

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PAMPA

ARIAN RODRIGUES FAGUNDES

**AVALIAÇÃO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO E
VIABILIDADE ECONÔMICA DE USINAS SOLARES NO
BRASIL**

Alegrete
2019

ARIAN RODRIGUES FAGUNDES

**AVALIAÇÃO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO E
VIABILIDADE ECONÔMICA DE USINAS
SOLARES NO BRASIL**

Monografia apresentada ao curso de
Especialização em Engenharia Econô-
mica, da Universidade Federal do
Pampa, como requisito parcial para ob-
tenção do Título de Especialista em
Engenharia Econômica

Orientador: Prof. Dr. Fladimir Fer-
nandes dos Santos

Alegrete
2019

Ficha catalográfica elaborada automaticamente com os dados fornecidos
pelo(a) autor(a) através do Módulo de Biblioteca do
Sistema GURI (Gestão Unificada de Recursos Institucionais) .

F156a Fagundes, Arian

Avaliação Do Potencial De Geração E Viabilidade Econômica
De Usinas Solares No Brasil / Arian Fagundes.

124 p.

Trabalho de Conclusão de Curso(Especialização)--
Universidade Federal do Pampa, ESPECIALIZAÇÃO EM ENGENHARIA
ECONÔMICA, 2019.

"Orientação: Fladimir Fernandes".

1. Energia Solar. 2. Avaliação Econômica. 3. Potencial de
Geração. 4. Viabilidade. 5. Investimento. I. Título.

ARIAN RODRIGUES FAGUNDES

AVALIAÇÃO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO E
VIABILIDADE ECONÔMICA DE USINAS
SOLARES NO BRASIL

Monografia apresentada ao curso de Especialização em Engenharia Econômica, da Universidade Federal do Pampa, como requisito parcial para obtenção do Título de Especialista em Engenharia Econômica

Monografia defendida e aprovada em 22 de Maio de 2019.

Banca examinadora:

Prof. Dr. Fladimir Fernandes dos Santos

Orientador
UNIPAMPA

Prof. Dr. Roberlaine Ribeiro Jorge

UNIPAMPA

Prof. Me. Thiago Eliandro de Oliveira Gomes

UNIPAMPA

Este trabalho é
dedicado às pessoas que,
das mais diversas formas,
lutam diariamente para
garantir aos jovens brasileiros
o acesso à educação
pública, gratuita e de qualidade.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente aos meus pais Adão Joel e Maria Inêz, por desde a infância me estimularem aos estudos e à busca por conhecimento, pelos valores de respeito, honestidade e dignidade transmitidos diariamente e principalmente, todo o empenho a fim de garantir que eu chegasse até aqui.

A minha sobrinha, a pequena Eva, por alegrar diariamente minha vida.

A minha noiva, Priscila Xavier, pelo apoio, compreensão e todas as palavras encorajadoras.

Ao corpo docente e funcionários da Unipampa Campus Alegrete, em especial ao amigo e professor Thiago Eliandro e ao professor e orientador Fladimir Fernandes, pelas oportunidades de aprendizado e pela paciência até que o trabalho fosse concluído.

Aos ex-colegas e membros do Grupo de Energia e Sistemas Elétricos de Potência (GESEP) pela companhia diária.

Aos amigos engenheiros eletricitas: Alex Itczak, Henrique Eichkoff, Paulo Ricardo Fiuza Marques e Theodoro Rodrigues sempre dispostos a auxiliar nas tarefas acadêmicas.

Aos amigos Matheus Serpa e Filipe Henrique que mesmo a distância colaboraram para o desenvolvimento do trabalho.

A Deus por tudo.

"Sometimes it is the people
no one can imagine anything
of who do the things
no one can imagine."
(Alan Turing)

RESUMO

Frente as contínuas preocupações ambientais criadas pela utilização dos combustíveis fósseis, surge a necessidade de fomentar soluções que visam o aproveitamento energético através de fontes de origem renovável, os sistemas fotovoltaicos conectados à rede são uma opção cada vez mais viável para produção de energia elétrica limpa no Brasil, visto a disponibilidade do recurso solar. A presente monografia aborda a utilização do recurso solar fotovoltaico, direcionado para sistemas de minigeração distribuída para a compensação de créditos de energia, aplicado ao setor comercial, avaliando a viabilidade técnica de instalação e seu potencial econômico através das seguintes figuras de mérito Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e *Payback* (tempo de retorno sobre o investimento). É proposto um sistema de 1,2 MWp, dimensionado e simulado através da ferramenta *System AdvisorModel*. O estudo foi realizado para quatorze cidades brasileiras levando em consideração a variação geográfica, climática, bem como os valores aplicados na energia elétrica em cada local. Tecnicamente todas as plantas fotovoltaicas dimensionadas mostraram-se viáveis de implantação, gerando energia suficiente para suprir a demanda energética estipulada. Tendo destaque para a produção de energia elétrica das cidades localizadas na região nordeste do Brasil. Quando analisada a viabilidade econômica, apesar de apresentarem valores bastante distintos para o VPL, os 14 projetos mostraram-se viáveis considerando apenas este índice, porém, ao expandir a análise para a TIR, alguns projetos não se mostraram atrativos, apresentando uma TIR inferior ao valor mínimo de TMA considerado e, dessa forma, foi possível constatar a influência da variação do valor cobrado pelo kWh de energia por cada distribuidora, pois, quanto maior o valor da energia, menor é o tempo de retorno do investimento e maior os resultados de VPL e TIR dos projetos.

Palavras-chave: Geração Distribuída. Energia Elétrica. Sistemas Fotovoltaicos. Investimento.

ABSTRACT

In view of the continuous environmental concerns created by the use of fossil fuels, there is a need to promote solutions for energy use through sources of renewable origin, photovoltaic systems connected to the grid are an increasingly viable option for the production of clean electric energy in the Brazil, given the availability of the solar resource. The present monograph deals with the use of the solar photovoltaic resource, directed to distributed minigeration systems for the compensation of energy credits, applied to the commercial sector, evaluating the technical viability of the installation and its economic potential through the following figures of merit Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR) and Payback. A 1.2 MWp system is proposed, scaled and simulated using the SAM (System Advisor Model) tool. The analysis was carried out for fourteen Brazilian cities taking into account the geographic and climatic variation, as well as the values in the electric energy in each place. Technically, all photovoltaic plants were shown to be feasible for implantation, generating sufficient energy to supply the stipulated energy demand. With emphasis on the electric power production of the cities located in the northeastern region of Brazil. When the economic viability was analyzed, although the projects presented different values for the NPV, the 14 projects were feasible considering only this index, but when analyzed the IRR, some projects were not attractive, presenting a rate lower than the minimum value attractive and it was possible to verify the influence of the variation of the value charged by the kWh of energy for each distributor, since the higher the value of the energy considered, the shorter the return time of the investment and the higher the results of NPV and IRR of projects.

Key-words: Distributed Generation. Electricity. Photovoltaic Systems. Investment.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Evolução do número de SF conectados a rede elétrica no Brasil	30
Figura 2 – Total de SF conectados por estado	31
Figura 3 – Grupos de consumo no total de SF nos estados de SP, MG e RS	32
Figura 4 – Exemplo de como ocorre o efeito fotovoltaico	35
Figura 5 – Irradiação média anual no Brasil	36
Figura 6 – Insolação diária no Brasil: Média anual de horas de sol	36
Figura 7 – Média anual de GHI na região sul do Brasil	37
Figura 8 – Média anual de GHI na Alemanha	38
Figura 9 – Capacidade anual de geração de energia fotovoltaica por kWp no Brasil	38
Figura 10 – Capacidade anual de geração de energia fotovoltaica por kWp na Ale- manha	39
Figura 11 – Evolução da eficiência das células para módulos solares	49
Figura 12 – Topologia de inversores	51
Figura 13 – Curvas de rendimento de inversores de baixa, média e alta eficiência em função da potência de entrada com a capacidade nominal do inversor	53
Figura 14 – Radiação solar incidente em diferentes inclinações	58
Figura 15 – SF instalado no sul da Argentina na cidade do Ushuaia	59
Figura 16 – SF instalado na cidade de Passo Fundo-RS	59
Figura 17 – Etapas da pesquisa	67
Figura 18 – Interface gráfica do SAM para a escolha do local de instalação do sistema	75
Figura 19 – Interface gráfica do SAM para " <i>System Desgin</i> "	76
Figura 20 – Resultado da simulação para Curitiba-PR	77
Figura 21 – Resultado da simulação para Porto Alegre	78
Figura 22 – Resultado da simulação para Joinville	79
Figura 23 – Resultado da simulação para Uberlândia	80
Figura 24 – Resultado da simulação para São Paulo	81
Figura 25 – Resultado da simulação para o Rio de Janeiro	82
Figura 26 – Resultado da simulação para Salvador	83
Figura 27 – Resultado da simulação para Remanso	84
Figura 28 – Resultado da simulação para Recife	85
Figura 29 – Resultado da simulação para Goiânia	86
Figura 30 – Resultado da simulação para Fortaleza	87
Figura 31 – Resultado da simulação para Campo Grande	88
Figura 32 – Resultado da simulação para Cuiabá	89
Figura 33 – Resultado da simulação para Belo Horizonte	90

