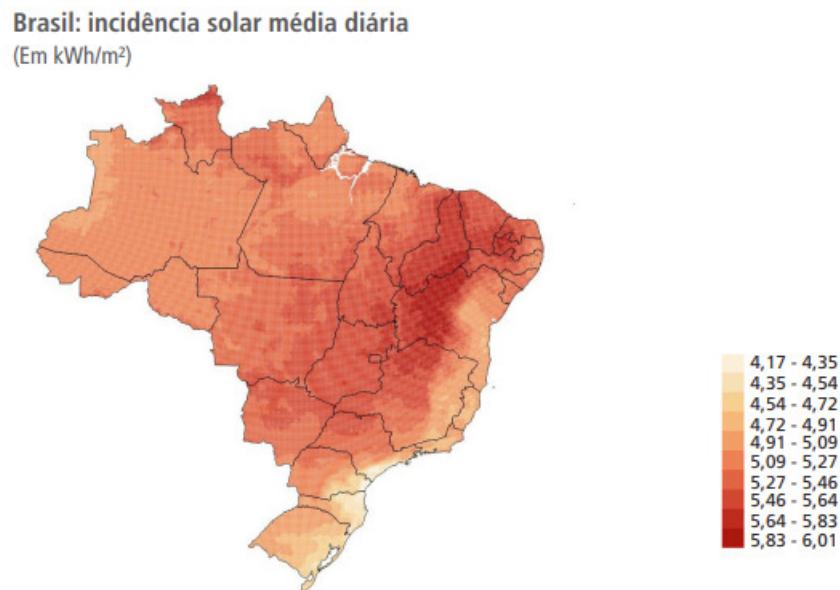
[Rosa e Gasparin \(2016\)](#) fazem uma comparação com outros países que são lideranças na geração de energia através da fonte solar. Por exemplo, a Alemanha possui uma incidência entre 900 a 1.250 kWh/m² ao ano e uma média diária entre 2,5 e 3,5 kWh/m² e a Espanha varia de 1.200 a 1.950 kWh/m² ao ano, correspondendo a 3,28 e 5,3 kWh/m² de média diária.

[Rosa e Gasparin \(2016\)](#) também explicitam que no Brasil, a menor irradiação do país é verificada na região do litoral norte do Estado de Santa Catarina, sendo da ordem de 1.500 kWh/m² anuais, enquanto que a maior taxa de incidência de raios solares é verificada no norte do Estado da Bahia, sendo da ordem de 2.350 kWh/m². Ou seja, o local com a pior taxa de irradiação no país tem mais potencial que o melhor local na Alemanha. A média diária de irradiação ao longo de um ano que incide em qualquer parte do território brasileiro irá variar de 4,1 a 6,5 kWh/m². Segundo [Pereira et al. \(2006\)](#) a irradiação solar média no Brasil é de 5,6 kWh/m², sendo o mesmo valor para a Região Sudeste.

A figura 3 demonstra a incidência solar média diária no Brasil em kWh/m². Pode-se

observar que as regiões de maior incidência são o norte do estado de Minas Gerais e da Bahia.

Figura 3 – Incidência solar média diária no Brasil



Fonte: CPTEC e INPE (2016) *apud*. Dantas e Pompermayer (2018)

O potencial brasileiro para a geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis é de 172 GW para a fonte hídrica (sendo mais de um terço na região amazônica), 440,5 GW para a fonte eólica, 28.519 GW para a fonte solar em projetos centralizados e 164,1 GW para essa fonte em projetos residenciais de geração distribuída. A título de comparação, atualmente, a capacidade instalada de geração de energia elétrica no Brasil é de aproximadamente 176 GW. Portanto, são enormes as possibilidades de investimentos para suprir as necessidades do país por meio das fontes renováveis, particularmente com a utilização dos recursos solar e eólico. (BEZERRA, 2021). Ainda segundo Bezerra (2021), A capacidade instalada de geração solar fotovoltaica no Brasil correspondia a 8,9 GW, sendo 3,3 GW em projetos centralizados e 5,6 GW em geração distribuída, em dados de 2021.

Em termos de características favoráveis para o desenvolvimento da tecnologia fotovoltaica Faria, Trigo e Cavalcanti (2017) ressaltam que o Brasil tem altos níveis de insolação e grandes reservas de quartzo de qualidade, que podem gerar importante vantagem competitiva para a produção de silício com alta pureza, células solares e módulos, que são produtos com alto valor agregado.

2.7 A Tecnologia Solar Fotovoltaica

As primeiras experiências com dispositivos fotovoltaicos remontam ao ano de 1839, com a descoberta por Becquerel, um físico e cientista francês, de uma tensão elétrica resultante da ação da luz sobre um eletrodo metálico imerso em uma solução química (VILLALVA, 2012).

A energia solar fotovoltaica é definida como a energia gerada através da conversão direta da radiação solar em eletricidade. Isto se dá, por meio de um dispositivo conhecido como célula fotovoltaica que atua utilizando o princípio do efeito fotoelétrico ou fotovoltaico (IMHOFF, 2007).

Segundo Severino e Oliveira (2010) *apud* Almeida et al. (2015), o efeito fotovoltaico é gerado através da absorção da luz solar, que ocasiona uma diferença de potencial na estrutura do material semicondutor.

Rocha e Rodrigues (2019) explicam que quando um átomo recebe energia externa, faz com que os elétrons de valência se tornem elétrons livres que formam uma banda de condução que pode se movimentar pelo material. Ao se aplicar um campo elétrico ao material, são os elétrons livres que, ao se movimentarem, geram a corrente elétrica. Quanto maior a energia necessária para os elétrons de valência se movimentarem, maior é a resistência elétrica do material.

Ainda de acordo com Rocha e Rodrigues (2019), a condutividade elétrica indica a facilidade com que um material conduz corrente elétrica e é o inverso da resistividade. Em função dos valores de condutividade ou de resistividade, os materiais podem ser classificados como: condutores, semicondutores e isolantes.

O efeito fotovoltaico consiste na transformação de energia solar em energia elétrica, ou seja, na transformação de energia que proporcionam os fótons (partículas de luz) incidentes sobre os materiais semicondutores, em eletricidade. Dentre os materiais mais utilizados destaca-se o silício, que produz uma corrente elétrica quando atingidos pela radiação luminosa (VALENTE, 2011). Ainda segundo Valente (2011), a primeira geração de células fotovoltaicas teve início em 1954 quando os laboratórios Bell, através de testes a materiais semicondutores, descobriram acidentalmente que o silício dopado era extremamente sensível à luz.

2.7.1 Tecnologias Fotovoltaicas

2.7.1.1 Células Fotovoltaicas

O silício (Si) é o principal material na fabricação das células fotovoltaicas (FV), e se constitui como o segundo elemento químico mais abundante na terra. Ele tem sido explorado sob diversas formas: cristalino, policristalino e amorfo (CEMIG, 2012).

CEPEL (2014) *apud* Almeida et al. (2015) cita que existem três tipos de tecnologias aplicadas na produção de células fotovoltaicas. A primeira geração é composta por silício cristalino (c-Si), que se subdivide em silício monocristalino (m-Si) e silício policristalino (p-Si), representando 85% do mercado, por ser uma tecnologia mais eficiente e de melhor, consolidação e confiança.

A segunda geração, também chamada de filmes finos, é dividida em três cadeias: silício amorfo (a-Si), disseleneto de cobre, índio e gálio (CIGS) e telureto de cádmio (CdTe). E a terceira

geração é composta por células que permitem uma utilização mais eficiente da luz solar que as células baseadas em um único band-gap eletrônico. De forma geral, a terceira geração deve ser altamente eficiente, possuir baixo custo/watt e utilizar materiais abundantes e de baixa toxicidade (ALMEIDA et al., 2015).

Conforme Villalva (2012), para a última geração, foi desenvolvida a tecnologia de células híbridas, que segundo resulta da combinação de uma célula convencional com outra célula de filme fino, acrescida de uma fina camada de silício sem impurezas.

Ainda segundo Villalva (2012), a célula híbrida distingue-se das células solares cristalinas pela maior produção de energia em elevadas temperaturas. Essa tecnologia não apresenta degradação da eficiência devido ao envelhecimento pela exposição à luz, como ocorre nos filmes finos de silício amorfo. Além disso, a célula híbrida consome pouca energia e pouca matéria-prima em sua fabricação, tornando seu custo atraente.

2.7.2 Comparação entre as diferentes tecnologias

Villalva (2012) faz uma comparação entre algumas tecnologias fotovoltaicas existentes, mostrando que as células e os módulos de silício mono e policristalinos, com exceção das células híbridas, são os que apresentam maior eficiência de conversão. Ela cita que algumas tecnologias têm custo mais reduzido, porém os módulos e as células apresentam menor eficiência na conversão da energia solar em eletricidade, conseqüentemente exigindo mais área instalada para a produção de energia.

Conforme apresentado na tabela 2, as células fotovoltaicas de maior eficiência em módulos comerciais são as células de silício monocristalino e as células híbridas.

Tabela 2 – Comparação da eficiência de diversos modelos de células fotovoltaicas

Material da Célula Fotovoltaica	Eficiência em laboratório	Eficiência da célula comercial	Eficiência dos módulos comerciais
Silício monocristalino	24,7%	18,0%	14,0%
Silício policristalino	19,8%	15,0%	13,0%
Silício cristalino de filme fino	19,2%	9,5%	7,9%
Silício amorfo	13,0%	10,5%	7,5%
Silício micromorfo	12,0%	10,7%	9,1%
Célula solar híbrida	20,1%	17,3%	15,2%
CIS, GIGS	18,8%	14,0%	10,0%
Telureto de Cádmio	16,4%	10,0%	9,0%

Fonte: Villalva (2012)

2.7.2.1 Inversores

Conforme Silva (2021) para que a energia produzida através dos painéis solares possa ser utilizada pelo consumidor final, ela precisa ser transformada de corrente contínua (CC) para corrente alternada (CA), tarefa essa executada pelos inversores fotovoltaicos. Além disso, esses

inversores também têm a função de conectar os sistemas de painéis solares à rede de distribuição de energia.

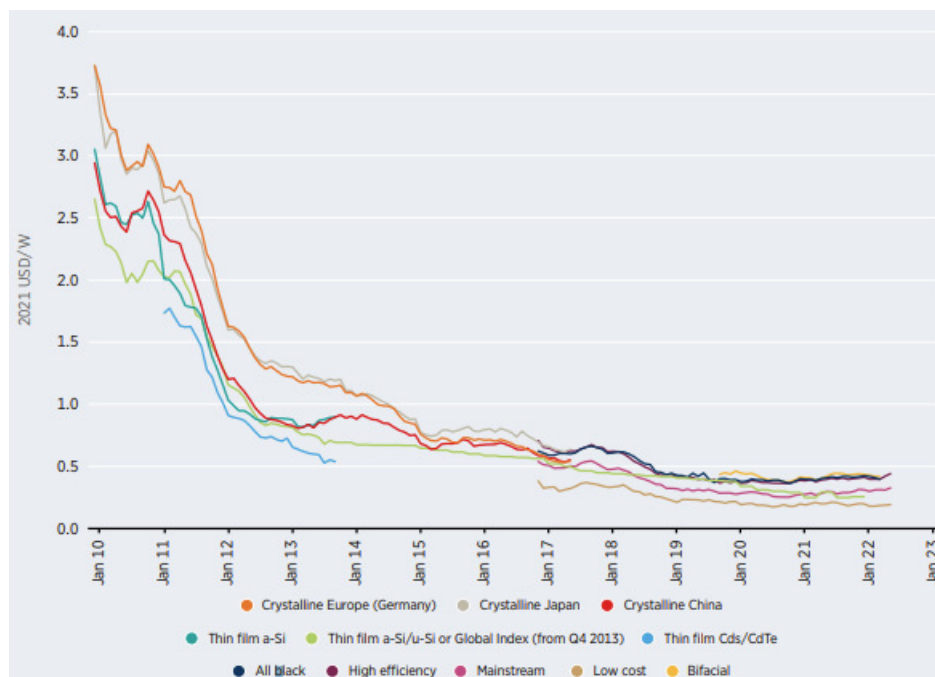
Dantas e Pompermayer (2018) também evidenciam que um dos principais componentes de um sistema FV é o inversor de frequência. Sua função é transformar a corrente contínua que é gerada pelas placas solares em corrente alternada, que pode ser usada pelos aparelhos elétricos convencionais.

Silva (2021) *apud*. Rampinelli, Krenzinher e Romero (2013) citam que para evitar escassez de energia, é crucial que haja uma correspondência apropriada entre o inversor e o sistema. Portanto, é essencial que o dimensionamento do conjunto seja realizado de maneira que não haja excesso nem falta de energia.

2.8 Custos técnico-econômicos dos sistemas FV no Brasil

Segundo o relatório do IRENA (2022) e apresentado na figura 4, mundialmente, o custo nivelado de eletricidade de usinas fotovoltaicas diminuiu em 88% entre 2010 e 2021, passando de \$0,417/kWh para \$0,048/kWh. O custo médio global de capacidade instalada também diminuiu nesse período, sendo 82% menor na comparação entre 2010 e 2021 conforme apresentado na figura 4. Em relação aos módulos de silício cristalinos também registrou-se redução nos preços em uma faixa de 88% a 95%. Ainda segundo o IRENA (2022), principal fator para diminuir do custo nivelado de energia fotovoltaica foi o declínio do preço dos módulos solares.