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Tecnologias de módulos disponíveis comercialmente	47
Tabela 2 – Ensaio de inversores SF e normas equivalentes	54
Tabela 3 – Valor do kWh de energia e do kW de demanda	72
Tabela 4 – Potencial de geração de energia e irradiação ao ano	73
Tabela 5 – Projeção de energia e índices de geração para o final do primeiro ano .	91
Tabela 6 – Precificação percentual de uma usina FV	93
Tabela 7 – Fluxo de caixa da Planta de Belo Horizonte-MG	94
Tabela 8 – Fluxo de caixa da Planta de Campo Grande-MS	95
Tabela 9 – Fluxo de caixa da Planta de Cuiabá-MT	96
Tabela 10 – Fluxo de caixa da Planta de Curitiba-PR	97
Tabela 11 – Fluxo de caixa da Planta de Fortaleza-CE	98
Tabela 12 – Fluxo de caixa da Planta de Goiânia-GO	99
Tabela 13 – Fluxo de caixa da Planta de Joinville-SC	100
Tabela 14 – Fluxo de caixa da Planta de Porto Alegre-RS	101
Tabela 15 – Fluxo de caixa da Planta de Recife-PE	102
Tabela 16 – Fluxo de caixa da Planta de Remanso-BA	103
Tabela 17 – Fluxo de caixa da Planta do Rio de Janeiro-RJ	104
Tabela 18 – Fluxo de caixa da Planta de Salvador-BA	105
Tabela 19 – Fluxo de caixa da Planta de São Paulo-SP	106
Tabela 20 – Fluxo de caixa da Planta de Uberlândia-MG	107
Tabela 21 – Resultados de Fluxo de Caixa, VPL e TIR dos projetos	108
Tabela 22 – Tempo de Retorno do Investimento dos Projetos	109
Tabela 23 – Resultados de VPL e TIR dos projetos	110

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
a-Si	Silício Amorfo
BB	Banco do Brasil
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CA	Corrente Elétrica Alternada
CC	Corrente Elétrica Contínua
CdTe	Telureto de Cádmio
CIGS	Cobre-Índio-Gálio-Selênio
CNPJ	Cadastro Nacional da Pessoa Jurídica
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
CONFAZ	Conselho Nacional de Política Fazendária
c-Si	Silício Cristalino
DAS	Documento de Arrecadação do Simples Nacional
DIFAL	Diferencial de Alíquota
DHI	Irradiação Horizontal Difusa
DNI	Irradiação Normal Direta
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FV	Fator de Capacidade
FV	Fotovoltaico
GHI	Irradiação Horizontal Global
GTI	Irradiação Global Inclinada
GWp	Gigawatt
GWp	Gigawatt-Pico

HSP	Média Diária Horas de Sol Pico
ICMS	Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IEC	International Electrotechnical Commission
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
kW	Quilowatt
kWh	Quilowatt-Hora
kWh/m ²	Quilowatt-Hora por metro quadrado
kWp	Quilowatt-Pico
LER	Leilão de Energia de Reserva
MPPT	Rastreador do Ponto de Máxima Potência
MWp	Megawatt
MWp	Megawatt-Pico
NBR	Norma Brasileira
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
PIS	Programas de Integração Social
PR	Performance Ratio
REN	Resolução Normativa
SAM [®]	<i>Software Asset Management</i>
SELIC	Sistema Especial de Liquidação e Custódia
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SF	Sistema Fotovoltaico
STC	<i>Standard Test Conditions</i>
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
VPL	Valor Presente Líquido

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	25
1.1	O Problema	26
1.2	Objetivos do Trabalho	27
1.3	Justificativa	27
1.4	Organização do trabalho	28
2	DESENVOLVIMENTO TEÓRICO	29
2.1	Panorama do Setor Solar no Brasil	29
2.2	Energia Solar Fotovoltaica	32
2.3	Efeito Fotovoltaico	33
2.4	Potencial Solar Brasileiro	35
2.5	Geração Distribuída de Energia Elétrica	39
2.6	Geração Distribuída de Energia Fotovoltaica	40
2.7	Regulamentação Brasileira para GD	40
2.7.1	Resolução Normativa - REN 687:2015	40
2.8	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS	41
3	TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA (FV)	43
3.1	Visão Geral da Tecnologia	43
3.2	Estrutura de Uma Usina de Geração de Energia Solar Foto- voltaica	44
3.3	Módulos Solares	45
3.3.1	Tecnologias Disponíveis	45
3.3.2	Degradação dos Módulos	46
3.3.3	Eficiência e Rendimento	46
3.3.4	Certificação dos Módulos	47
3.3.5	Evolução da Tecnologia dos Módulos	47
3.4	Estruturas de Montagem e Fixação	50
3.5	Inversores	50
3.5.1	Conceitos de Conexão dos Inversores	50
3.5.2	Eficiência dos Inversores	52
3.5.3	Certificação dos Inversores	53
3.6	Quantificação de Desempenho e Rendimento da Planta FV .	54
3.6.1	Rendimento Específico	54
3.6.2	Taxa Desempenho ou <i>Performance Ratio</i> (PR)	55
3.6.3	Fator de Capacidade (FC)	56
3.7	O Recurso Solar	57
3.8	Modelagem e simulação	60

4	ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA	61
4.1	Engenharia Econômica Para Análise de Investimentos	61
4.1.1	Fluxo de Caixa	61
4.1.2	Taxa Mínima de Atratividade (TMA)	62
4.1.3	Valor Presente Líquido (VPL)	63
4.1.4	Taxa Interna de Retorno (TIR)	64
4.1.5	Tempo de Retorno do Investimento ou <i>Payback</i>	64
5	PROCEDIMENTOS E MÉTODOS	67
5.1	Considerações Iniciais	67
5.2	Definição do Problema	68
5.3	Solução Proposta	68
5.4	Primeira prova: Análise Técnica	68
5.5	Segunda Prova: Análise Econômica	69
5.6	Avaliação	69
6	RESULTADOS E DISCUSSÕES	71
6.1	Primeira Prova	71
6.1.1	Definição da Unidade Consumidora e Perfil de Consumo	71
6.1.2	Delimitação do local de estudo	71
6.1.3	Distribuidora e Valor de Energia	71
6.1.4	Potencial Solar	72
6.2	Dimensionamento do Sistema	73
6.2.1	Necessidade de Potência Instalada do SF	73
6.2.1.1	Modelagem via software	74
6.3	Resultados das simulações	77
6.3.1	Planta 1: Curitiba-PR	77
6.3.2	Planta 2: Porto Alegre-RS	78
6.3.3	Planta 3: Joinville-SC	79
6.3.4	Planta 4: Uberlândia-MG	80
6.3.5	Planta 5: São Paulo-SP	81
6.3.6	Planta 6: Rio de Janeiro-RJ	82
6.3.7	Planta 7: Salvador-BA	83
6.3.8	Planta 8: Remanso-BA	84
6.3.9	Planta 9: Recife-PE	85
6.3.10	Planta 10: Goiânia-GO	86
6.3.11	Planta 11: Fortaleza-CE	87
6.3.12	Planta 12: Campo Grande-MS	88
6.3.13	Planta 13: Cuiabá-MT	89
6.3.14	Planta 14: Belo Horizonte-MG	90

6.3.15	Avaliação de Viabilidade Técnica	91
6.4	Segunda Prova: Avaliação Econômica	92
6.4.1	Cenário Avaliado	92
6.4.2	Custo de Implantação do Sistema Solar	93
6.4.3	Resultados da Avaliação Econômica	93
7	CONSIDERAÇÕES FINAIS	113
7.1	Sugestões para Trabalhos Futuros	114
	REFERÊNCIAS	115

1 INTRODUÇÃO

O cenário mundial cada vez mais faz referência sobre a importância da redução da emissão de gases poluentes. Assim, os investimentos para a utilização de fontes alternativas de energia estão em grande desenvolvimento e recebendo inúmeros incentivos (REGAN; PUNTO, 2012). Dentre as novas fontes de geração, a energia solar FV é a que mais cresce em todo o mundo. Devido a disponibilidade de radiação solar no território nacional, esta surge como alternativa para a expansão da matriz elétrica brasileira, sendo notório a necessidade de estudos de viabilidade e do potencial de geração, de modo a quantificar sua relevância para o Sistema Elétrico de Potência (SEP).