Figura 4 – Média Anual Global dos Preços de Módulos Fotovoltaicos por Tecnologia

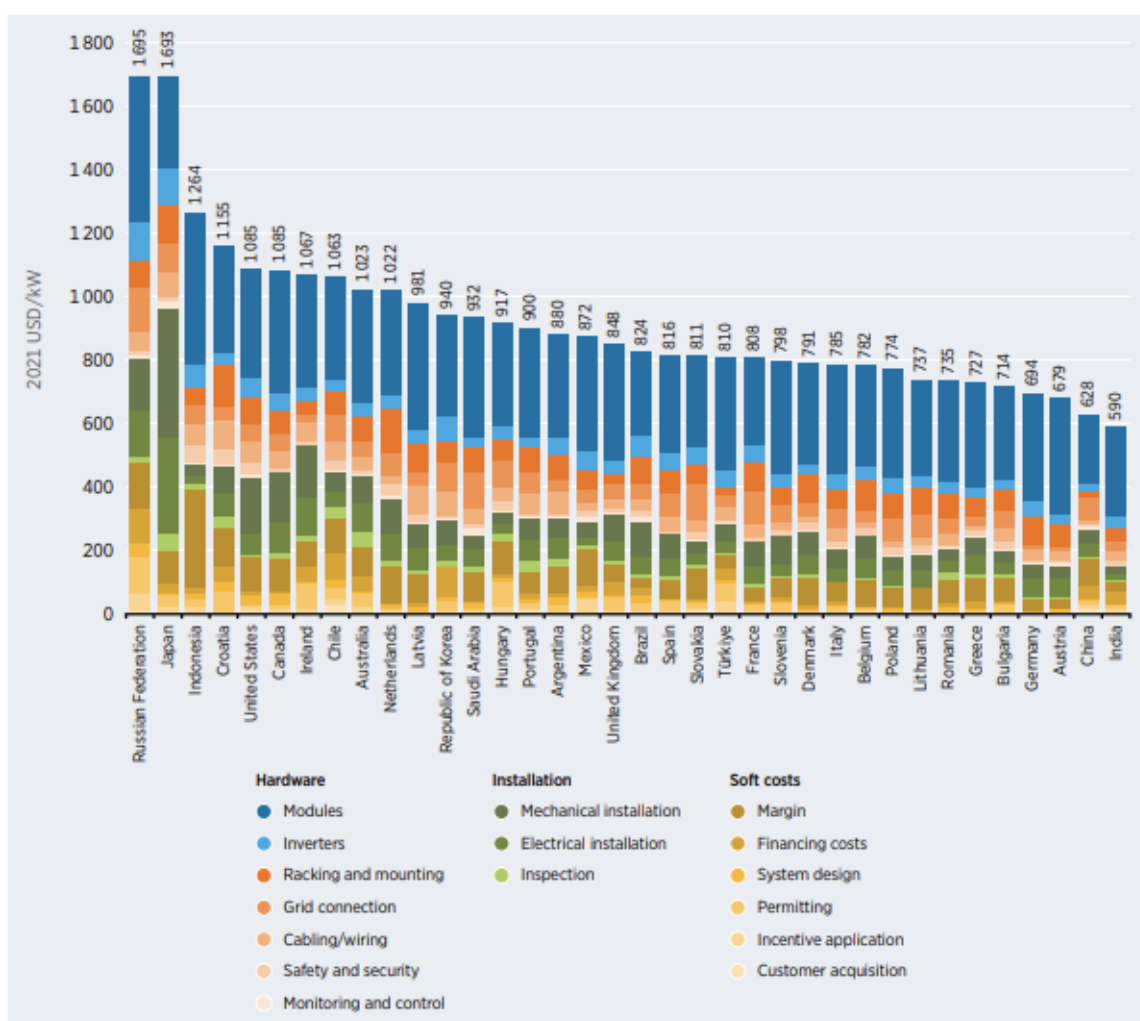


Fonte: IRENA (2022)

Como apresentado na figura 5, os custos do silício continuam sendo o principal contri-

buinte dos custos dos módulos fotovoltaicos (FV), mas o desafiador ambiente econômico de 2021 também viu um aumento nos custos de outras commodities utilizadas na fabricação de módulos FV. O aumento dos custos de prata, cobre, alumínio e vidro, juntamente com aumentos de preços em outras entradas de custo, como eletricidade e outras fontes de energia, também tiveram um papel importante. Isso significou que o esforço contínuo da indústria em inovação de processamento e redução da utilização de materiais muitas vezes não foi suficiente para manter a redução de custos observada nos anos anteriores (IRENA, 2022). Ainda segundo o IRENA (2022), esses efeitos foram agravados pela por outros desafios logísticos relacionados à pandemia.

Figura 5 – Composição dos custos de um Sistema FV por País



Fonte: IRENA (2022)

A figura 6 demonstra que entre 2013 e 2021 a média anual dos preços dos módulos fotovoltaicos diminuiu 65% no Brasil.

Figura 6 – Média Anual dos Preços de Módulos Fotovoltaicos Entre 2013 e 2021 por País



Fonte: IRENA (2022)

Segundo dados do IRENA (2022), o maior impacto nos custos de um sistema FV no Brasil são aqueles relacionados ao valor dos módulos fotovoltaicos. Entretanto, conforme mostrado na figura 6, o preço dos módulos fotovoltaicos vêm diminuindo na última década. Desde o início dessa série histórica houve queda 66% para esses custos no Brasil.

Para avaliar a atratividade da energia fotovoltaica, é fundamental conhecer o custo dos equipamentos, de instalação e manutenção. Para isso, é necessário analisar previamente a carga desejada do sistema FV, ou seja, quanta energia será produzida por ele (DANTAS; POMPERMAYER, 2018).

Dados da EPE (2022a) representados na tabela 3 indicam que o custo de aquisição (CAPEX) de um sistema fotovoltaico no Brasil custa de R\$ 2.500 a R\$ 5.000 por kW e o custo de operação e manutenção é de cerca de R\$ 50,00 por kW a cada ano.

Tabela 3 – Parâmetros Econômicos Energia Solar Fotovoltaica

Tipo de Oferta	Vida útil econômica (anos)	Faixas de CAPEX min e máx (R\$/kW)	Fator de Capacidade Médio	O&M (R\$/kW/ano)	Média de Encargos (R\$/kW/ano)	Tempo médio de desbolsamento (meses)
Solar fotovoltaica	25	2.500 a 5.000	30% - 31 %	50	137,5	12

Fonte: EPE (2022)

Com os custos de implementação definidos, Dantas e Pompermayer (2018) apresentam a equação 2.1 para calcular o valor da energia produzida pelo sistema FV utilizando o total de gastos iniciais e de manutenção divididos pelo total de energia produzida.

$$Custo_{unitario} = \frac{\sum_{i=0}^N [(Inv_i + O\&M_i) * (1 + taxa)^{-i}]}{\sum_{i=0}^N [(EP * (1 - \eta_i)) * (1 + taxa)^{-i}]} \tag{2.1}$$

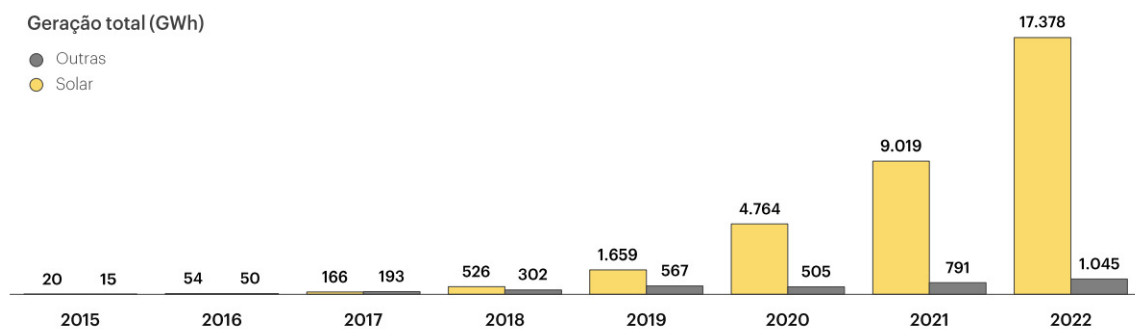
- N: Número de anos considerados;

- Inv : é o investimento no ano i ;
- $O\&M$: é o custo de operação e manutenção no ano i ;
- η : é o fator de decaimento anual da eficiência da placa;
- $taxa$: é a taxa de desconto ao ano.

2.9 Expansão da capacidade FV distribuída instalada no Brasil

Dados da [EPE \(2023\)](#) apontam um histórico de evolução positivo das MMGD's no Brasil. Conforme a figura 7, nos últimos 5 anos ocorreu um crescimento expressivo das MMGD's com ênfase na participação da modalidade fotovoltaica que nesse período apresentou um aumento de geração de energia em mais de 10 vezes.

Figura 7 – Evolução da MMGD Fotovoltaica.



Fonte: [EPE \(2023\)](#)

A modalidade de Micro e Minigeração distribuída (MMGD) surpreende com seus números a cada ano. Em 2020, pela primeira vez, a tecnologia fotovoltaica distribuída liderou a adição de capacidade instalada no ano, com 2,5 GW instalados, superando os números de todas as outras tecnologias, inclusive de geração centralizada ([EPE, 2022a](#)).

Segundo o [EPE \(2022b\)](#), no ano de 2020 a micro e mini geração distribuída atingiu 9.810 GWh com uma potência instalada de 8.965 MW, com destaque para a fonte solar fotovoltaica, com 9.019 GWh e 8.771 MW de geração e potência instalada respectivamente.

Em 2021, a modalidade de MMGD continuou se desenvolvendo em ritmo forte, havendo ultrapassado a marca de 6 GW no primeiro semestre do ano ([EPE, 2022a](#)).

Conforme exposto pela [EPE \(2022b\)](#) no Relatório de Balanço Energético Nacional, a micro e minigeração distribuída de energia elétrica teve seu crescimento incentivado por ações regulatórias, tais como a que estabelece a possibilidade de compensação da energia excedente produzida por sistemas de menor porte (*net metering*).

Segundo EPE (2023), o consumo de energia elétrica no Brasil aumentou em 2,3% e, consequentemente, a oferta interna também teve um aumento em cerca de 1,6% em relação ao ano de 2021. O delta de consumo pode ser visto na tabela 4.

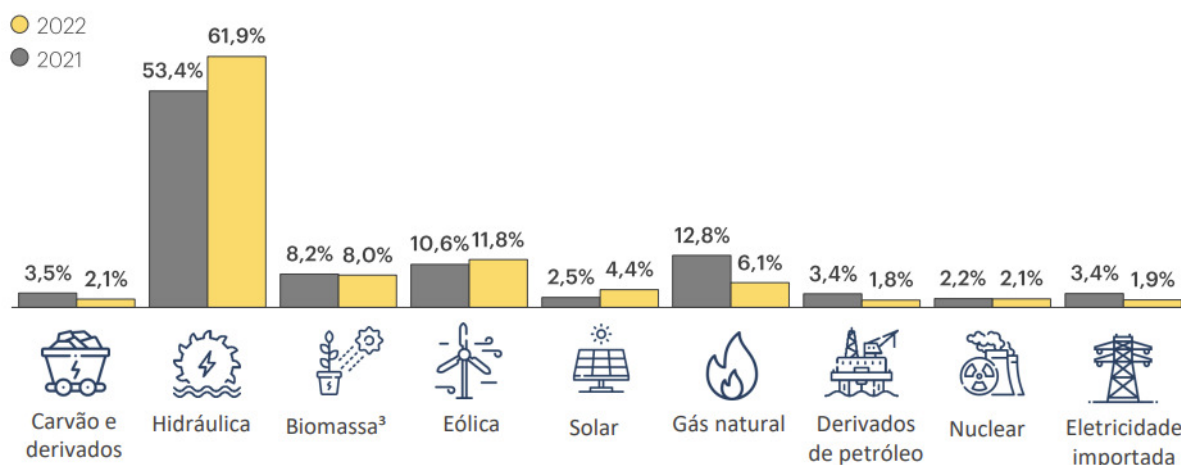
Tabela 4 – Consumo e Oferta Interna de Energia Elétrica nos anos de 2021 e 2022

Valores em TWh	2021	2022	Delta 22/21
Energia Elétrica Disponibilizada	679,2	690,1	1,6%
Centrais Elétricas SP	542,1	551,6	1,8%
Centrais Elétricas APE	114	125,6	10,2%
Importação de Eletricidade	23,1	12,9	-44,2%
Consumo Final	572,8	586,1	2,3%
Perdas (comerciais e técnicas)	106,4	104	-2,3%

Fonte: Adaptado de EPE (2023)

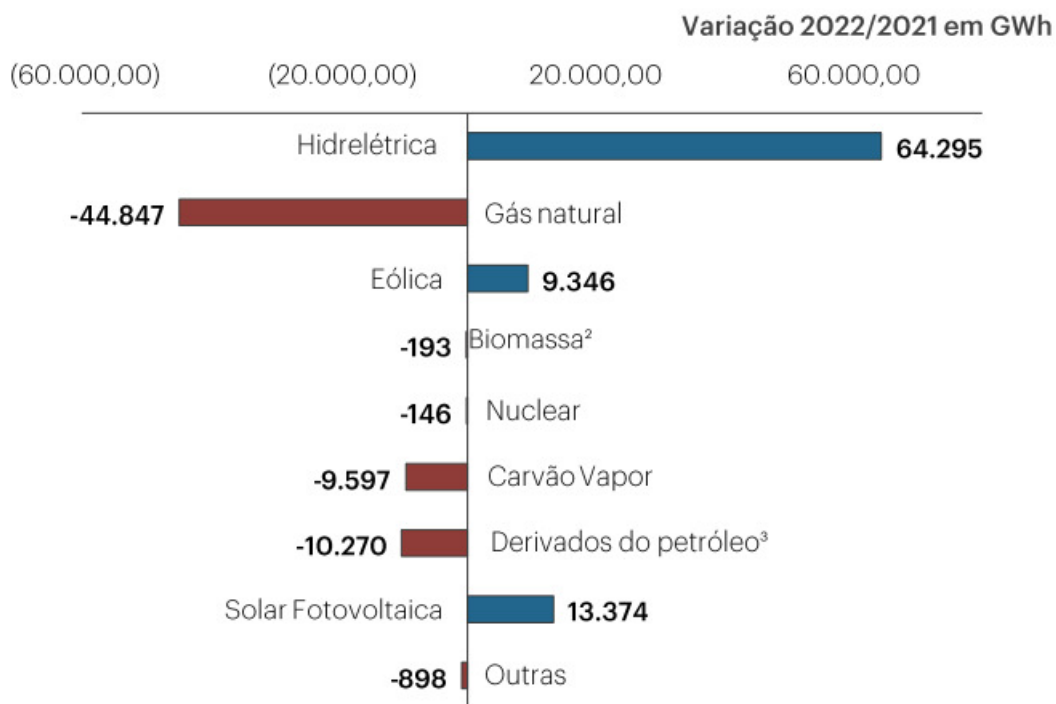
Ainda segundo o Balanço Energético Nacional feito pela EPE (2023), a participação das fontes de energia renováveis na matriz elétrica brasileira do SIN corresponde a 87,9%. Em 2022 a participação da energia solar na matriz elétrica brasileira aumentou 1,9% em relação ao ano anterior, representando 4,4% da oferta de energia do país conforme a figura 8. Ademais a geração de energia solar fotovoltaica passou de 16.751 GWh para 30.126 GWh, resultando em um aumento de 79,8% nesse período. A figura 9 mostra a variação da geração elétrica no Brasil entre o período supracitado.

Figura 8 – Comparação da Matriz Elétrica Brasileira entre os anos de 2021 e 2022



Fonte: EPE (2023)

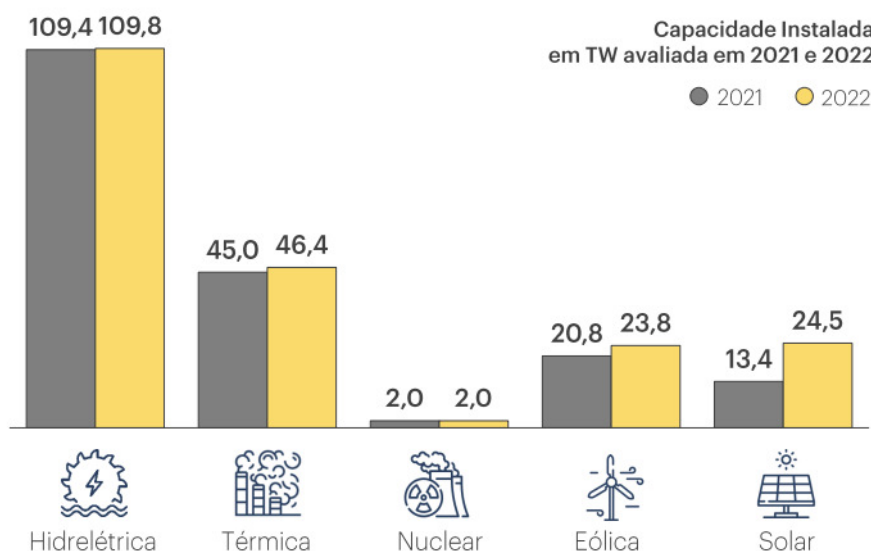
Figura 9 – Variação da Geração Elétrica no Brasil por fonte entre 2021 e 2022



Fonte: EPE (2023)

Em termos de capacidade instalada, em 2022 houve um aumento de 8,3% em relação ao ano anterior, com destaque para a geração eólica e solar. A capacidade instalada de energia solar teve o maior aumento dentre as outras fontes sendo 82,4% maior em relação ao ano de 2021 (EPE, 2023).

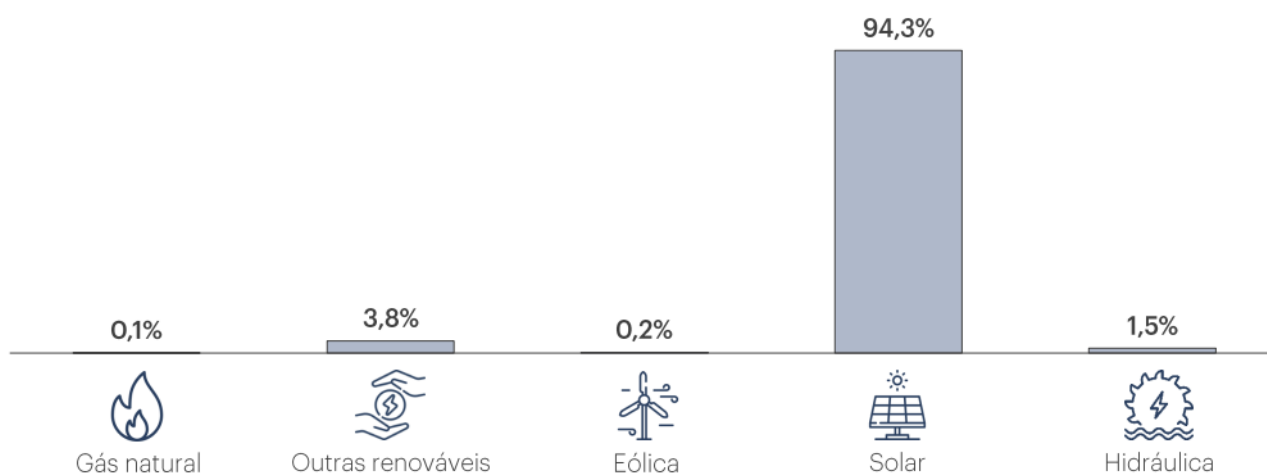
Figura 10 – Capacidade Instalada por Fonte.



Fonte: EPE (2023)

Concomitantemente e ainda conforme a [EPE \(2023\)](#), a micro e mini geração distribuída apresentou um aumento de 88% em 2022 em relação a 2021, com a energia solar fotovoltaica representando 94,3% da desse tipo de geração, sendo novamente a principal fonte responsável pelo aumento registrado na MMGD conforme pode-se ver na figura 11. Ao longo dos anos, o ritmo de crescimento da energia solar fotovoltaica entre as MMGD's é superior às outras fontes com a MMGD FV atingindo 17.066 MW de potência instalada e 17.378 GWh em 2022 conforme a figura e 7.

Figura 11 – Micro e Minigeração distribuída em 2022.



Fonte: [EPE \(2023\)](#)

A [EPE \(2022a\)](#), no Plano Decenal de Energia, 2031 declara que alta qualidade dos recursos energéticos do Brasil, as altas taxas de eletricidade e um sistema de compensação de crédito altamente benéfico tornaram os investimentos em produção própria de energia altamente lucrativos no país. Isso resultou em um grande investimento em sistemas de Micro e Minigeração Distribuída (MMGD), não apenas de consumidores residenciais, mas também de agricultores, varejistas, bancos e indústrias, tanto em locais específicos quanto em locais remotos.

2.10 Impactos no Sistema Interligado Nacional (SIN)

De acordo com a [EPE \(2022a\)](#), excelência dos recursos energéticos do país, juntamente com as altas tarifas de eletricidade e um sistema de compensação de créditos muito vantajoso, fez com que investir em geração própria se tornasse altamente lucrativo no Brasil. Isso incentivou não somente consumidores domésticos, mas também agricultores, redes de varejo, bancos e setores industriais a apostarem em sistemas de MMGD, seja em modalidades locais ou remotas.

O Plano Decenal de Energia da [EPE \(2022a\)](#) destaca que o grande número de instalações recentes gerou preocupações sobre a sustentabilidade das regras estabelecidas na Resolução Normativa ANEEL REN nº 482 de 2012. As empresas distribuidoras de energia têm custos

fixos e variáveis inclusos em suas tarifas, e ao gerar sua própria energia, o consumidor reduz sua conta de energia e, conseqüentemente, deixa de contribuir para essas duas componentes de custo e não os reduz visto que ele continua fazendo uso da rede. Dessa maneira, os custos fixos são repassados aos demais consumidores do Sistema Interligado Nacional (SIN) por meio do aumento da tarifa. Diante o exposto, o PDE explica que o modelo de compensação deveria passar por uma revisão.

Conforme a [EPE \(2022a\)](#), a revisão da regulamentação da MMSGD está ocorrendo em diversos outros países além do Brasil. Muitos países como a Alemanha, Austrália, Japão e Reino Unido reduziram ou extinguiram as tarifas-prêmio pagas aos geradores pela energia injetada na rede. Outros países como o Estados Unidos em Nevada, aumentaram o valor da tarifa fixa. Na Califórnia passaram a cobrar uma tarifa dinâmica dos consumidores com GD. Na Bélgica implementaram uma taxa anual aos geradores.

De acordo com a [EPE \(2022a\)](#), o mecanismo de compensação de energia no Brasil estava sendo revisto pela ANEEL em 2019 e no final 2020 Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) apresentou diretrizes para a formulação e implementação de políticas públicas voltadas à MMSGD.

Ainda segundo a [EPE \(2022a\)](#), com base nas orientações do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), em agosto de 2021, o substitutivo do Projeto de Lei (PL) 5829/2019, que estabelece o Marco Legal da Micro e Minigeração Distribuída, foi aprovado na Câmara dos Deputados com ampla maioria. Após ser aprovado pelo Senado e sancionado pelo Presidente, o Projeto de Lei se transformou na Lei n. 14.300 que está detalhada no capítulo 2.4.4.

A Lei n. 14.300 de 2022 traz luz sobre o provável cenário regulatório para a MMSGD. No entanto, ainda há incertezas relacionadas com a remuneração da energia injetada na rede a partir de 2029, decorrentes do cálculo de benefícios da MMSGD para o setor elétrico. Essa definição deve ocorrer em até 18 meses a partir da publicação da Lei ([EPE, 2022a](#)).

Embora os impactos na remuneração pela injeção da energia produzida na rede só ocorram a partir de 2029, a definição dessa questão provavelmente influenciará os investimentos ao longo da década. Dado o grau de incerteza em relação aos benefícios que serão calculados para a Micro e Minigeração Distribuída (MMSGD), foram criados diversos cenários com diferentes variações desse fator.

Tabela 5 – Resumo dos resultados de projeção para a MMGD

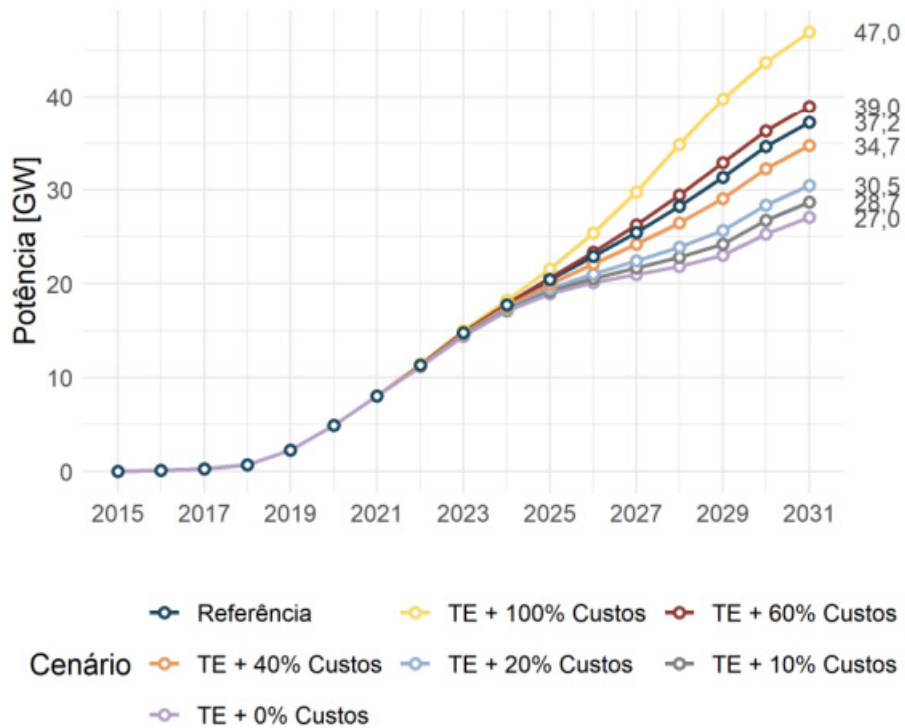
Cenários	Adotantes (2031) Milhões	Potência (2031) GW	Geração (2031) GWméd.	Investimentos (2022 a 2031) R\$ Bilhões
TE + 100% Custo	5,0	47,0	10,6	168
TE + 60% Custo	4,3	39,0	8,2	129
Referência	4,2	37,2	7,2	122
TE + 40% Custo	4,0	34,7	6,9	109
TE + 20% Custo	3,6	30,5	5,6	88
TE + 10% Custo	3,4	28,7	5,2	80
TE + 0% Custo	3,2	27,0	4,8	73

Fonte: Adaptado do Plano Decenal de Energia 2031 - EPE (2022a)

O Cenário de Referência para a expansão da Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) no Plano Decenal de Energia 2031 considera apenas a cobrança de 100% da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) junto da tarifa de energia (TE) a partir de 2029. Isso significa que para esse cenário aproximadamente 50% dos custos relacionados a Encargos, Transmissão, Perdas e Outros serão compensados por meio dos benefícios oferecidos pela geração distribuída.

A imagem 12 ilustra a evolução da capacidade instalada para cada cenário e na sequência é apresentado um detalhamento do cenário Referência. À medida em que a compensação dos custos de encargos, transmissão e perdas é maior, a projeção de crescimento da capacidade instalada das MMGD's aumenta.

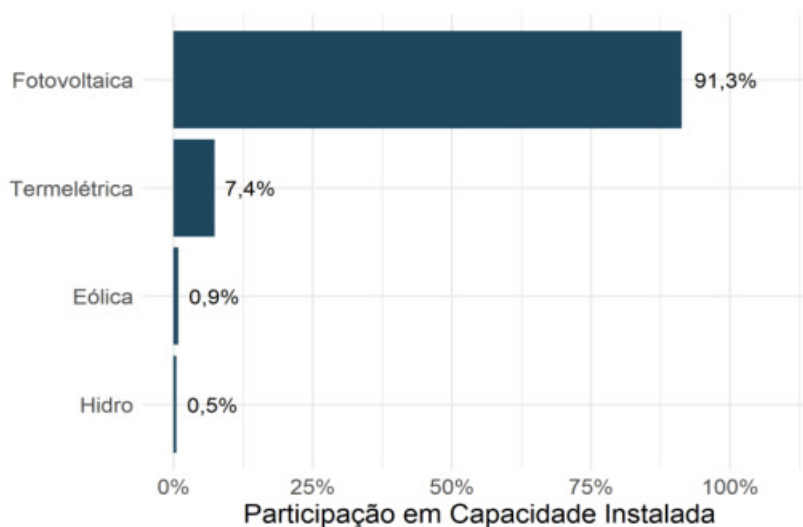
Figura 12 – Projeção da Capacidade Instalada de MMGD por Compensação de Custos



Fonte: EPE (2022a)

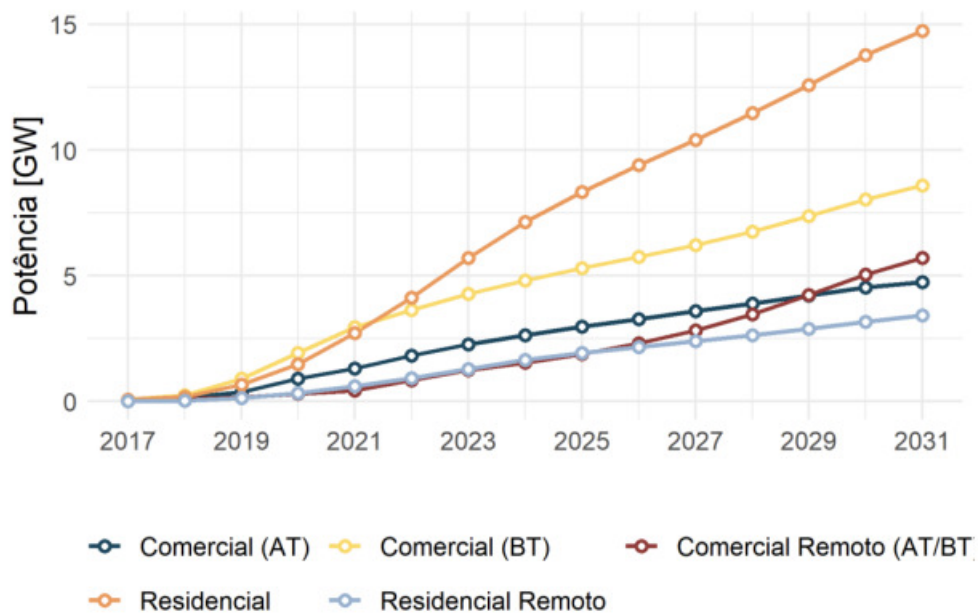
Conforme o EPE (2022a) explicita nas figuras 13 e 14, em 2031 a maior parte da capacidade instalada das MMGD's será fotovoltaica e predominantemente no setor residencial representando 15GW de potência.

Figura 13 – Distribuição da capacidade instalada no Cenário Referência por fonte em 2031



Fonte: EPE (2022a)

Figura 14 – Distribuição da capacidade instalada no Cenário Referência por segmento em 2031



Fonte: EPE (2022a)

3 Modelagem de Cenários Energéticos para Expansão FV Solar em Ouro Preto

3.1 Metodologia

A metodologia desse estudo é de natureza aplicada, seguindo uma abordagem quantitativa por meio da coleta, modelagem, simulação e análise dos dados, tendo um objetivo de caráter exploratório.