O modelo de geração de energia mais utilizado ocorre de maneira centralizada, por meio de grandes usinas hidrelétricas onde, posteriormente, a energia é transmitida até longas distâncias chegando a carga consumidora. Os custos de transmissão e manutenção dessa forma de geração são elevados quando comparados a possibilidade de uma fonte de energia constituída por geradores próximos as cargas (TOLEDO, 2012).

A geração distribuída (GD) de energia tem como característica principal a instalação da central geradora próxima a carga de consumo, normalmente na rede de distribuição do sistema ou mesmo após o sistema de medição do consumidor (TRIGOSO et al., 2010). Este conceito é de grande relevância, pois minimiza perdas durante o transporte da energia até o consumidor, evitando assim a necessidade de extensas linhas de transmissão. Dito isto, a geração distribuída de energia fotovoltaica pode ser um importante condutor a uma nova matriz energética limpa, sustentável, relativamente barata a longo prazo e eficiente.

Outro ponto importante é que o SEP brasileiro, até o final dos anos 2000, era essencialmente passivo, sendo assim, responsável, quase que unicamente, por entregar de maneira unidirecional a energia elétrica das usinas de grande porte aos consumidores finais. Porém, no Brasil existe grande disponibilidade do recurso solar em função da sua localização intertropical, fato este devido a grande incidência de radiação solar na atmosfera, o que mostra o grande potencial para utilização de energia solar fotovoltaica (FREITAS, 2008).

Aliado a disponibilidade solar abundante, verificou-se no Brasil a diminuição dos impostos sobre inversores e módulos solares, além de novos incentivos como linhas de crédito e financiamentos com taxas de juros especiais. Deste modo, tornou-se mais atrativo o projeto e instalação de sistemas fotovoltaicos e, conseqüentemente, o aumento do interesse por instalação destas pequenas centrais geradoras de energia elétrica (EBPR, 2018). Tais centrais proporcionam a disponibilidade de geração próxima ao consumidor, atendimento a pontos isolados do sistema de transmissão e a possibilidade de produção em pequena escala, diminuindo a concentração do impacto ambiental e ampliação da matriz energética. No que tange o funcionamento da tecnologia fotovoltaica, este ocorre de maneira bastante simplificada, ou seja, basicamente pela incidência dos raios solares nos

painéis coletores, os quais podem ser instalados tanto no telhado de um edifício, quanto em uma área livre em solo, garantindo a independência em relação à rede de distribuição de energia elétrica.

O desenvolvimento econômico de um país está ligado à disponibilidade de insumos para o processo produtivo, dentre os quais destacam-se a terra, o trabalho, o dinheiro e a energia. Embora a teoria econômica não estabeleça de forma explícita a relação entre o consumo de energia elétrica e o crescimento econômico e, tampouco os estudos já realizados consigam quantificar tal relação, é evidente que a evolução tecnológica, o aumento da produção e, conseqüentemente, o desenvolvimento econômico se relacionam de forma direta com o aumento por demanda energética (BORGES NETO; CORRÊA; PEROBELLI, 2016).

Pela análise da relação entre demanda e geração, é vantajosa a utilização de sistemas fotovoltaicos em projetos do setor comercial e industrial, uma vez que o pico de consumo de energia elétrica geralmente ocorre em horários nos quais existe grande disponibilidade do recurso solar, ou seja, a energia gerada é consumida quase que instantaneamente.

Neste contexto, neste trabalho aborda-se o potencial técnico de instalação e a viabilidade econômica da utilização de painéis fotovoltaicos para consumidores comerciais em diferentes regiões do território nacional. Para isso, é considerado o perfil típico de consumo de um cliente comercial e dimensionado um sistema de compensação de créditos, proporcional ao consumo energético necessário. Também são consideradas as características regionais de irradiação solar, custos de investimento de acordo com a tecnologia utilizada, demanda utilizada, entre outros fatores que são importantes para a tomada de decisão quanto a rentabilidade do projeto.

1.1 O Problema

O conhecimento técnico do projeto, o correto dimensionamento e a instalação de um sistema conectado à rede, são de extrema importância para a viabilidade de sua utilização. Devido aos altos valores iniciais e, por se tratar da adoção de uma nova tecnologia, faz-se necessário uma análise econômica correta e segura.

Diversos são os fatores que influenciam para que um projeto solar fotovoltaico se torne ou não viável e rentável financeiramente. Um modelo considerado seguro e robusto de tomada de decisões financeiras deve levar em consideração todos estas variáveis. Os atuais conceitos - Tempo de Retorno do Investimento ou Payback, Taxa Interna de Retorno (TIR) e o Valor Presente Líquido (VPL) - utilizados para a elaboração destas projeções, consideram basicamente: preço da instalação do sistema fotovoltaico, importação de equipamentos, reajustes tarifários de energia elétrica, taxas de desconto e percentual de autoconsumo.

O principal motivador da presente proposta é elucidar as seguintes questões:

- É viável tecnicamente instalar sistemas fotovoltaicos?
- O investimento em energia solar fotovoltaica é rentável?
- O quão atrativo financeiramente se torna este projeto?
- Em quanto tempo o investimento financeiro é recuperado ?

Sob esta visão pretende-se abordar o potencial técnico e econômico da utilização de painéis solares em estabelecimentos comerciais em diferentes cidades brasileiras, por meio do estudo dos fatores que contribuem para a tomada de decisão quanto a viabilidade técnica e econômica da instalação de um sistema solar para compensação de créditos de energia elétrica.

1.2 **Objetivos do Trabalho**

O presente trabalho tem como objetivo principal realizar a análise da viabilidade econômica na utilização por parte do setor comercial de sistemas fotovoltaicos (SF), de mini geração distribuída de energia elétrica em diferentes cidades brasileiras.

Cita-se como objetivos específicos:

- Caracterizar a geração fotovoltaica e a legislação vigente pertinente ao tema;
- Realizar simulações de previsão de geração de energia elétrica em SF via software específico;
- Analisar o potencial de geração de energia solar em diferentes regiões do Brasil;
- Elaborar o fluxo de caixa dos projetos de investimento e calcular as variáveis de engenharia econômica: VPL, TIR e o Payback descontado;
- Avaliar a influência da variação do valor final cobrado pelo kWh de energia elétrica na viabilidade econômica dos projetos de investimento;

1.3 **Justificativa**

Frente as crescentes preocupações ambientais ocasionadas pela utilização de combustíveis fósseis, os sistemas fotovoltaicos surgem como alternativa sustentável para a geração de energia elétrica, visto que, a luz solar é uma fonte renovável e inesgotável e, que, apresenta elevados índices de irradiação em todo território nacional.

Em tempos de crise energética e constantes aumentos nas tarifas de energia, a utilização de energia solar no setor comercial tem sido uma alternativa cada vez procurada. Além do impacto econômico, essas empresas também buscam, com a instalação da tecnologia fotovoltaica provocar melhorias ambientais, agregando a imagem sustentável a sua marca.

Obviamente, como toda nova tecnologia a utilização de sistemas fotovoltaicos também ainda gera questionamentos, essas dúvidas são relacionadas principalmente quanto a sua viabilidade na utilização, de forma que o sistema utilizado seja capaz de suprir a demanda energética da edificação em questão.