Para esta monografia foram selecionadas fontes bibliográficas na área de PEI e energia solar fotovoltaica, além de dados provenientes das principais organizações que realizam o estudo do setor fotovoltaico em escala nacional e global.

Dessa maneira, de acordo com a metodologia da coleta de dados desse estudo, o modelo que melhor se adequa é o *bottom-up*, porque além de fornecer uma descrição detalhada da estrutura tecnológica e do uso de energia, essa abordagem oferece uma visão analítica para comparar tecnologias, desempenhos energéticos, custos e políticas relacionadas à energia. [Pereira et al. \(2006\)](#) *apud* [Januzzi e Swisher \(1997\)](#) citam que o modelo *top-down* apresenta limitações quando há a necessidade de avaliar detalhadamente as tecnologias envolvidas.

A abordagem de pesquisa pelo modelo "*bottom-up*" é uma metodologia de pesquisa que envolve a coleta de dados em nível micro, ou seja, a partir da observação de casos específicos ou da análise de dados brutos e, em seguida, a construção de conclusões mais abrangentes a partir dessas informações.

O trabalho consiste na elaboração de um Planejamento Energético Integrado (PEI) pelo lado da oferta utilizando modelos de otimização. Por meio desse planejamento foi possível construir uma simulação de diferentes cenários com base na coleta de dados de consumo de energia elétrica de moradias de baixa renda.

3.2 Modelagem Energética

Devido à complexidade dos sistemas de energia no mundo real, os modelos devem ser construídos como uma ferramenta para explicar, prever ou controlar o comportamento desses sistemas. Qualquer modelo representa um compromisso entre a realidade e a gerenciabilidade. Isso significa que o modelo deve ser projetado como uma representação aproximada da realidade e deve ser gerenciável, de modo que forneça certos insights ou conclusões que não podem ser obtidos a partir de observações diretas do sistema real devido à sua complexidade. Em geral, os modelos para o projeto de sistemas de energia podem ser classificados com base na abordagem

analítica, nos objetivos da análise, na metodologia, na abordagem matemática, na cobertura geográfica, no horizonte de tempo e nos requisitos de dados (NAKATA et al., 2011).

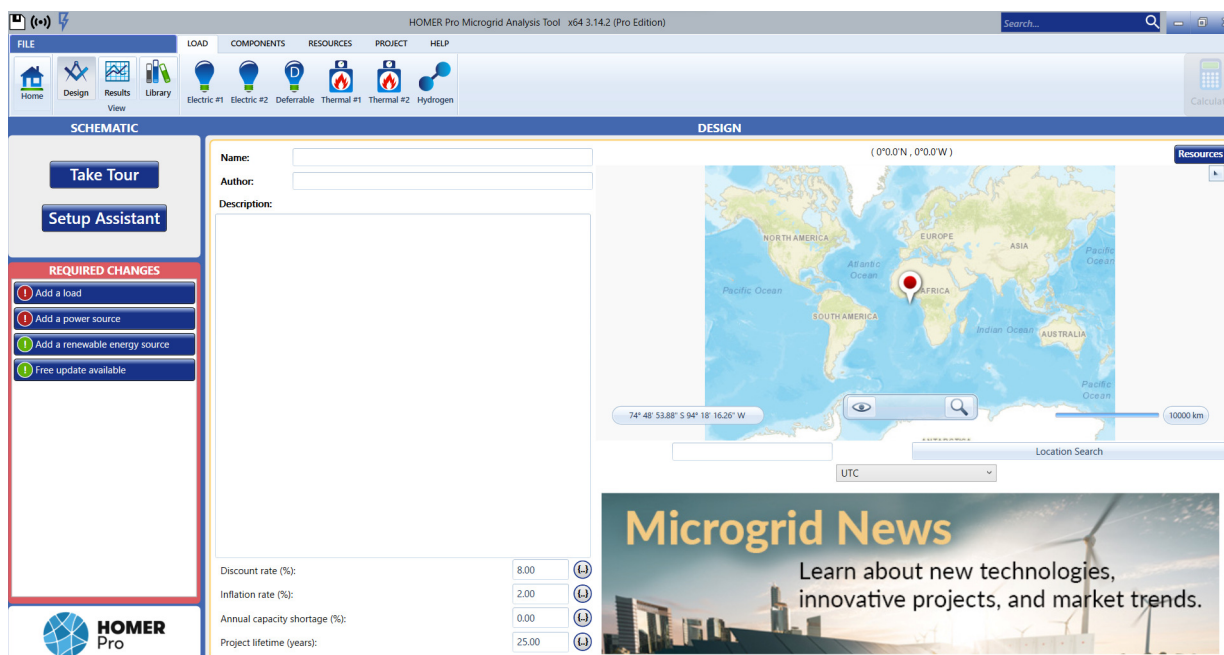
De acordo com Pereira et al. (2005), os modelos de simulação de melhoria determinam ações de custo mínimo para sistemas de energia, levando em conta um conjunto de limitações específicas, como disponibilidade tecnológica, equilíbrio entre a oferta e a demanda, restrições ambientais, investimentos e outras restrições relevantes. Tais modelos de simulação calculam a resposta dos produtores e consumidores de energia diante de flutuações de preços, renda e avanços tecnológicos. O objetivo dos cenários elaborados é guiar a tomada de decisão, especificamente, para simular a melhoria da utilização dos recursos relacionados ao sistema de energia.

3.3 Modelagem de Sistemas Energéticos HOMER

Para a pesquisa realizada neste trabalho foi utilizado o modelo energético chamado HOMER Pro, desenvolvido pela empresa HOMER Energy. Com esse *software* foi possível simular diferentes cenários para o sistema energético de uma casa de baixa renda, assim como para o grupo de consumidores de baixa renda.

De acordo com a desenvolvedora UL Solutions (2022), o Homer Pro é um modelo para analisar sistemas de energia híbridos, tais como sistemas solares, eólicos, hidrelétricos, geotérmicos e de armazenamento de energia. O software permite aos usuários simular, otimizar e analisar a viabilidade técnica e econômica de sistemas de energia renovável para uma variedade de aplicações, tais como residências, edifícios comerciais e industriais, comunidades rurais e remotas, e sistemas de telecomunicações. O modelo permite analisar um sistema viável para todas as combinações de equipamentos que se queira considerar, com foco em micro redes autônomas com destaque na análise de resultados de baixo custo para sistemas de energia remota e micro redes. A figura 15 mostra a tela inicial do *software*.

Figura 15 – Tela inicial do modelo Homer PRO



Fonte: HOMER PRO (2023)

3.4 Sobre Ouro Preto

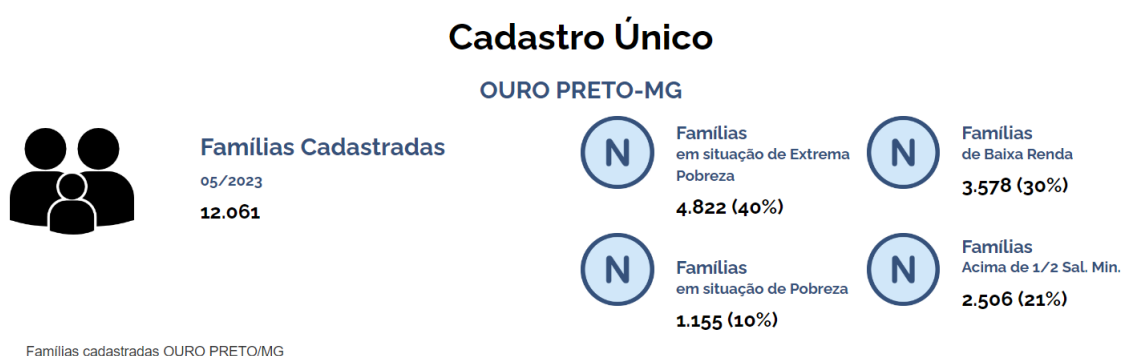
Ouro Preto é uma cidade histórica que está situada a 80 km de Belo Horizonte, capital do Estado de Minas Gerais. Sua origem se remete à criação do Arraial do Padre Faria, fundado pelo bandeirante Antônio Dias de Oliveira, pelo Padre João de Faria Fialho e pelo Coronel Tomás Lopes de Camargo e um irmão deste, por volta de 1698. Devido à junção de vários arraiais, em 1711 a localidade foi elevada à categoria de vila e recebeu o nome de Vila Rica, sendo escolhida como a capital da nova capitania de Minas Gerais. Após a independência do Brasil, Vila Rica recebeu o título de Imperial Cidade e tornou-se oficialmente capital da então província das Minas Gerais e passando a ser designada como Imperial Cidade de Ouro Preto, em 1823 (IBGE, 2022).

Em 1897 Ouro Preto perdeu o status de capital mineira, especialmente por não apresentar alternativas viáveis ao desenvolvimento físico urbano, sendo a sede transferida para o antigo Curral Del'Rey (onde uma nova cidade, Belo Horizonte, planejada e espaçosa, estava sendo preparada). A cidade continuou polarizando seus distritos, sendo, contudo, o município somente a sombra do que foi outrora o Termo de Vila Rica (IBGE, 2022).

Conforme dados da Prefeitura de Ouro Preto (2022), a cidade de Ouro Preto conta com vários distritos: Cachoeira do Campo, Amarantina, Glaura (Casa Branca), São Bartolomeu, Santo Antônio do Leite, Rodrigo Silva, Miguel Burnier, Engenheiro Correia, Santa Rita, Santo Antônio do Salto, Antônio Pereira e Lavras Novas. Dentre esses, muitos têm origem colonial como por exemplo Cachoeira do Campo, São Bartolomeu, Glaura (Casa Branca), Amarantina, Antônio Pereira e Lavras Novas. Os demais tiveram origem devido a atividade comercial.

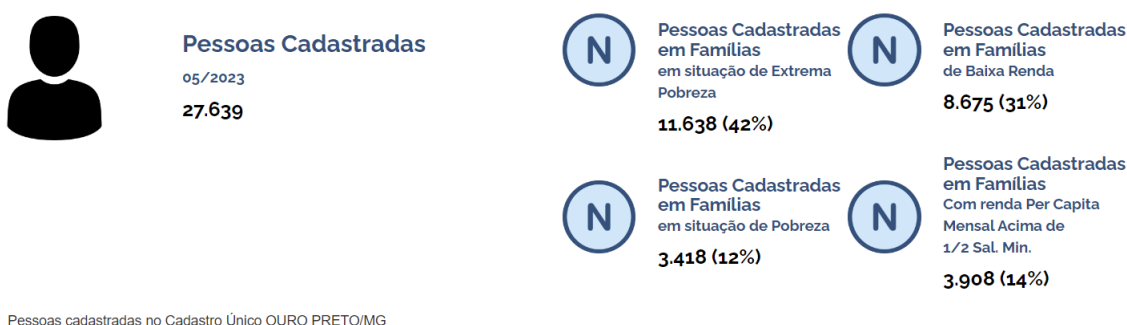
Atualmente, conforme os dados do IBGE (2022), a cidade possui uma população de cerca de 70.000 habitantes, com um PIB per capita de R\$ 42.294,45, salário médio mensal de cerca de 3,1 salários mínimos e uma média de 3,44 moradores em domicílios particulares ocupados. Em termos de desigualdade, a cidade possui um índice de Gini de 0,43. Este índice demonstra o grau de desigualdade em uma população. Segundo o IPEA (2004), o valor zero representa a situação de completa igualdade, enquanto o valor 1 representa a completa desigualdade. Dados retirados do CECAD (2022), demonstram que das 12.061 famílias cadastradas no CAD Único, cerca de 30% pertencem à classe de baixa renda.

Figura 16 – Família Cadastradas no CAD Único



Fonte: CECAD (2022)

Figura 17 – Pessoas Cadastradas no CAD Único



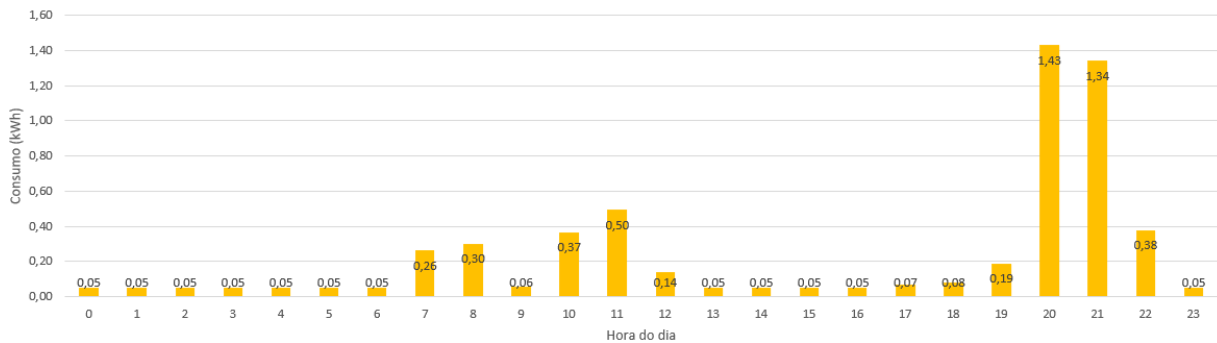
Fonte: CECAD (2022)

3.5 Coleta de Dados e Levantamento do Perfil de Consumo

A coleta de dados para o levantamento do perfil de consumo da população de baixa renda ocorreu a partir da obtenção de informações a nível micro. Desse modo, foram realizadas coletas de contas de energia a fim de saber a média de consumo da família e também uma entrevista para levantar os equipamentos elétricos da residência. Com essas informações foi possível obter a média de consumo mensal de uma residência de baixa renda de 174 kWh/mês e uma média de consumo diário de 5,8 kWh. A partir desses dados, pôde-se elaborar a curva de carga de uma moradia típica de baixa renda conforme a figura 18. Uma curva de carga refere-se à representação

gráfica da variação da carga elétrica ao longo do tempo em um sistema elétrico. Essa curva mostra como a demanda de energia flutua, permitindo análises para otimização e planejamento eficiente da distribuição da eletricidade.

Figura 18 – Curva de Carga de uma Residência de Baixa Renda



Fonte: Elaboração própria

3.6 Cenários e Premissas

Para esse estudo, foram definidos 3 cenários para realizar a simulação e avaliação da viabilidade técnico-econômica para a implementação de micro e minigeração distribuída fotovoltaica compartilhada para as residências de baixa renda.

- Cenário 1: Simulação para um família de Baixa Renda;
- Cenário 2: Simulação para uma família em situação de pobreza;
- Cenário 3: Simulação para uma família em situação de extrema pobreza;

Segundo o [Governo Federal \(2022\)](#), os limites para classificação das famílias em situação de pobreza e de extrema pobreza foram reajustados. Famílias com renda per capita de até R\$ 100 passarão a ser consideradas em situação de extrema pobreza, enquanto aquelas com renda per capita até R\$ 200 serão consideradas em condição de pobreza.

As premissas financeiras foram definidas conforme o [Banco Central \(2023\)](#) para a inflação e taxa Selic no ano de 2023. sendo a primeira de 3% e a segunda 12% a.a. Optou-se por utilizar a taxa de financiamento pelo BNDES, que conforme o [Banco Nacional do Desenvolvimento \(2023\)](#) corresponde a 7% a.a. Considerou-se também o risco de racionamento nulo e um tempo de projeto de 20 anos. Foi adotada uma premissa mais conservadora para o tempo de projeto visto que a vida útil de uma célula fotovoltaica é de 25 anos.

3.6.1 Cenário 1: Simulação para um Família de Baixa Renda

3.6.1.1 Parâmetros da Simulação

I - **Parâmetros Iniciais:** Primeiramente, deu-se um título à simulação e foram inseridos os parâmetros iniciais definidos nas premissas. A taxas (*discount rate*) adotadas foram a taxa de financiamento do BNDES (7%) com a inserção de uma análise de sensibilidade adotando a taxa Selic (12%), c, que é a taxa básica de juros da economia brasileira e serve como base para rentabilidade de investimentos, para se fazer uma simulação comparativa com essa taxa de financiamento e inflação de 4%. O risco de racionamento foi considerado zero e o tempo de projeto de 20 anos adotando-se uma premissa mais conservadora.

A figura 19 representa a tela de inserção dos parâmetros iniciais do projeto como as taxas de financiamento (*discount rate*), inflação e tempo de projeto.

Figura 19 – Parâmetros Iniciais

The screenshot shows the 'Initial Parameters' screen in HOMER PRO. It features a form with the following fields:

- Name:** Simulação Moradores Baixa Renda BNDES
- Author:** Victor Sena
- Description:** (Empty text area)
- Discount rate (%):** 7.00 (with a '2' icon)
- Inflation rate (%):** 4.00 (with a '(-)' icon)
- Annual capacity shortage (%):** 0.00 (with a '(-)' icon)
- Project lifetime (years):** 20.00 (with a '(-)' icon)

Fonte: HOMER PRO

II - **Grid:** No parâmetro Grid foi inserido o valor da tarifa de energia. Com base na tarifa convencional atual, e no consumo mensal que representa a curva de carga de uma moradia de baixa renda (174 kWh/mês), foi feito um cálculo de média ponderada para aplicar os descontos por faixa de consumo e descobrir o valor da tarifa social que o consumidor

deverá pagar. O desconto por faixa de consumo está representado na tabela 6 e o cálculo foi realizado seguindo a equação 3.1.

Tabela 6 – Descontos por Faixa de Consumo

Faixa	Consumo (kWh)	Desconto (%)
1	0 a 30	65
2	31 a 100	40
3	101 a 220	10
4	maior que 220	0

Fonte: Elaboração própria

Utilizando os dados da tabela 7 abaixo foi possível calcular um valor de tarifa social média para ser inserido no parâmetro *Grid Power Price*. Foi aplicado um desconto gradativo de acordo com o consumo utilizando média ponderada.

Tabela 7 – Descontos Aplicados por Faixa de Consumo

Consumo Mensal (kWh)	Consumo por Faixa de Desconto (kWh)	Desconto (x100%)	T = C x PTC x (1-Desconto)
174	30	0,65	9,87
	70	0,4	39,48
	74	0,1	62,604
	0	0	0

Fonte: Elaboração própria

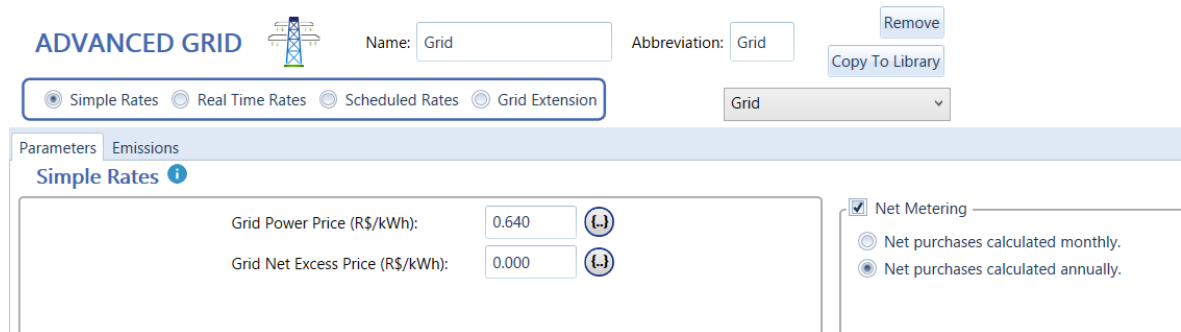
$$T.Socialmédiam = \frac{\sum_{i=1}^n C_n \cdot PTC \cdot (1 - Descontono_n)}{174kWh} \tag{3.1}$$

Em que:

- C_n : Limite máximo de consumo em kWh na faixa n ;
- PTC : Preço da tarifa convencional;
- $Descontono_n$: Desconto aplicado ao consumo na faixa n ;

Considerando o preço da tarifa convencional atual de R\$ 0,94 , usando a equação 3.1 chegou-se a um valor de tarifa social média de R\$ 0,64 com impostos. Portanto, inseriu-se esse valor calculado no parâmetro *Grid Power Price* conforme a figura 20.

Figura 20 – Valor da Tarifa Social Média



Fonte: HOMER PRO

III - **Solar Radiation:** Esse parâmetro é definido inserindo-se a localidade conforme a figura 21 a qual se realizará a simulação: Ouro Preto. A partir disso, o HOMER retorna a taxa de irradiação solar anual do local conforme a figura 22.

Com base na localidade, o *software* retorna a taxa de irradiação solar anual em Ouro Preto. Essa série temporal está descrita na figura 22.

Figura 21 – Definição da Localidade



Fonte: HOMER PRO

Figura 22 – Taxa de Irradiação Solar Anual em Ouro Preto



Fonte: HOMER PRO

IV - **Eletric Load:** Conforme o CECAD (2022) o número de pessoas em famílias de baixa renda no município de Ouro Preto é de 8.675 indivíduos e o número de habitantes por residência é de 3,44. Dessa maneira, dividindo-se a quantidade de pessoas pelo número de habitantes por residência chega-se a um total de 2.522 residências.

Para definir esse parâmetro e obter o consumo total de residências de baixa renda é necessário multiplicar o consumo unitário pelo número de residências.

A figura 23 abaixo mostra, com base nos questionários, o consumo unitário em kWh de uma família de baixa renda ao longo do dia. Multiplicando-se o consumo unitário pelo nº de residências se tem o consumo total do grupo estudado

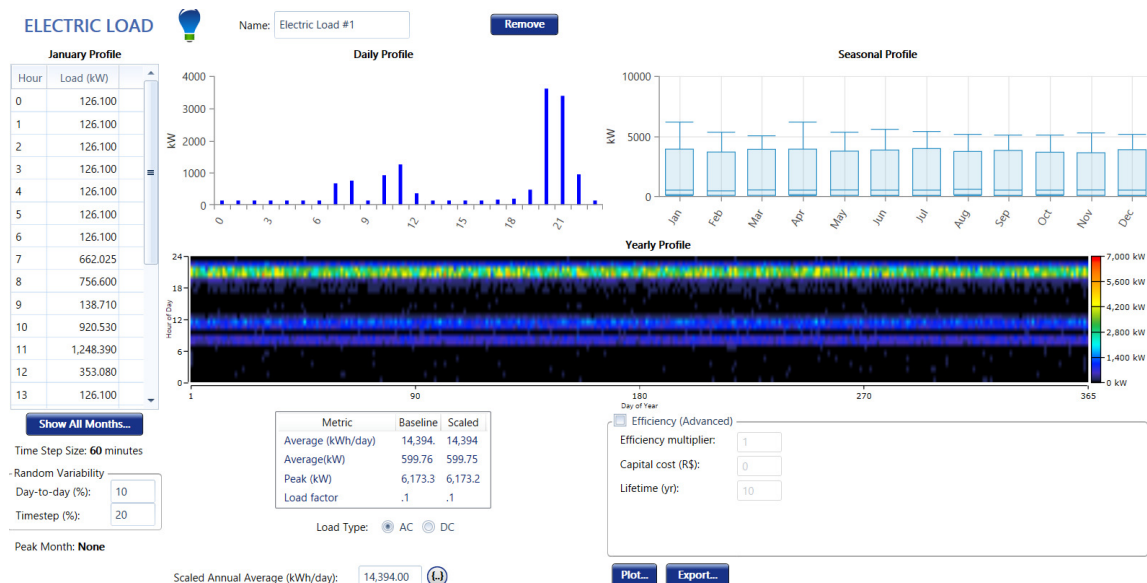
Figura 23 – Consumo Total Residências de Baixa Renda

Hora	nº de residências	Consumo unitário (kWh)	Consumo total (kWh)
0	2522	0,05	126,1
1	2522	0,05	126,1
2	2522	0,05	126,1
3	2522	0,05	126,1
4	2522	0,05	126,1
5	2522	0,05	126,1
6	2522	0,05	126,1
7	2522	0,26	662,025
8	2522	0,30	756,6
9	2522	0,06	138,71
10	2522	0,37	920,53
11	2522	0,50	1248,39
12	2522	0,14	353,08
13	2522	0,05	126,1
14	2522	0,05	126,1
15	2522	0,05	126,1
16	2522	0,05	126,1
17	2522	0,07	176,54
18	2522	0,08	201,76
19	2522	0,19	479,18
20	2522	1,43	3606,46
21	2522	1,34	3379,48
22	2522	0,38	958,36
23	2522	0,05	126,1
CONSUMO TOTAL DIÁRIO (kWh)		5,708	14394,315

Fonte: Elaboração própria

Inserindo os dados de consumo total o software elabora a curva de carga das residências de baixa renda como está demonstrado na figura 24.

Figura 24 – Parâmetro Eletric Load no HOMER



Fonte: Elaboração própria

Dessa maneira, o software elabora a curva de carga das residências de baixa renda.

V - **Converter and Photovoltaics (PV):** Por fim, define-se os custos de aquisição, troca e manutenção e também a vida útil do conversor e das placas fotovoltaicas.

Para o conversor, conforme figura 25 definiu-se um custo de aquisição de substituição de R\$1.000,00, sendo seu custo de operação e manutenção anual 5% do valor do custo de aquisição: R\$50,00. A vida útil de um conversor foi definida em 15 anos com 95% de eficiência.

Figura 25 – Parâmetros do Conversor

The screenshot shows the 'System Converter' configuration in HOMER PRO. The 'Properties' section includes: Name: System Converter, Abbreviation: Converter, and website: www.homerenergy.com. The 'Costs' table is as follows:

Capacity (kW)	Capital (R\$)	Replacement (R\$)	O&M (R\$/year)
1	R\$1,000.00	R\$1,000.00	R\$50.00

The 'Inverter Input' section shows: Lifetime (years): 15.00, Efficiency (%): 95.00, and 'Parallel with AC generator?' checked. The 'Rectifier Input' section shows: Relative Capacity (%): 100.00, Efficiency (%): 95.00.

Fonte: HOMER PRO

Conforme citado na seção 2.8, o custo de uma placa fotovoltaica varia entre R\$2.500,00 a R\$5.000,00. Como a simulação será feita para um grande volume de residências e utilizando o financiamento do BNDES o definiu-se o custo de aquisição e substituição mais baixo de R\$ 2.500,00 e o custo de operação e manutenção anual de R\$ 12,50 que representa 0,5% do custo de aquisição. Definiu-se também a vida útil de 20 anos. Veja a figura ??.

Figura 26 – Parâmetros das Placas Fotovoltaicas

The screenshot shows the 'Generic flat plate PV' configuration in HOMER PRO. The 'Properties' section includes: Name: Generic flat plate PV, Abbreviation: PV, and website: www.homerenergy.com. The 'Cost' table is as follows:

Capacity (kW)	Capital (R\$)	Replacement (R\$)	O&M (R\$/year)
1	2,500.00	2,500.00	12,50

The 'Sizing' section has 'HOMER Optimizer' selected. The 'Site Specific Input' section shows 'Derating Factor (%)': 80.00.

Fonte: HOMER PRO

3.6.2 Cenário 2: Simulação para um Família em Situação de Pobreza

3.6.2.1 Parâmetros da Simulação

Para a simulação deste cenário foram mantidos os mesmos parâmetros I, II, III e V do cenário 1, havendo apenas alteração no parâmetro IV *Electric Load*. A mudança desse parâmetro

ocorreu no número de residências de família em situação de pobreza e conseqüentemente no consumo total e na curva de carga desse grupo.

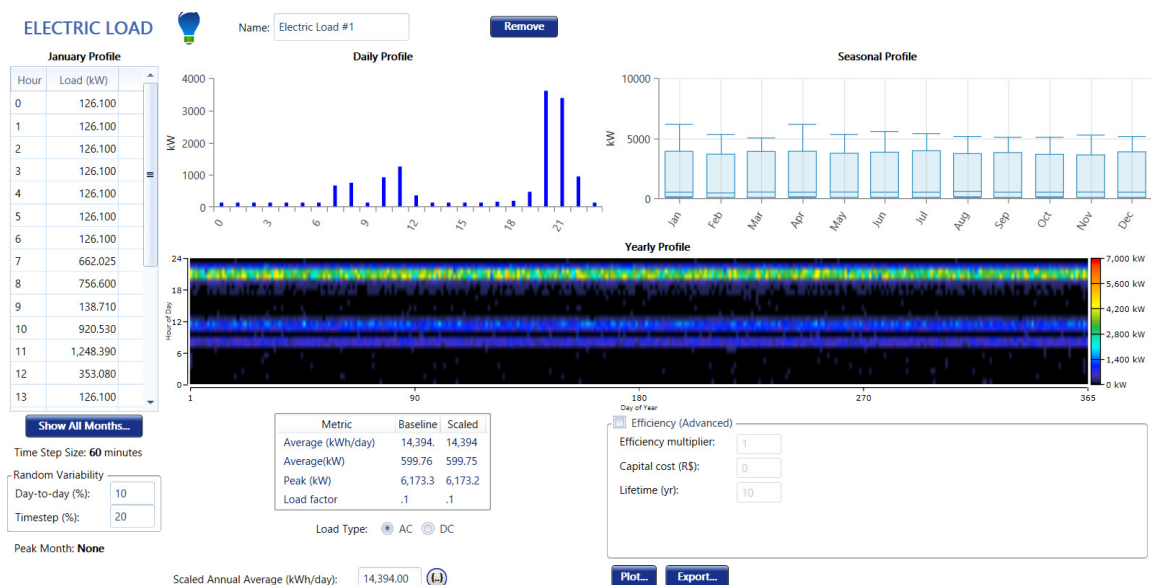
Conforme a quantidade de pessoas em situação de pobreza e o número médio de habitantes por residência segundo o CECAD (2022), fazendo o cálculo da divisão do número de pessoas pelo número médio de habitantes por residência chegou-se a um total de 916 residências. Dessa maneira, obteve-se o consumo total e a curva de carga desse grupo para ser inserido no parâmetro *Electric Load*.