Outro ponto que frequentemente causa indecisão, é relacionado ao projeto de investimento e o quanto este possa ser rentável e atrativo que justifique sua utilização. Logo, este trabalho se propõe a investigar as questões relacionadas a viabilidade técnica e econômica, e dessa forma elucidar algumas dúvidas pertinentes ao tema, auxiliando investidores na tomada de decisão quanto a utilização de sistemas fotovoltaicos em seus estabelecimentos comerciais, e, desta maneira pretende-se contribuir com a expansão da utilização desta fonte de geração de energia renovável colaborando com o meio ambiente e com o setor elétrico.

1.4 Organização do trabalho

Além do capítulo introdutório já apresentado, esta monografia está dividida em mais seis capítulos.

No Capítulo 2 é apresentada a revisão bibliográfica, fundamental para compreensão e análise do trabalho, onde são apresentados os conceitos de geração distribuída, legislação vigente pertinente ao tema em estudo, o panorama atual do setor fotovoltaico e sua contextualização junto ao setor elétrico.

O Capítulo 3 aborda a tecnologia fotovoltaica, sua aplicação, equipamentos utilizados para a instalação de usinas solares, bem como conceitos a relacionados a geração de energia elétrica rendimento de plantas fotovoltaicas.

O Capítulo 4 aborda os elementos relacionados a análise de viabilidade econômica, apresentando os índices (VPL, TIR e *Payback* descontado) empregados para avaliar os projetos de investimento abordados neste trabalho.

O Capítulo 5 é dedicado à apresentação da metodologia adotada para realização da pesquisa e das premissas consideradas, bem como suas justificativas.

No Capítulo 6 são apresentados os resultados para as simulações realizadas via *software*, onde são reportados os resultados de geração, desempenho e rendimento esperado das plantas fotovoltaicas, bem como o *layout* das mesmas. Neste capítulo, também é realizada a análise econômica do projeto, são exibidos os resultados de retorno de investimento, VPL e TIR.

Por fim, no Capítulo 7, são apresentadas as considerações finais e conclusões, onde são discutidos os resultados obtidos, limitações e são apresentadas sugestões para futuros trabalhos.

2 DESENVOLVIMENTO TEÓRICO

Neste capítulo são abordados os conceitos da energia solar, efeito fotovoltaico, geração distribuída e o panorama no setor elétrico brasileiro.

2.1 Panorama do Setor Solar no Brasil

No Brasil, inicialmente o uso da energia solar era, em sua maioria, desconectada da rede elétrica, utilizando-se de baterias, os chamados sistemas *off-grid*. A partir de 2012 a ANEEL, com a entrada em vigor da Resolução Normativa (REN) 482, permitiu que a fonte de energia fosse aplicada pelo próprio consumidor, desde então, o consumidor tem o direito legal de gerar a sua própria energia (ANEEL, 2012).

Os dois primeiros anos pós Resolução 482, foram marcados por incertezas, baixa difusão e reduzido investimento no setor, porém, em 2015 alguns fatos contribuíram para tornar os investimentos no setor mais atrativos e, a partir de então, ocorre a disseminação da implantação da tecnologia solar fotovoltaica no Brasil.

Como principais acontecimentos ocorridos em 2015 relacionados à energia solar FV, cita-se:

- Isenção do ICMS para GDs, permitindo aos estados interessados em realizar a isenção estadual, antes disso apenas Minas Gerais disponibilizava a isenção;
- Isenção PIS/COFINS para GDs;
- 2ª e 3ª Leilão de Energia de Reserva (LER) para contratação da energia solar FV, proporcionou a entrada da indústria solar, não apenas a produção residencial, mas a cadeia produtiva, onde várias empresas internacionais começaram a realizar aportes financeiros expressivos, idealizando a construção de fazendas solares de médio e grande porte e não apenas a geração distribuída;
- Resolução 482 - Publicação da Resolução Normativa 687.

Enquanto isso, no mundo, apenas no ano de 2015, foram implementados cerca de 50 GWp de capacidade instalada, ultrassando a marca de 220 GWp. Neste ano o mercado interno norte americano fecha com 209 mil empregos no setor, mostrando que o setor de energia solar possui a capacidade de geração de emprego e renda (IEA, 2015).

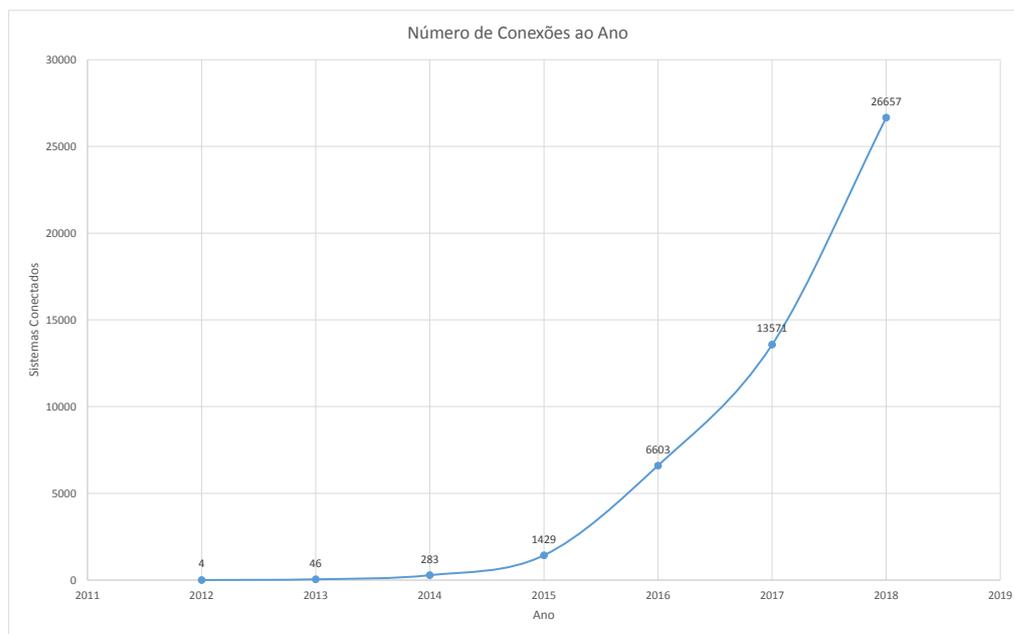
Em 01 de março de 2016 entra em vigor a REN 687, trazendo grandes avanços, os estados de MS, PB, PI, RO e RR aderem ao CONFAZ, isentando o ICMS, PIS/COFINS. Este ano registra o aumento do número de sistemas fotovoltaicos instalados, chegando aos 300% em relação ao ano anterior, saltando de aproximadamente 1400 conexões para 7784.

Em 2017 a geração distribuída ultrapassa a marca de 1MWp de potência instalada, e mais de 10000 sistemas são conectados, o ano fecha com um total de mais 20000 sistemas

conectados e em operação. O Banco do Brasil lança o programa BB Agro Energia com uma boa condição de financiamento, com o excedente da energia gerada no meio rural podendo ser compensado na área urbana, pelo mesmo proprietário dentro da mesma área de distribuição (SECIMA, 2019).

Ainda, em 2017, 23 estados, mais o Distrito Federal, dispensavam a cobrança do ICMS, com exceção do Paraná, Santa Catarina, Espírito Santo e Amazonas. É construída a primeira grande fazenda solar no Brasil, localizada em Bom Jesus da Lapa na Bahia, com capacidade de suprir a demanda energética de 160 mil famílias ao ano, totalizando 158 MW de potência instalada. Na Figura 1 pode ser observada a evolução anual do número de conexões a rede de sistemas fotovoltaicos no Brasil.