Figura 27 – Consumo Total Residências em Situação de Pobreza

Hora	nº de residências	Consumo unitário (kWh)	Consumo total (kWh)
0	916	0,05	45,8
1	916	0,05	45,8
2	916	0,05	45,8
3	916	0,05	45,8
4	916	0,05	45,8
5	916	0,05	45,8
6	916	0,05	45,8
7	916	0,26	240,45
8	916	0,30	274,8
9	916	0,06	50,38
10	916	0,37	334,34
11	916	0,50	453,42
12	916	0,14	128,24
13	916	0,05	45,8
14	916	0,05	45,8
15	916	0,05	45,8
16	916	0,05	45,8
17	916	0,07	64,12
18	916	0,08	73,28
19	916	0,19	174,04
20	916	1,43	1309,88
21	916	1,34	1227,44
22	916	0,38	348,08
23	916	0,05	45,8
CONSUMO TOTAL DIÁRIO (kWh)		5,708	5228,070

Fonte: Elaboração própria

Figura 28 – Parâmetro Electric Load no HOMER



Fonte: Elaboração própria

3.6.3 Cenário 3: Simulação para um Família em Situação de Extrema Pobreza

3.6.3.1 Parâmetros da Simulação

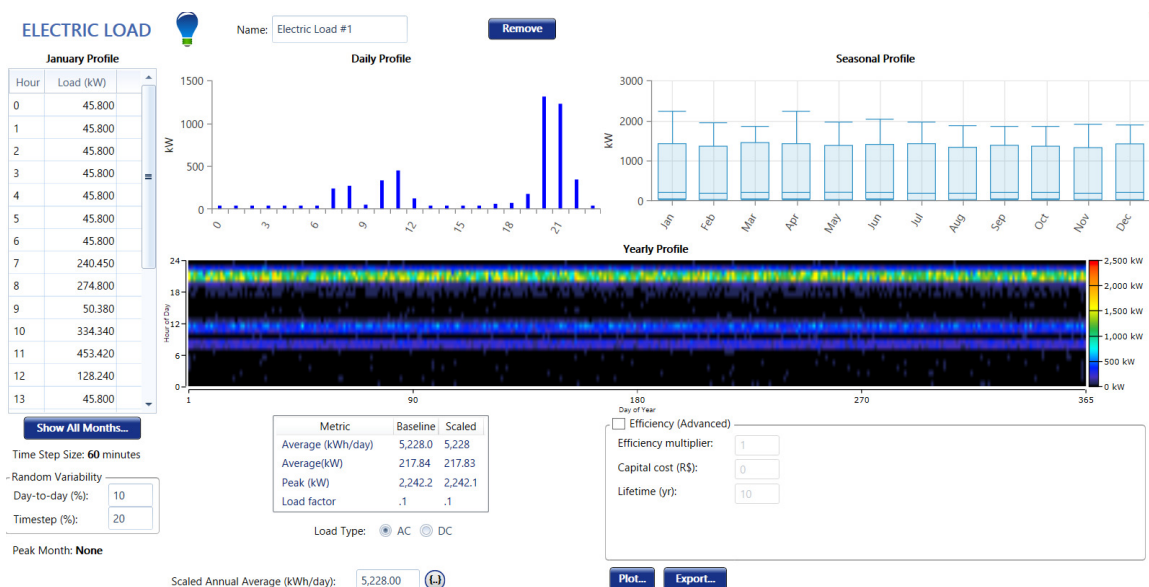
Para este cenário também foram mantidos os parâmetros I, II, III e V do cenário 1, havendo apenas alteração no parâmetro IV *Eletric Load*. Foram calculados o nº de 3384 residências e a curva de carga para esse grupo assim como nos cenários 1 e 2.

Figura 29 – Consumo Total Residências em Situação de Pobreza

Hora	nº de residências	Consumo unitário (kWh)	Consumo total (kWh)
0	3384	0,05	169,2
1	3384	0,05	169,2
2	3384	0,05	169,2
3	3384	0,05	169,2
4	3384	0,05	169,2
5	3384	0,05	169,2
6	3384	0,05	169,2
7	3384	0,26	888,3
8	3384	0,30	1015,2
9	3384	0,06	186,12
10	3384	0,37	1235,16
11	3384	0,50	1675,08
12	3384	0,14	473,76
13	3384	0,05	169,2
14	3384	0,05	169,2
15	3384	0,05	169,2
16	3384	0,05	169,2
17	3384	0,07	236,88
18	3384	0,08	270,72
19	3384	0,19	642,96
20	3384	1,43	4839,12
21	3384	1,34	4534,56
22	3384	0,38	1285,92
23	3384	0,05	169,2
CONSUMO TOTAL DIÁRIO (kWh)		5,708	19314,180

Fonte: Elaboração própria

Figura 30 – Parâmetro Eletric Load no HOMER



Fonte: Elaboração própria

4 Resultados

Após inserir os dados necessários para todos os parâmetros para os 3 cenários simulados, o HOMER faz o cálculo e retorna os resultados das simulações.

4.1 Resultados das Simulações Por Cenário

4.1.1 Cenário 1

Para um cenário de simulação modelado para residências de baixa renda e baseado na curva de carga de 2522 moradias utilizando a análise de sensibilidade considerando a taxa de juros de financiamento do BNDES de 7%a.a. e a taxa Selic de 12%a.a, os resultados foram os seguintes demonstrados na figura ??.

Após a inserção de todos os parâmetros necessários para a simulação obteve-se o valor presente líquido (VPL) ou *Net Present Cost* (NPC). O VPL representa o valor atual do montante referente a todos os custos de instalação, operação dos equipamentos, menos o valor atual de todas as receitas obtidas ao longo do projeto. Seu valor calculado considerando essa taxa de financiamento com base na Selic foi de R\$ 13,8 milhões. Já com o financiamento considerando a taxa de financiamento do BNDES de 7%a.a. o VPL calculado do projeto foi de R\$ 14,8 milhões.

Figura 31 – Dados Econômicos com Análise de Sensibilidade

Sensitivity	Architecture							NPC (R\$)	
NominalDiscountRate (%)	PV (kW)	Grid (kW)	Converter (kW)	Dispatch	PV (kW)	Grid (kW)	Converter (kW)	Dispatch	NPC (R\$)
12.0	3,873	999,999	2,288	CC	3,873	999,999	2,288	CC	R\$13.8M
7.00	3,873	999,999	2,288	CC	3,873	999,999	2,288	CC	R\$14.8M

Fonte: HOMER PRO

A simulação mostrou em ambos os casos que o uso da energia elétrica fotovoltaica se torna mais viável, em termos de valor de projeto, em vista da utilização da energia somente da rede conforme as figuras 32 e 34.

4.1.1.1 Dados Econômicos Utilizando Financiamento Com Base na Taxa Selic

Figura 32 – Dados Econômicos com Financiamento considerando a Taxa Selic

Architecture				Cost				System		PV		Converter		Grid	
PV (kW)	Grid (kW)	Converter (kW)	Dispatch	NPC (R\$)	COE (R\$/kWh)	Operating cost (R\$/yr)	Initial capital (R\$)	Ren Frac (%)	Total Fuel (L/yr)	Capital Cost (R\$)	Production (kWh/yr)	Rectifier Mean Output (kW)	Inverter Mean Output (kW)	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)
3,873	999,999	2,288	CC	R\$13.8M	R\$0.167	R\$202,134	R\$12.0M	59.1	0	9,681,324	5,883,306	0	600	3,637,857	3,639,755
3,873	999,999	2,288	CC	R\$13.8M	R\$0.167	R\$202,134	R\$12.0M	59.1	0	9,681,324	5,883,306	0	600	3,637,857	3,639,755

Fonte: HOMER PRO

Com a utilização das células fotovoltaicas, o custo total do projeto - *Net Present Cost* (NPC) - será de R\$ 14,8 milhões. O custo da eletricidade (COE - *Cost of Electricity*) representa o custo por unidade de eletricidade produzida pelo sistema durante seu período de vida útil definido no projeto. Segundo a simulação, utilizando a energia FV aliada à rede, o COE será de R\$ 0,17/kWh durante os 20 anos. Em contrapartida, se for utilizado somente a energia da rede convencional o custo de energia produzida será de R\$ 0,64/kWh e o valor total pago por utilizar energia da rede seria de R\$ 31,3 neste mesmo período.

Ademais, tem-se o retorno sobre investimento (ROI, do inglês *Return on Investment*) positivo (figura 35). A taxa ROI identifica a quantidade de lucro através dos investimentos realizados em determinado período de tempo. No caso deste cenário, o ROI é (21,4%) e o projeto tem um *payback* de 3,74 anos.

O resultado *Present Worth* representa a diferença entre o NPC do cenário base (energia produzida pela rede convencional) e o cenário simulado. O campo indica se o sistema simulado se compara favoravelmente como opção de investimento em relação ao cenário base atual. Um valor positivo indica que o sistema atual poupa dinheiro ao longo da vida do projeto em comparação com o sistema do cenário base. Portanto, para essa simulação haverá uma economia de R\$ 17.426.490,00 caso seja implementado o sistema FV aliado à rede convencional para a produção de energia.

Figura 33 – Retorno Sobre Investimentos (ROI) e *Payback* Cenário 1 - Taxa Selic

Metric	Value
Present worth (R\$)	R\$31,386,220
Annual worth (R\$/yr)	R\$2,285,691
Return on investment (%)	21.4
Internal rate of return (%)	26.4
Simple payback (yr)	3.74
Discounted payback (yr)	4.12

Fonte: HOMER PRO

4.1.1.2 Dados Econômicos Utilizando a Taxa de Financiamento do BNDES

Figura 34 – Dados Econômicos com Financiamento do BNDES

Architecture				Cost				System			PV		Converter		Grid	
PV (kW)	Grid (kW)	Converter (kW)	Dispatch	NPC (R\$)	COE (R\$)	Operating cost (R\$/yr)	Initial capital (R\$)	Ren. Frac. (%)	Total Fuel (L/yr)	Capital Cost (R\$)	Production (kWh/yr)	Rectifier Mean Output (kW)	Inverter Mean Output (kW)	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)	
3,873	999,999	2,288	CC	R\$14.8M	R\$0.121	R\$205.067	R\$12.0M	59.1	0	9,681.324	5,883.306	0	600	3,637,857	3,639,755	
	999,999		CC	R\$46.2M	R\$0.640	R\$3.36M	R\$0.00	0	0					5,253,810	0	

Fonte: HOMER PRO

Utilizando o financiamento do BNDES para a implementação das células fotovoltaicas, o (NPC) será de R\$ 14,8 milhões e o custo da eletricidade (COE - *Cost of Electricity*) produzida pelo sistema (FV + rede) será de R\$ 0,12/kWh durante seu período de vida útil. Em contrapartida, se for utilizado somente a energia da rede convencional o custo de energia produzida será de R\$ 0,64/kWh e o valor total pago por utilizar energia da rede seria de R\$ 46,2 milhões nos 20 anos.

Figura 35 – Retorno Sobre Investimentos (ROI) e *Payback* Cenário 1 - Taxa de Financiamento BNDES

Metric	Value
Present worth (R\$)	R\$31,386,220
Annual worth (R\$/yr)	R\$2,285,691
Return on investment (%)	21.4
Internal rate of return (%)	26.4
Simple payback (yr)	3.74
Discounted payback (yr)	4.12

Fonte: HOMER PRO

O retorno sobre o investimento (ROI) e o *payback* se mantiveram o mesmo utilizando o financiamento do BNDES. Porém utilizando o financiamento do BNDES o *present worth* será de R\$ 31.386.220,00 para o período simulado.

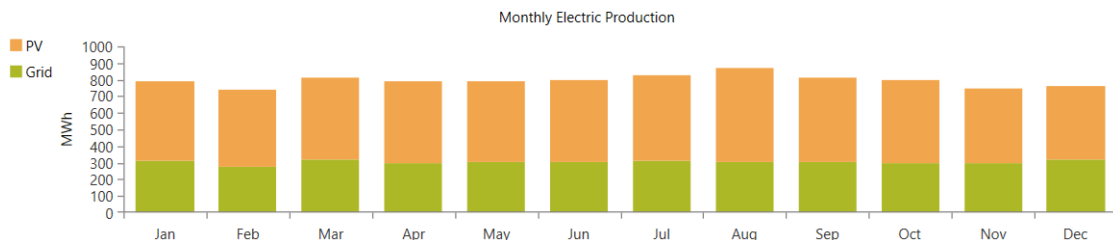
4.1.1.3 Cálculo da Área de Instalação dos Painéis Fotovoltaicos

A simulação calculou uma necessidade de produção de energia fotovoltaica (PV) de 3,8MW (3.873 kW). Dessa maneira, baseando em dados técnicos da NeoSolar (2023), considerando que a produção de energia seja realizada por placas fotovoltaicas de 250 Watts que ocupam uma área de 1,63m² cada, será necessária a instalação de 15.492 placas fotovoltaicas e uma área de pelo menos 25.098 m².

4.1.1.4 Produção Elétrica e Emissão de Dióxido de Carbono (CO₂)

A figura 36 demonstra a produção elétrica por fonte (fotovoltaica ou da rede) e a figura 37 a emissão de CO₂ do sistema híbrido (FV + rede). Ao longo dos meses do ano, segundo a simulação, a maior parte da energia mensal será produzida pelas placas fotovoltaicas. Para o cenário simulado, porcentagem da demanda total que é atendida por fontes renováveis (*renewable fraction*) será de 59,1%.

Figura 36 – Produção Elétrica Mensal por Fonte - Cenário 1



Fonte: HOMER PRO

Figura 37 – Emissão de CO₂ Utilizando Energia FV + Rede - Cenário 1

Quantity	Value	Units
Carbon Dioxide	363,786	kg/yr

Fonte: HOMER PRO

Figura 38 – Emissão de CO₂ - Rede Convencional

Quantity	Value	Units
Carbon Dioxide	525,381	kg/yr

Fonte: HOMER PRO

Quanto à emissão de dióxido de carbono, a utilização das placas fotovoltaicas aliadas à rede na produção de energia reduzirá a taxa de emissão de 525,38 t/ano para se 363,79 t/ano comparado com a energia produzida pela rede.

4.1.2 Cenário 2

Para o cenário 2 foi feita uma simulação baseada na curva de carga de 916 residências em situação de pobreza. Foi utilizada a análise de sensibilidade considerando a taxa de juros de financiamento do BNDES de 7% a.a. e a taxa Selic de 12%a.a. Os resultados foram os seguintes:

Figura 39 – Dados Econômicos com Análise de Sensibilidade - Cenário 2

Sensitivity		Architecture					
NominalDiscountRate (%)		PV (kW)	Grid (kW)	Converter (kW)	Dispatch	NPC (R\$)	
12.0		1,407	999,999	831	CC	R\$5.03M	
7.00		1,407	999,999	831	CC	R\$5.37M	

Fonte: HOMER PRO

Utilizando a taxa de financiamento considerando a taxa Selic, o *Net Present Cost* (NPC) calculado foi de R\$ 5,03 milhões. Já com o financiamento considerando a taxa de financiamento do BNDES de 7%a.a. o VPL calculado do projeto foi de R\$ 5,37 milhões.

A simulação também mostrou que em ambos os casos que o uso da energia elétrica fotovoltaica aliado à rede se torna mais viável em vista da utilização da energia somente da rede conforme as figuras 40 e 41.

4.1.2.1 Dados Econômicos Utilizando Financiamento Com Base na Taxa Selic

Figura 40 – Dados Econômicos com Financiamento considerando a Taxa Selic

Architecture		Cost			System		PV		Converter		Grid				
PV (kW)	Grid (kW)	Converter (kW)	Dispatch	NPC (R\$)	CDE (R\$)	Operating cost (R\$/yr)	Initial capital (R\$)	Ren. Frac (%)	Total Fuel (L/yr)	Capital Cost (R\$)	Production (kWh/yr)	Rectifier Mean Output (kW)	Inverter Mean Output (kW)	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)
1,407	999,999	831	CC	R\$5.03M	R\$0.167	R\$73.430	R\$4.35M	59.1	0	3.516,752	2,137,118	0	218	1,321,285	1,322,265
	999,999		CC	R\$11.4M	R\$0.640	R\$1.22M	R\$0.00	0	0					1,908,220	0

Fonte: HOMER PRO

Com a utilização das células fotovoltaicas, o custo total do projeto - *Net Present Cost* (NPC) - será de R\$ 5,03 milhões e o custo da eletricidade (COE - *Cost of Electricity*) produzida pelo sistema será de R\$ 0,17/kWh durante seu período de vida útil . Em contrapartida, se for utilizado somente a energia da rede convencional o custo de energia produzida será de R\$ 0,64/kWh e o valor total pago por utilizar energia da rede seria de R\$ 11,4 milhões nos 20 anos.

Figura 41 – Retorno Sobre Investimentos (ROI) e *Payback* Cenário 2 - Taxa Selic

Metric	Value
Present worth (R\$)	R\$6,328,693
Annual worth (R\$/yr)	R\$680,383
Return on investment (%)	21.4
Internal rate of return (%)	26.4
Simple payback (yr)	3.74
Discounted payback (yr)	4.73

Fonte: HOMER PRO

O retorno sobre o investimento e *payback* tiveram os mesmos resultados que o Cenário 1, sendo de 21,4% e 3,74 anos, respectivamente. O *Present Worth* retornou um resultado de R\$ 6.328.693,00.

4.1.2.2 Dados Econômicos Utilizando a Taxa de Financiamento do BNDES

Figura 42 – Dados Econômicos com Financiamento considerando a Taxa de Financiamento do BNDES

Architecture				Cost				System			PV		Converter		Grid	
PV (kW)	Grid (kW)	Converter (kW)	Dispatch	NPC (R\$)	COE (R\$)	Operating cost (R\$/yr)	Initial capital (R\$)	Ren. Frac (%)	Total Fuel (L/yr)	Capital Cost (R\$)	Production (kWh/yr)	Rectifier Mean Output (kW)	Inverter Mean Output (kW)	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)	
1,407	999,999	831	CC	R\$5.37M	R\$0.121	R\$74,496	R\$4.35M	59.1	0	3,516,752	2,137,118	0	218	1,321,285	1,322,265	
	999,999		CC	R\$16.8M	R\$0.640	R\$1.22M	R\$0.00	0	0					1,908,220	0	

Fonte: HOMER PRO

Figura 43 – Retorno Sobre Investimentos (ROI) e *Payback* Cenário 2 - Financiamento BNDES

Metric	Value
Present worth (R\$)	R\$11,398,900
Annual worth (R\$/yr)	R\$830,121
Return on investment (%)	21.4
Internal rate of return (%)	26.4
Simple payback (yr)	3.74
Discounted payback (yr)	4.12

Fonte: HOMER PRO

O retorno sobre o investimento e *payback* tiveram os mesmos resultados que o Cenário 1, sendo de 21,4% e 3,74 anos, respectivamente. O *Present Worth* retornou um resultado de R\$ 11.398.900,00.

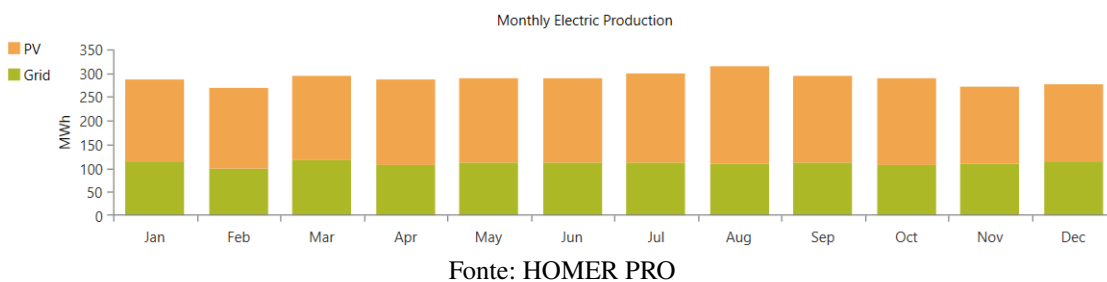
Utilizando o financiamento do BNDES para a implementação das células fotovoltaicas, o (NPC) será de R\$ 5,37 milhões e o custo da eletricidade (COE - *Cost of Electricity*) produzida pelo sistema (FV + rede) será de R\$ 0,12/kWh durante seu período de vida útil . Em contrapartida, se for utilizado somente a energia da rede convencional o custo de energia produzida será de R\$ 0,64/kWh e o valor total pago por utilizar energia da rede seria de R\$ 16,8 milhões nos 20 anos.

4.1.2.3 Cálculo da Área de Instalação dos Painéis Fotovoltaicos

A simulação calculou uma necessidade de produção de energia fotovoltaica (PV) de 1,4 MW (1.407 kW). Dessa maneira, baseando em dados técnicos da NeoSolar (2023), considerando que a produção de energia seja realizada por placas fotovoltaicas de 250 Watts que ocupam uma área de 1,63m² cada , será necessária a instalação de 5.628 placas fotovoltaicas e uma área de pelo menos 9.173,64 m².

4.1.2.4 Produção Elétrica e Emissão de Dióxido de Carbono (CO₂)

Figura 44 – Produção Elétrica Mensal por Fonte - Cenário 2



Ao longo dos meses do ano, para este cenário segundo a simulação, a maior parte da energia mensal também será produzida pelas placas fotovoltaicas. O *renewable fraction* manteve-se 59,1%.

Figura 45 – Emissão de CO₂ Utilizando Energia FV + Rede - Cenário 2

Quantity	Value	Units
Carbon Dioxide	132,128	kg/yr

Fonte: HOMER PRO

Figura 46 – Emissão de CO₂ Utilizando a Rede Convencional - Cenário 2

Quantity	Value	Units
Carbon Dioxide	190,822	kg/yr

Fonte: HOMER PRO

Quanto à emissão de dióxido de carbono, a utilização das placas fotovoltaicas aliadas à rede na produção de energia reduzirá a taxa de emissão de 190,822 t/ano para se 132,128 t/ano comparado com a energia produzida pela rede, resultando em uma redução de 30%.

4.1.3 Cenário 3

Para o cenário 3 foi feita uma simulação baseada na curva de carga de 3384 residências em situação de pobreza. Foi utilizada a análise de sensibilidade considerando a taxa de juros de financiamento do BNDES de 7% a.a. e a taxa Selic de 12%a.a. Os resultados foram os seguintes:

Figura 47 – Dados Econômicos com Análise de Sensibilidade - Cenário 3

Sensitivity		Architecture						
NominalDiscountRate (%)		PV (kW)	Grid (kW)	Converter (kW)	Dispatch	NPC (R\$)		
12.0		5,196	999,999	3,070	CC	R\$18.6M		
7.00		5,196	999,999	3,070	CC	R\$19.8M		

Fonte: HOMER PRO

Utilizando a taxa de financiamento considerando a taxa Selic o *Net Present Cost* (NPC) calculado foi de R\$ 18,6 milhões. Já com o financiamento considerando a taxa de financiamento do BNDES de 7%a.a. o VPL calculado do projeto foi de R\$ 19,8 milhões.

Mais uma vez a simulação mostrou que em ambos os casos que o uso da energia elétrica fotovoltaica aliado à rede se torna mais viável em vista da utilização da energia somente da rede conforme as figuras.

4.1.3.1 Dados Econômicos Utilizando Financiamento Com Base na Taxa Selic

Figura 48 – Dados Econômicos com Financiamento considerando a Taxa Selic

Architecture				Cost			System		PV		Converter		Grid		
PV (kW)	Grid (kW)	Converter (kW)	Dispatch	NPC (R\$)	COE (R\$)	Operating cost (R\$/yr)	Initial capital (R\$)	Ren. Frac (%)	Total Fuel (L/yr)	Capital Cost (R\$)	Production (kWh/yr)	Rectifier Mean Output (kW)	Inverter Mean Output (kW)	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)
5,196	999,999	3,070	CC	R\$18.6M	R\$0.167	R\$271,222	R\$16.1M	59.1	0	12,990,258	7,894,134	0	805	4,881,315	4,883,751
	999,999		CC	R\$42.0M	R\$0.640	R\$4.51M	R\$0.00	0	0					7,049,610	0

Fonte: HOMER PRO

Com a utilização das células fotovoltaicas, o será de R\$ 5,03 milhões e o custo da eletricidade (COE - *Cost of Electricity*) produzida pelo sistema também será de R\$ 0,17/kWh durante seu período de vida útil em face dos R\$ 0,64/kWh de custo da energia produzida pela rede. O valor total pago por utilizar energia da rede será de R\$ 11,4 milhões nos 20 anos.

Figura 49 – Retorno Sobre Investimentos (ROI) e *Payback* Cenário 3 - Taxa Selic

Metric	Value
Present worth (R\$)	R\$23,383,320
Annual worth (R\$/yr)	R\$2,513,888
Return on investment (%)	21.4
Internal rate of return (%)	26.4
Simple payback (yr)	3.74
Discounted payback (yr)	4.73

Fonte: HOMER PRO

O retorno sobre o investimento e *payback* tiveram os mesmos resultados que os cenários 2 e 3, sendo de 21,4% e 3,74 anos, respectivamente. A economia do sistema fotovoltaico aliado à rede em relação ao caso base (apenas rede) seria de R\$ 23.383.320.

4.1.3.2 Dados Econômicos Utilizando a Taxa de Financiamento do BNDES

Figura 50 – Dados Econômicos com Financiamento considerando a Taxa de Financiamento do BNDES

Architecture				Cost				System		PV		Converter		Grid	
PV (kW)	Grid (kW)	Converter (kW)	Dispatch	NPC (R\$)	COE (R\$)	Operating cost (R\$/yr)	Initial capital (R\$)	Ren. Frac. (%)	Total Fuel (L/yr)	Capital Cost (R\$)	Production (kWh/yr)	Rectifier Mean Output (kW)	Inverter Mean Output (kW)	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)
5,196	999,999	3,070	CC	R\$19.8M	R\$0.121	R\$275,157	R\$16.1M	59.1	0	12,990,258	7,894,134	0	805	4,881,315	4,883,751
	999,999		CC	R\$62.0M	R\$0.640	R\$4.51M	R\$0.00	0	0					7,049,610	0

Fonte: HOMER PRO

Com a utilização das células fotovoltaicas, o será de R\$ 19,8 milhões e o custo da eletricidade (COE - *Cost of Electricity*) produzida pelo sistema também será de R\$ 0,17/kWh durante seu período de vida útil em face dos R\$ 0,64/kWh de custo da energia produzida pela rede. O valor total pago por utilizar energia da rede será de R\$ 62 milhões nos 20 anos.

Figura 51 – Retorno Sobre Investimentos (ROI) e *Payback* Cenário 3 - Taxa BNDES

Metric	Value
Present worth (R\$)	R\$42,114,640
Annual worth (R\$/yr)	R\$3,066,984
Return on investment (%)	21.4
Internal rate of return (%)	26.4
Simple payback (yr)	3.74
Discounted payback (yr)	4.12

Fonte: HOMER PRO

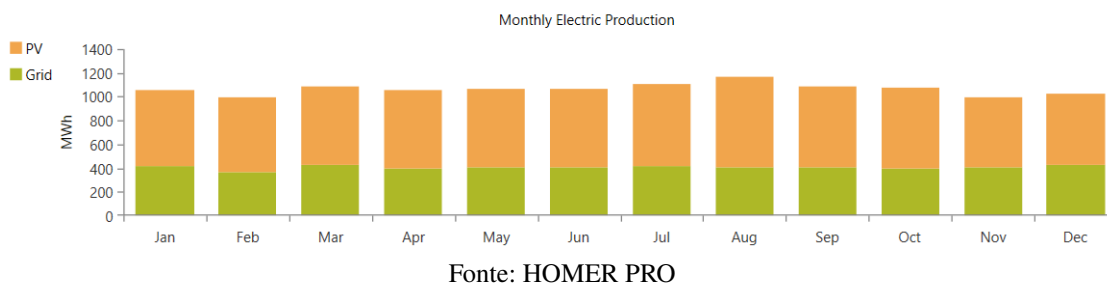
O retorno sobre o investimento e *payback* tiveram os mesmos resultados que os cenários 2 e 3, sendo de 21,4% e 3,74 anos, respectivamente. A economia do sistema fotovoltaico aliado à rede em relação ao caso base (apenas rede) seria de R\$ 42.114.640,00 durante o tempo de vida do projeto.

4.1.3.3 Cálculo da Área de Instalação dos Painéis Fotovoltaicos

A simulação calculou uma necessidade de produção de energia fotovoltaica (PV) de ,5 MW (5.196 kW). Dessa maneira, baseando em dados técnicos da [NeoSolar \(2023\)](#), considerando que a produção de energia seja realizada por placas fotovoltaicas de 250 Watts que ocupam uma área de 1,63m² cada , será necessária a instalação de 20.784 placas fotovoltaicas e uma área de pelo menos 33.877,92 m².

4.1.3.4 Produção Elétrica e Emissão de Dióxido de Carbono (CO₂)

Figura 52 – Produção Elétrica Mensal por Fonte - Cenário 2



Ao longo dos meses do ano, para este cenário segundo a simulação, a maior parte da energia mensal será produzida pelas placas fotovoltaicas. A porcentagem da demanda total que é atendida por fontes renováveis (*renewable fraction*) também será de 59,1%.

Figura 53 – Emissão de CO₂ Utilizando Energia FV + Rede - Cenário 3

Quantity	Value	Units
Carbon Dioxide	488,132	kg/yr

Fonte: HOMER PRO

Figura 54 – Emissão de CO₂ Utilizando a Rede Convencional - Cenário 3

Quantity	Value	Units
Carbon Dioxide	704,961	kg/yr

Fonte: HOMER PRO

A simulação calculou que haverá uma redução na taxa de emissão de 190,882 t/ano para se 132,128 t/ano se comparado a implementação da energia FV aliada à rede com somente a energia produzida pela rede, também resultando em uma redução de 30%.