Figura 1 – Evolução do número de SF conectados a rede elétrica no Brasil



Fonte: Elaborado pelo autor, adaptado de (BLUE SOL, 2018)

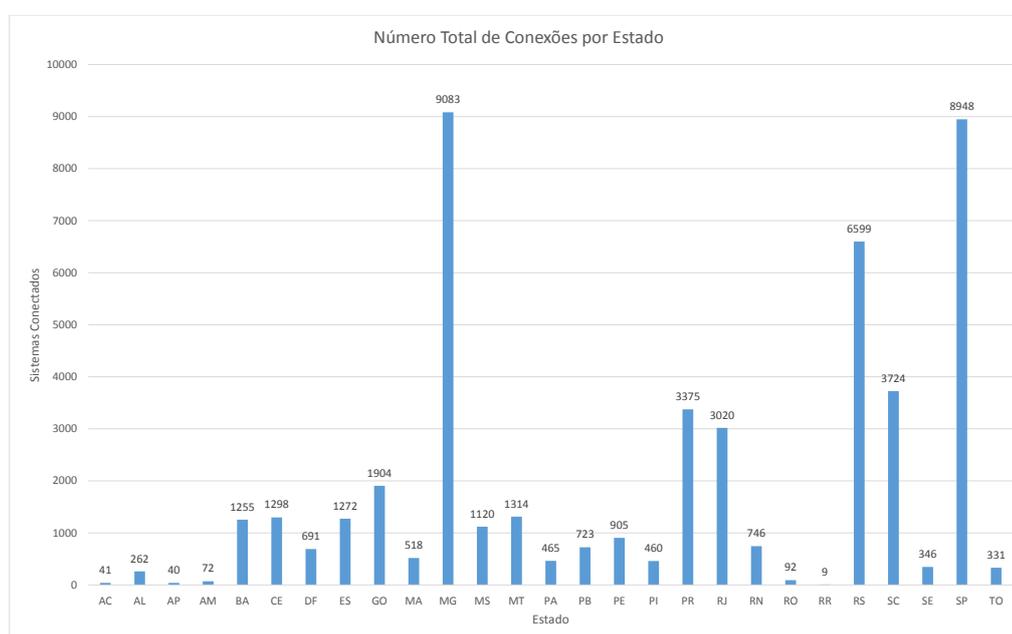
Até dezembro de 2018, o setor de GD no Brasil possuía no total 48.613 sistemas de geração FV conectados que, junto às grandes plantas de fazendas solares, totalizavam 1,84 GW de capacidade instalada, representando em torno de 0,8% da matriz energética brasileira. Projeções apontam que, em 2024, o Brasil contará com aproximadamente 880 mil sistemas de energia SF *On-Grid* espalhados por todos os estados do território nacional (BLUE SOL, 2018).

Considerando somente micro e minigeração, segundo levantamento da Associação

Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (Absolar) o estado de Minas Gerais assume o topo do ranking nacional, tanto no número de unidades conectadas a rede quanto em potência instalada, seguido de perto por São Paulo e um pouco mais atrás, porém, com uma parcela significativa, o Rio Grande do Sul (ABSOLAR, 2019).

A Figura 2 exibe o número total de sistemas FV conectados até dezembro de 2018 em cada um dos estados brasileiros.

Figura 2 – Total de SF conectados por estado

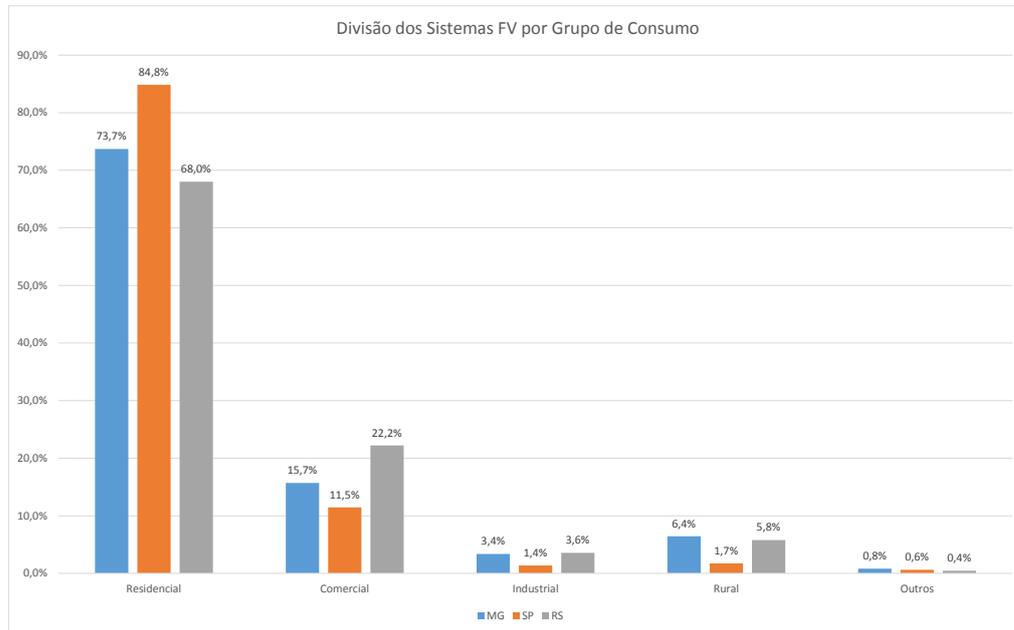


Fonte: Elaborado pelo autor, adaptado de (BLUE SOL, 2018)

Embora fique atrás de São Paulo em número de unidades conectadas, o Rio Grande do Sul supera o estado paulista quando se trata da potência instalada, contabilizando mais de 61000 kW de capacidade de geração contra pouco mais de 52000 kW em São Paulo. Este fato, pode ser justificado pela maior quantidade de conexão de sistemas comerciais no Rio Grande do Sul (1480) do que em São Paulo (1028), pois, em sua maioria, os sistemas comerciais possuem potência instalada maior que sistemas residenciais (SETOR ELÉTRICO, 2018).

A Figura 3 mostra a parcela de cada grupo consumidor no total de unidades conectadas referente aos 3 estados que se destacam por possuírem conexões FV de micro e minigeração.

Figura 3 – Grupos de consumo no total de SF nos estados de SP, MG e RS



Fonte: Elaborado pelo autor, adaptado de (BLUE SOL, 2018)

Números atuais indicam que Minas Gerais possui mais de 120 MW de potência instalada, indicando que, o estado produz eletricidade, a partir da matriz solar fotovoltaica, suficiente para atender a sua demanda de cerca de 60.350 residências com consumo médio de 240 kWh ao mês. Em julho de 2017, Minas Gerais tinha 19 MW de potência instalada. Ou seja, em pouco mais de um ano, houve um aumento de 631 % na capacidade de geração (SOLENERG, 2019).

2.2 Energia Solar Fotovoltaica

O Sol, maior estrela do sistema solar, é também a principal fonte de energia, a qual é proporcionada através da fusão nuclear, processo no qual o hidrogênio é transformado em hélio, liberando energia radiante. A energia solar incidente sobre a superfície da terra durante o ano atinge em média $0,1 \times 10^{18}$ kWh/mês aproximadamente (PEREIRA et al., 2006).

Esse valor representa em torno 1% do consumo energético do planeta no mesmo período. Esses números mostram a importância do sol como fonte de energia e dimensionam a importância dessa fonte para geração de energia elétrica e térmica (CRESESB, 2006).

A energia solar pode ser convertida em energia elétrica basicamente através de dois processos, sendo eles termosolares e fotovoltaicos. No sistema termosolar a radiação solar é retirada da atmosfera e transformada em calor, e este é utilizado para aquecer determinado fluido que fará o acionamento de uma turbina e através de um gerador, transformará a energia cinética em energia elétrica (NAKABAYASHI, 2014).

Em termos energéticos, a irradiação solar é medida em kWh/m² (quilowatt hora por metro quadrado), unidade de medida que, de modo simplificado, quantifica o montante de energia solar que cada metro quadrado de uma determinada área recebe em um período de tempo qualquer.

Nos sistemas fotovoltaicos a energia elétrica é gerada a partir da exposição de um painel fotovoltaico à radiação eletromagnética. As Células fotovoltaicas realizam esse processo de conversão sem emissão de ruído audível, gases poluentes e não necessitam de maior atenção para manutenção. Os painéis fotovoltaicos são compostos de material semicondutor dopado, na grande maioria dos casos o Silício (Si), elemento disponível em abundância na natureza, que é tratado e quimicamente alterado, criando uma camada de cargas positivas e uma camada de cargas negativas.

A irradiação solar ao atingir o painel fotovoltaico, incide sobre uma célula semicondutora e, logo, os fótons da luz absorvida movem os elétrons dos átomos da célula. Estes elétrons livres circulam através da estrutura cristalina que compõe o material e, deste processo resulta a corrente elétrica, ocorrendo o fenômeno físico chamado então de efeito fotovoltaico (CEPEL, 2014).