4.2 Comparativo Entre os Cenários

A figura 55 mostra o comparativo de cada um dos 3 cenários em relação ao seu sistema base e também entre si.

Figura 55 – Comparativo Entre os Cenários

Cenário	Descrição	Financiamento	Custo Inicial (R\$)	NPC (R\$)	COE (R\$)	Payback (anos)	ROI (%)	Renewable Fraction (%)	Emissão de CO ₂ (kg/ano)	Delta CO ₂ (kg/ano)	Área (m ²)
Sistema Base	Utilização da energia da rede	-	-	R\$ 31,1M	R\$ 0,64	-	-	0%	525,38	-	-
1	FV + Rede: Residências de Baixa Renda	Selic	R\$ 12M	R\$ 13,8M	R\$ 0,17	3,74	21,4%	59,10%	363,78	-30,76%	25.098m ²
		BNDES		R\$ 14,8M	R\$ 0,12						
Sistema Base	Utilização da energia da rede	-	-	R\$ 16,8M	R\$ 0,64	-	-	0%	190,82	-	-
2	FV + Rede: Residências em Situação de Pobreza	Selic	R\$ 4,35M	R\$ 5,03M	R\$ 0,17	3,74	21,4%	59,10%	132,12	-30,76%	9.173,64m ²
		BNDES		R\$ 5,37M	R\$ 0,12						
Sistema Base	Utilização da energia da rede	-	-	R\$ 16,8M	R\$ 0,64	-	-	0%	704,96	-	-
3	FV + Rede: Residências em Situação de Extrema Pobreza	Selic	R\$ 16M	R\$ 18,6M	R\$ 0,17	3,74	21,4%	59,10%	488,13	-30,76%	33.877,92m ²
		BNDES		R\$ 19,8M	R\$ 0,12						

Fonte: HOMER PRO

Ao considerar as opções apresentadas, é essencial avaliar a possibilidade de colocar algumas delas em prática, focando principalmente nos aspectos técnico-financeiros dos sistemas de energia em questão. Os resultados mostrados não podem ser categorizados como superiores ou inferiores a outros cenários, já que a decisão precisa considerar várias abordagens de planejamento por parte do poder público. Entretanto, pode-se notar que em todos os cenários, o investimento no projeto se mostrou viável economicamente visto que obteve-se um retorno sobre o investimento (ROI) positivo e redução na taxa de emissão de dióxido de carbono.

5 Conclusões e Considerações Finais

5.1 Conclusão

É notório que a procura por fontes de energia renovável, sobretudo a solar, por ser limpa e amplamente disponível tem crescido e se faz importante frente às mudanças climáticas. O crescimento demográfico e os avanços econômicos e tecnológicos elevaram a demanda por energia, enfatizando a importância de buscar alternativas sustentáveis. Diante do Brasil evidenciar desigualdades no consumo residencial de energia, onde as classes mais baixas representam maior parte da demanda, a proposta de considerar alternativas como a energia solar para a expansão da matriz energética e reduzir o custo da energia para esse grupo se torna crucial.

Este estudo descreveu a análise do consumo de energia em lares de baixa renda em Ouro Preto, com foco na análise técnico-econômica suportado por um Planejamento Energético Integrado por parte da oferta para essa demografia, baseando-se nos dados sobre padrões de consumo desse grupo e simulação no *software* HOMER Pro. Aspectos técnico-econômicos do sistema energético do Brasil foram levados em consideração, além da identificação dos recursos para a criação de diversos cenários e potenciais melhorias para o Cenário Base.

Diante do estudo, pode-se concluir que a situação presente do setor elétrico fotovoltaico é propícia ao crescimento e avanço. O Brasil tem uma vantagem quanto à quantidade de luz solar recebida e na disponibilidade de matéria prima para a fabricação das células fotovoltaicas, e esse é um recurso que ainda tem muito a ser aproveitado. No entanto, é essencial que haja mais iniciativas e investimento por parte do Estado. Indivíduos e residências no grupo considerado "baixa renda" representam a maior parcela de consumo de energia do país, entretanto não possuem a capacidade econômica de viabilizar a tecnologia fotovoltaica em seus lares devidos aos custos de aquisição e manutenção de sistema fotovoltaicos.

Usando a ferramenta vinculada ao PEI, com o modelo Homer pôde-se criar cenários energéticos e identificar as melhores alternativas energéticas, considerando fontes de energia renováveis e alternativas, custo-benefício, consequências ambientais, bem como orientar sobre quais estruturas usar no sistema e o volume necessário para a elaboração de variados cenários.

Após o levantamento dos dados e a realização da simulação foi possível atestar a viabilidade técnico-econômica da implementação de usinas de micro e minigeração distribuída para as classes de baixa renda em relação ao cenário base (atual) no município de Ouro Preto, Minas Gerais. O *Net Present Cost* ou Valor Presente Líquido para todos os cenários simulados se mostrou mais favorável em relação ao cenário base em que se usa apenas a energia advinda da rede convencional, com uma ROI positivo de 21,4% e *payback* de 3,74 anos, se mostrando um investimento promissor pelo lado técnico-financeiro

Para além das vantagens mencionadas, a geração distribuída também possibilita a utilização do *Net Metering* que é o sistema de compensação pela energia produzida. Isso permite que o consumidor armazene a energia elétrica gerada pelas placas fotovoltaicas, mantendo o direito de crédito na rede elétrica por um período de até 5 anos, de acordo com a legislação brasileira. Dessa forma, o usuário pode gerenciar o consumo de energia, reutilizando a energia que foi disponibilizada para a rede durante momentos de produção excessiva.

No que se refere a emissões de CO₂, foi possível notar com as projeções dos cenários alternativos que haverá uma redução desse gás estufa emitido por ano, caso o planejamento seja aprovado. Além disso, conforme explica Santos (2022), essas emissões também podem ser neutralizadas através da utilização de florestas ou zonas naturais, de acordo com o PDE de 2031. Nele, as iniciativas de reflorestamento contam com o apoio de créditos para diminuição de emissões. Estes créditos são essenciais para mitigar as emissões de carbono que são desafiadoras ou incontornáveis.

Dessa maneira, o investimento nas usinas de micro e minigeração distribuída para as classes menos favorecidas em Ouro Preto é uma oportunidade para mostrar que é possível diversificar a matriz energética do país começando por pequenos projetos locais e aumentar seu potencial energético, criando mais independência em relação ao Sistema Interligado Nacional (SIN) e ao mesmo tempo trazer maior benefícios ao meio ambiente e àqueles cidadãos mais necessitados do local estudado.

Para a população de baixa renda, o projeto é uma oportunidade de aumento no consumo de energia elétrica e redução de custos, tornando o perfil de consumo menos desigual. Entretanto, para que o projeto seja implementado, é preciso discutir políticas públicas viabilizar a energia solar FV para essas famílias.

5.2 Trabalhos Futuros

Visto que para o presente estudo se fez o uso do conceito do PEI mais pelo lado da oferta, como sugestão levanta-se a possibilidade de realizar o estudo também pelo lado da demanda, considerando na simulação cenários em que haja a troca de equipamentos elétricos para aqueles mais eficientes ou considerando a implementação de chuveiro solar nas residências de baixa renda por meio do investimento público. Outra sugestão é expandir a análise de viabilidade técnico-econômica para toda a população de Ouro Preto.

Referências

ALMEIDA, E. et al. Energia solar fotovoltaica - revisão bibliográfica. 2015. 16, 17

ANEEL. *Resolução Normativa Nº 482, de 17 de Abril de 2012*. 2012. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 03 de fevereiro 2023. 7

ANEEL. *Resolução Normativa Nº 687, de 24 de Novembro de 2015*. 2015. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em: 03 de fevereiro 2023. 7

ANEEL. *Resolução Normativa Nº 1000, de 7 de Dezembro de 2021*. 2021. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.pdf>>. Acesso em: 03 de fevereiro 2023. 8, 11, 13

ANEEL. *Micro e Minigeração Distribuída*. 2022. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/geracao-distribuida>>. Acesso em: 03 de fevereiro 2023. 6

Banco Central. *Focus - Relatório de Mercado*. 2023. Disponível em: <<https://www.bcb.gov.br/publicacoes/focus>>. Acesso em: 15 de Agosto de 2023. 33

Banco Nacional do Desenvolvimento. *Taxa de Juros a Longo Prazo - TJLP*. 2023. Disponível em: <<https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/guia/custos-financeiros/taxa-juros-longo-prazo-tjlp>>. Acesso em: 15 de Agosto de 2023. 33

BEZERRA, F. D. Energia solar. *Caderno Setorial ETENE*, 2021. 15

BLOK, K.; NIEUWLAAR, E. *Introduction to Energy Analysis*. 2. ed. Third Avenue, New York, NY: Routledge, 2021. 4

CECAD. *CADASTRO ÚNICO OURO PRETO - MG*. 2022. Disponível em: <<https://cecad.cidadania.gov.br/painel03.php>>. Acesso em: 16 de dezembro de 2022. 32, 37, 40

CEMIG. *Atlas Solarimétrico de Minas Gerais*. [S.l.], 2012. 16

CEMIG. *Bandeiras Tarifárias*. 2023. Disponível em: <<https://www.cemig.com.br/atendimento/bandeira-tarifaria/>>. Acesso em: 30 de julho 2023. 11

CEPEL. *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos*. [S.l.], 2014. 16

CIMA, F. M. *Utilização de Indicadores Energéticos no Planejamento Energético Integrado*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2016. 5

DANTAS, S. G.; POMPERMAYER, F. M. Viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos no Brasil e possíveis efeitos no setor elétrico. *Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada*, 2018. 1, 10, 11, 12, 14, 15, 18, 20

EPE. *Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2031: Parâmetros de Custos – Geração e Transmissão*. [S.l.], 2022. 20

EPE. *EPE publica estudo sobre a desigualdade do consumo residencial de energia elétrica brasileiro por classes de renda*. 2023. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/epe-publica-estudo-sobre-a-desigualdade-do-consumo-residencial-de-energia-eletrica-brasileiro-por-classes>>. Acesso em: 01 de fevereiro 2023. 2, 4

EPE. *Relatório Síntese 2023 - Ano base 2022*. [S.l.], 2023. 21, 22, 23, 24

EPE, E. T. *2031 - Plano Decenal de Expansão de Energia*. [S.l.], 2022. 6, 8, 9, 10, 20, 21, 24, 25, 26, 27, 28

EPE, E. T. *BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL*. [S.l.], 2022. 21

FARIA, H. de; TRIGOSO, F. B.; CAVALCANTI, J. A. Review of distributed generation with photovoltaic grid connected systems in brazil: Challenges and prospects. *Elsevier*, 2017. 5, 6, 14, 15

GARLET, T. B. et al. Paths and barriers to the diffusion of distributed generation of photovoltaic energy in southern brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, p. 157–169, 2019. 1, 8

Governo Federal. *Governo Federal reajusta as faixas de extrema pobreza e de pobreza e aumenta o valor dos benefícios assistenciais pagos a essas famílias*. 2022. Disponível em: <<https://www.gov.br/pt-br/noticias/assistencia-social/2021/11/governo-federal-reajusta-as-faixas-de-extrema-pobreza-e-de-pobreza-e-aumenta-o-valor-dos-beneficios-assi>>. Acesso em: 15 de Agosto de 2023. 33

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. *Elsevier*, p. 612–617, 2014. 7

IBGE. *OURO PRETO - MG*. 2022. Disponível em: <<https://cidades.ibge.gov.br/brasil/mg/ouro-preto/historico>>. Acesso em: 16 de dezembro de 2022. 31, 32

IMHOFF, J. *Desenvolvimento de Conversores Estáticos para Sistemas Fotovoltaicos Autônomos*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Santa Maria, 2007. 16

IPEA. *O que é? - Índice de Gini*. 2004. Disponível em: <https://www.ipea.gov.br/desafios/index.php?option=com_content&id=2048:catid=28>. Acesso em: 15 de Agosto de 2023. 32

IRENA. *Renewable Power Generation Costs in 2021*. [S.l.], 2022. 18, 19, 20

JANUZZI, G. de M.; SWISHER, J. N. Planejamento integrado de recursos energéticos. 1997. 5, 29

LUNA, M. A. R. et al. Solar photovoltaic distributed generation in brazil: The case of resolution 482/2012. *Elsevier*, 2018. 5, 6, 7, 8

NAKATA, T. et al. Application of energy system models for designing a low-carbon society. *Progress in Energy and Combustion Science*, p. 462–502, 2011. 30

NeoSolar. *NeoSolar*. 2023. Disponível em: <<https://www.neosolar.com.br/>>. Acesso em: 15 de Agosto de 2023. 44, 47, 49

PEREIRA, A. et al. *Aspectos Fundamentais do Planejamento Energético*. [S.l.], 2005. 4, 30

PEREIRA, A. O. et al. Modelos energéticos: Uma proposta de planejamento integrado. 2006. 5, 14, 29

Prefeitura de Ouro Preto. *História*. 2022. Disponível em: <<https://ouropreto.mg.gov.br/historia>>. Acesso em: 16 de dezembro de 2022. 31

- RAMPINELLI, G. A.; KRENZINHER, A.; ROMERO, F. C. Descrição e análise de inversores utilizados em sistemas fotovoltaicos. *RECEN-Revista Ciências Exatas e Naturais*, p. 25–50, 2013. 18
- ROCHA, G. S.; RODRIGUES, O. S. *ESTUDO DE VIABILIDADE DE UM SISTEMA DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA PELO EFEITO FOTOVOLTAICO*. Monografia — UniEvangélica, Anápolis - GO, 2019. 16
- ROSA, A. R. O. da; GASPARIN, F. P. Panorama da energia solar fotovoltaica no brasil. *Revista Brasileira de Energia Solar*, p. 140–147, 2016. 14
- SANTOS, J. de A. *Planejamento Energético em um Parque Urbano: Estudo de Caso em um Município no Interior de Minas Gerais*. 81 p. Monografia — Universidade Federal de Ouro Preto, Ouro Preto, 2022. 5, 53
- SEVERINO, M. M.; OLIVEIRA, M. A. G. de. Fontes e tecnologias de geração distribuída para atendimento a comunidades isoladas. *Energia, Economia, Rotas Tecnológicas: textos selecionados*, p. 265–322, 2010. 16
- SILVA, F. F. da. *Análise da Expansão da Geração Fotovoltaica Centralizada no Sistema Elétrico Brasileiro*. 81 p. Monografia — Universidade Federal de Ouro Preto, Ouro Preto, 2021. 17, 18
- UL Solutions. *HOMER Pro - Microgrid Software*. 2022. Disponível em: <<https://www.homerenergy.com/products/pro/index.html>>. Acesso em: 16 de novembro de 2022. 30
- VALENTE, M. Ângelo S. *Caracterização automática de um painel fotovoltaico*. Dissertação (Mestrado) — Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa, 2011. 16
- VILLALVA, M. G. *ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA - Conceitos e Aplicações*. 2ª edição. ed. São Paulo: Érica LTDA, 2012. 15, 17