Quanto maior for a quantidade de painéis, maior será a corrente e tensão gerada. Os painéis vendidos comercialmente, tem potências que variam de 5 watts até 390 watts, produzindo corrente contínua. A potência, em kW, produzida nos terminais do painel solar pode ser calculada, em função do tempo, e, é representada pela expressão 1 (REIS, 2013):

$$P(t) = \eta \cdot A \cdot R_s(t) \quad (1)$$

Sendo, η o rendimento total do sistema (geralmente na faixa de 12% a 22%), A é a área do painel solar (m²) e $R_s(t)$, a radiação solar incidente, em função do tempo de exposição.

2.3 Efeito Fotovoltaico

Sabe-se que os raios solares durante alguns poucos dias de sol que atingem a superfície terrestre contém mais energia do que todo o consumo do planeta em um ano. O efeito fotovoltaico, resumidamente, é um processo que gera tensão ou corrente elétrica em uma célula fotovoltaica quando exposta à luz solar. É esse efeito que torna os painéis solares úteis, pois é como as células dentro do painel convertem a luz do sol em energia

elétrica. O efeito fotovoltaico foi descoberto em 1839 por Edmond Becquerel, ao fazer experimentos envolvendo células úmidas, ele observou que a voltagem da célula aumentava quando suas placas de prata eram expostas à luz do sol (UTL, 2004).

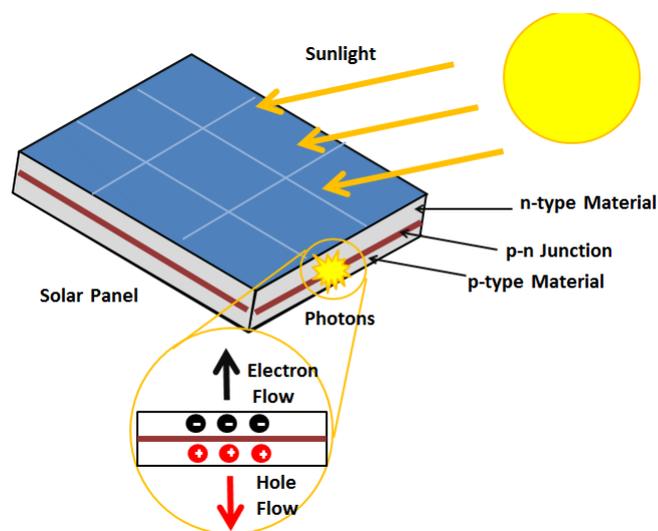
A conversão da luz solar em energia elétrica, ocorre em materiais semicondutores. Nestes materiais existe a necessidade de um mecanismo que propicie que uma das faces tenha a tendência de receber elétrons e a outra face deste material a tendência de doar elétrons, e ainda, este processo não ocorre de maneira espontânea, é preciso estimulá-lo através de uma energia de ativação proveniente do ambiente externo, sendo esta energia contida nos fótons da radiação solar.

As células solares são compostas de dois tipos diferentes de semicondutores - um tipo p e um tipo n - que são unidos para criar uma junção chamada pn. Ao associar esses dois tipos de semicondutores, um campo elétrico é formado na região da camada de junção. Os elétrons mantêm-se presos, porém, quando a energia externa atinge o material, os elétrons são excitados e tendem a se mover.

A luz é composta de fótons, que são simplesmente pequenos feixes de radiação eletromagnética ou energia. Esses fótons podem ser absorvidos por uma célula fotovoltaica. E, quando a luz de um comprimento de onda adequado incide sobre essas células, a energia do fóton é transferida para um átomo do material semicondutor na junção pn a energia é transferida para os elétrons no material, ocorrendo então a migração destes elétrons de uma camada para outra. Neste processo realiza-se a polarização do material, logo, onde vai perdendo elétrons para ser positivo e onde os elétrons vão se acumulando passa a ser o polo negativo, a movimentação destes elétrons resulta na corrente elétrica. O campo elétrico faz com que as partículas carregadas negativamente se movam em uma direção e as partículas carregadas positivamente na outra direção (BOYLE et al., 2003).

O processo descrito anteriormente, pode ser visto de maneira simplificada na Figura 4, e, é similar ao que ocorre em pilhas e baterias. Porém, em baterias, quem ativa a corrente elétrica é uma solução química, enquanto que no efeito fotovoltaico a corrente é ativada através da energia dos fótons.

Figura 4 – Exemplo de como ocorre o efeito fotovoltaico



Fonte: Ecogreen (2015, não paginado)

2.4 Potencial Solar Brasileiro

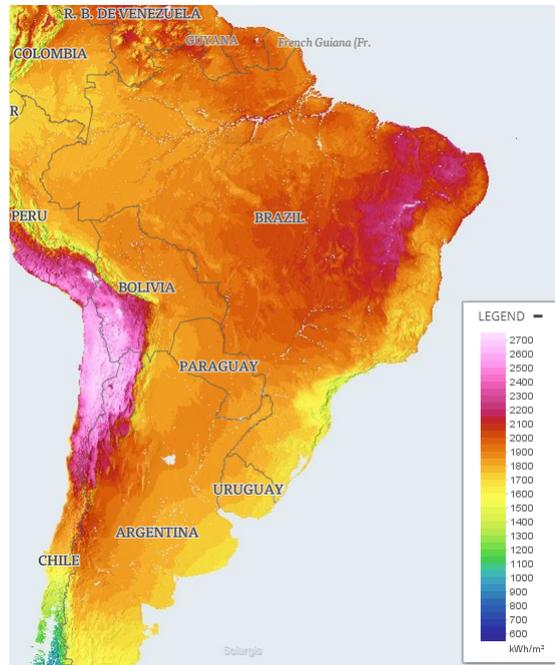
Um dos países que mais recebe irradiação solar no mundo é o Brasil, considerando sua vasta extensão territorial e que grande parte está localizada próximo à linha do equador. O país recebe elevada incidência de luz solar durante muitas horas do dia, e que, apesar de sua dimensão continental, na média acaba variando pouco durante as quatro estações do ano.

De acordo com o Atlas Brasileiro de Energia Solar, o Brasil recebe, durante todo o ano, mais de 3 mil horas de luz solar, equivalendo a uma incidência solar diária entre 4,5 a 6,3 kWh/(m²) (PEREIRA et al., 2006).

A Figura 5 mostra a média da quantidade de radiação solar no plano horizontal, internacionalmente conhecida por Global Horizontal Irradiance (GHI), que incide no território brasileiro durante o período de um ano.

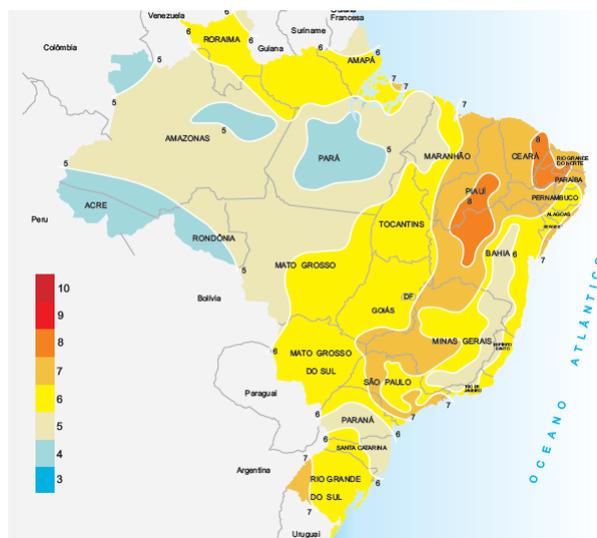
A Figura 6 mostra a insolação diária média anual em horas de sol no território brasileiro.

Figura 5 – Irradiação média anual no Brasil



Fonte: Adaptado de SOLARGIS (2019, não paginado)

Figura 6 – Insolação diária no Brasil: Média anual de horas de sol



Fonte: Adaptado de CEPEL (2000, p. 89)

Considerando o grande potencial brasileiro de radiação solar, a utilização de painéis solares para a produção de energia elétrica, quando comparada as nações do continente europeu, é muito menor.

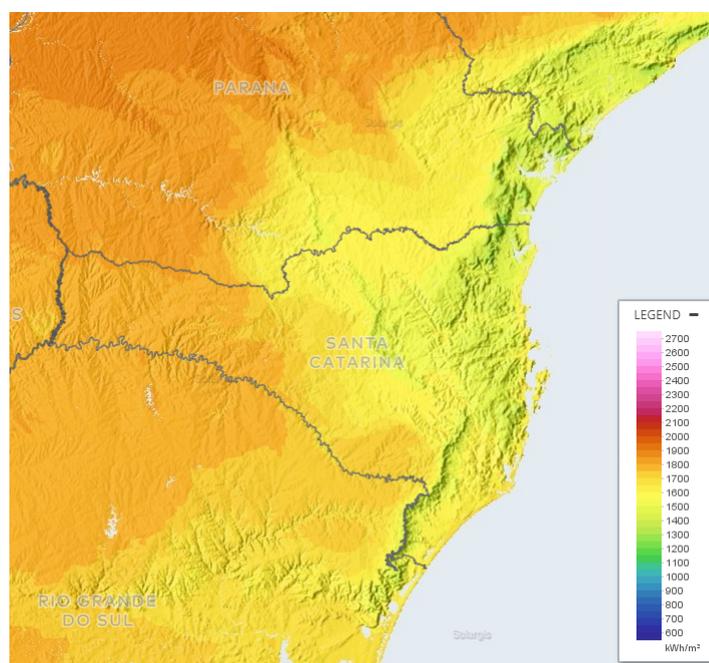
Um país comumente utilizado para efeitos de comparação é a Alemanha, onde existe a maior exploração do recurso solar para geração de energia elétrica em todo mundo, e apesar de receber uma incidência de raios solares baixíssima, está muito à frente do Brasil na utilização da energia fotovoltaica.

Ainda, confrontando a radiação solar nos dois territórios, o pior local no Brasil tem uma média anual em torno de 40% maior que a melhor região alemã (FINDER, 2011).

As Figuras 7 e 8, exibem os valores esperados para a média ao ano de irradiação solar no plano horizontal para o cenário de comparação descrito anteriormente, região sul do Brasil e no território alemão, respectivamente. No Brasil, essa média chega a 2200 kWh/m², enquanto na Alemanha é de 1200 kWh/m².

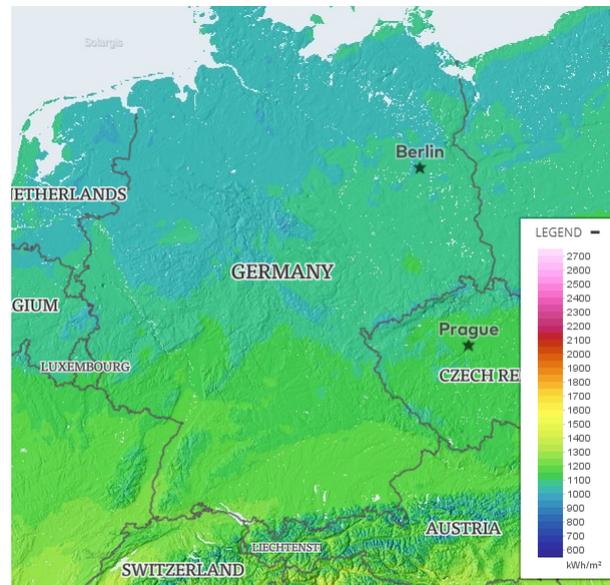
Convertendo os dados de irradiação em capacidade de geração de energia as Figuras 9 e 10 ilustram o potencial médio de geração de energia elétrica por potência instalada no Brasil e na Alemanha, respectivamente.

Figura 7 – Média anual de GHI na região sul do Brasil



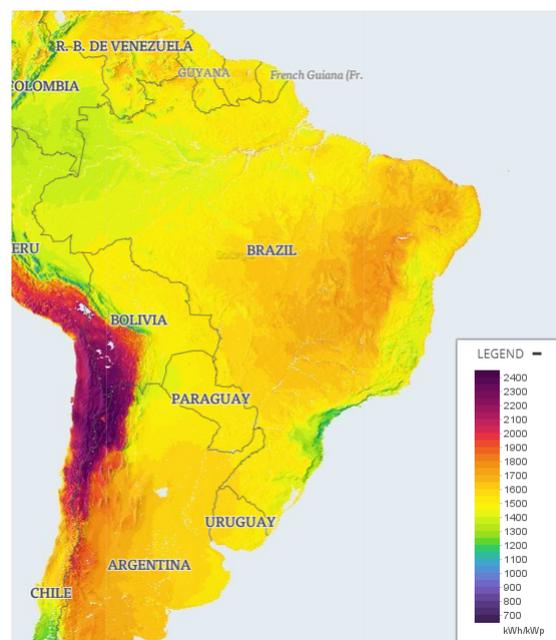
Fonte: Adaptado de SOLARGIS (2019, não paginado)

Figura 8 – Média anual de GHI na Alemanha



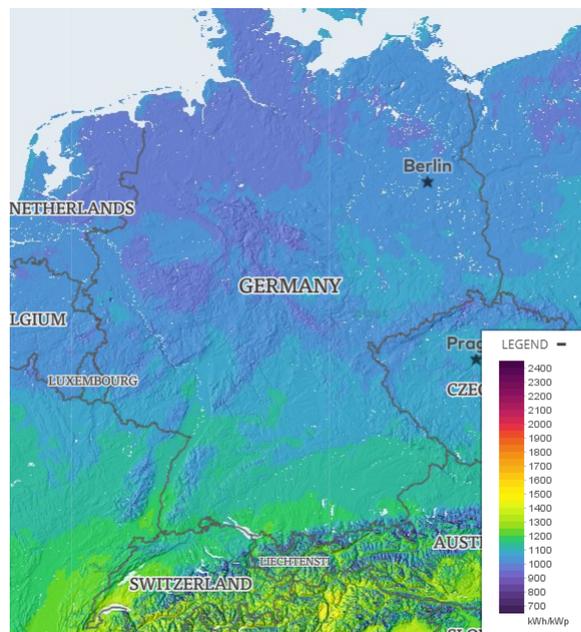
Fonte: Adaptado de SOLARGIS (2019, não paginado)

Figura 9 – Capacidade anual de geração de energia fotovoltaica por kWp no Brasil



Fonte: Adaptado de SOLARGIS (2019, não paginado)

Figura 10 – Capacidade anual de geração de energia fotovoltaica por kWp na Alemanha



Fonte: Adaptado de SOLARGIS (2019)

É importante ressaltar que, mesmo as regiões brasileiras com menor índice de radiação solar, ainda possuem grande potencial de aproveitamento energético.

A região Sul, por exemplo, recebe a média de $5,0 \text{ kWh/m}^2$ por ano de incidência solar, porém, fica apenas $0,9 \text{ kWh/m}^2$ abaixo da região de maior incidência solar no Brasil, a região Nordeste, que por sua vez, se destaca também pela baixa variabilidade da incidência durante o ano.

2.5 Geração Distribuída de Energia Elétrica

A filosofia da aplicação de geração distribuída (GD) diz que, é o tipo de geração de energia com localização próxima ao consumidor final, sendo este a prioridade para o abastecimento, e que pode ou não gerar excedentes de energia para serem comercializados externamente às suas instalações. Porém, ainda não existe uma clara definição de parâmetros como tamanho da unidade geradora, tipo de matriz energética utilizada ou de impacto ambiental, logo, estes elementos não restringem uma instalação geradora quanto a ser classificada como GD (LOPES, 2011).

Mesmo com vários autores associando GD as técnicas de geração a partir de fontes renováveis, Ackermann, Andersson e Söder (2001) descrevem que o conceito de GD não deve ser limitado a apenas algumas tecnologias, pois, os recursos disponíveis variam de acordo com o país ou determinada região. Existindo também, a possibilidade de geração de pequeno porte com recursos não renováveis.

2.6 Geração Distribuída de Energia Fotovoltaica

A GD para energia fotovoltaica parte do princípio que cada unidade consumidora é uma instalação de produção de energia elétrica, capaz de suprir totalmente ou de forma parcial sua própria demanda. O SF distribuído oferece consideráveis vantagens para o sistema elétrico, sendo as principais: a energia elétrica é gerada junto à carga consumidora, diminuindo as perdas referentes ao sistema de transmissão e as redes de distribuição; podem ser reduzidos os investimentos em expansão e manutenção de linhas de transmissão e distribuição. O sistema não requer expansão imediata, sendo possível sua ampliação ou readequação conforme a demanda exigida (LOPES; FERNANDES; MUCHALUAT-SAADE, 2015).

Em contraponto, surgem como desvantagens ou fatores de risco a serem levados em consideração: o complexo sistema de proteção e aterramento, variação de tensão e o efeito dos harmônicos e problemas de estabilidade da rede, custos de instalação elevado, necessidade de estudos prévios de viabilidade econômica e do, ainda desconhecido, horizonte de operação (NARUTO, 2017).

2.7 Regulamentação Brasileira para GD

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é o órgão regulamentador, vinculado ao Ministério de Minas e Energia e que fiscaliza a geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica no Brasil, respeitando as normas e diretrizes do Governo Federal. Sua missão é promover conjunções favoráveis para o desenvolvimento em equilíbrio social e econômico do mercado nacional de energia elétrica (REIS, 2013).

Entrou em vigor em dezembro de 2012 a REN 482 da ANEEL, que determina as diretrizes gerais para a permissão de micro e mini geração distribuída de energia elétrica e o sistema de compensação (ANEEL, 2012), sofrendo alterações e atualizações em 01 de março de 2016, quando começa a vigorar a Resolução Normativa 687, de 24 de novembro de 2015, da qual possibilita muitos avanços e proporciona grande impacto sobre o mercado de energia elétrica para microgeração e minigeração distribuídas (ANEEL, 2015).

2.7.1 Resolução Normativa - REN 687:2015

A entrada em vigor da REN 687 resultou na maior velocidade, flexibilização e diminuição da burocracia para a conexão dos sistemas de geração junto às concessionárias de energia elétrica, e acabou por elucidar algumas dúvidas existentes em alguns pontos da REN 482, contribuindo significativamente para a expansão do setor (ALTOÉ et al., 2017).

As diretrizes para a geração remota e geração compartilhada contidas na REN 687, acabaram sendo muito importantes para alavancar os investimentos no setor.

A geração remota trouxe a possibilidade de que todos os consumidores de energia elétrica no Brasil gerem sua própria energia, mesmo que estes não possuam área útil para construção de uma usina de geração no telhado ou no solo de sua propriedade, onde, por exemplo, um consumidor sem telhado disponível (proprietário de apartamento) tem a possibilidade da geração remota em sua empresa, sítio ou propriedade rural dentro da mesma área de distribuição, colocando seu gerador fotovoltaico e destinando a energia para sua residência (ANEEL, 2016).

Conforme a ANEEL (2015), a REN 687 ainda oportunizou:

- Possibilidade de compensação de créditos de energia entre matrizes e filiais de grupos empresariais: sanou todas as dúvidas que ainda existiam na REN 482, não colocando restrições quanto ao compartilhamento dos créditos entre elas enquanto estiverem na mesma área de distribuição e CNPJ;
- Sistema de geração distribuída condominiais (pessoas físicas e jurídicas): podendo ser instalados sistemas de geração em condomínios residenciais ou empresariais onde é possível que um único gerador instalado em determinado condomínio abasteça em partes ou integralmente todos os condôminos;
- Aumento da potência máxima de minigeração de 1MW para 5 MW;
- Ampliação da validade dos créditos de energia elétrica de 36 para 60 meses.

2.8 Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS

A sigla ICMS significa Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços, ou seja, é um imposto sobre operações relativas à circulação de mercadorias e sobre a prestação de serviços de transporte interestadual e intermunicipal e de comunicação. Desta forma, todas mercadorias que se movam de um estado para outro, ou até mesmo entre municípios, como também os serviços prestados, sofrem alteração no preço final em consequência da aplicação deste tributo.

A aplicabilidade deste imposto se dá ao ser efetivada uma venda de mercadoria ou a realização de algum serviço que se encaixe o emprego do ICMS, momento este que é marcado pela passagem da titularidade deste bem ou serviço para o comprador. Ou seja, o consumidor, ao adquirir uma mercadoria ou contratar algum serviço, passa a ser o titular deste item ou da atividade realizada. Cada estado e o Distrito Federal são os responsáveis pela regulamentação deste imposto, os quais estipulam a porcentagem cobrada em cada localidade. Desta forma, cada área possui sua tarifa específica. Entretanto, no que tange algumas leis que são de comum aplicabilidade, a regulamentação destas é dada pelo Conselho Nacional de Política Fazendária (Confaz) e são estabelecidas pelos convênios ICMS (BIAVA JUNIOR; OYADOMARI, 2010).

Este imposto pode ser classificado como seletivo, uma vez que o percentual cobrado pode variar de acordo com a mercadoria vendida, visto que o ICMS cobrado em produtos como alimentos, que são considerados itens básicos, possuem índices menores do que os aplicados em itens que são considerados supérfluos, como por exemplo cigarros e cosméticos. Todavia existem mercadorias que não sofrem tributação, como jornais, livros e os papéis utilizados para a impressão (GOMES, 2016).

Para realizar o cálculo do ICMS, primeiramente é necessário saber qual alíquota é executada no Estado em questão. Quando a empresa efetua a venda para a mesma UF, de forma simplificada:

- Alíquota do Estado x Preço do Produto = Valor do ICMS da mercadoria;

Quando a operação é realizada entre Estados, ou seja, a empresa tem atuação interestadual, o cálculo deve levar em consideração a diferença entre as tarifas cobradas em ambas localidades. Neste caso, aplica-se a DIFAL (diferencial de alíquota), que atua no intuito reduzir a diferença de arrecadação entre os Estados. Sua função é buscar um equilíbrio entre as regiões, uma vez que, ao oferecer tarifas mais vantajosas, uma região pode se sobressair em detrimento de outra no que tange a atração de negócios. Este fato acabaria por concentrar a renda em apenas uma localidade, razão esta que norteia a aplicabilidade da DIFAL. Após várias alterações, em 2019 estipulou-se que o valor do imposto de operações interestaduais será recolhido integralmente ao local onde a mercadoria foi adquirida (VARSANO, 1995).

O ICMS incide em três casos: quando já faz parte dos impostos recolhidos no Simples Nacional pagos na guia DAS; no caso de substituição tributária, ou seja, quando incide sobre determinadas mercadorias e operações entre Estados; quando existe diferencial de alíquota de compra de mercadorias de outros Estados (PIANCASTELLI; PEROBELLI, 1996).

Em suma, pode-se dizer que o ICMS é uma das principais fontes de arrecadação dos Estados, haja vista que tanto as empresas quanto as pessoas físicas estão sujeitas a este imposto. No caso das empresas, quando estas deixam de cumprir com a obrigação do imposto, passa a ser inadimplente com o fisco, necessitando assim a regularização da situação e quitação das devidas cobranças, que estarão com os juros relativos aos atrasos, juros estes fixados de acordo com a taxa SELIC referente ao período do débito em aberto (GOMES, 2016).

3 TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA (FV)

Esta seção discute tecnologias de módulos, sistemas de montagem, inversores e métodos de quantificação do desempenho da planta. Fornecendo uma visão geral das atuais tecnologias disponíveis comercialmente e utilizadas em projetos de energia solar fotovoltaica de médio e grande porte. O objetivo é abordar e fornecer uma estrutura de entendimento específico da tecnologia.

3.1 Visão Geral da Tecnologia

As tecnologias de células fotovoltaicas são classificadas essencialmente em duas grandes categorias, são elas: cristalinas ou filme fino. As células de silício cristalino (c-Si) fornecem módulos de alta eficiência, são subdivididas em silício monocristalino (mono-c-Si) ou silício multi-cristalino (multi-c-Si). As células Mono-c-Si são geralmente as mais eficientes, mas também são mais caras do que o multi-c-Si. Células de filme fino fornecem uma alternativa mais barata, mas são menos eficientes, na categoria filme fino, três são os principais tipos de células: Telureto de Cádmio (CdTe), Di-Seleneto de Cobre, Gálio e Índio (Gálio) (CIGS) e Silício Amorfo (a-Si).

O desempenho de um módulo fotovoltaico diminuirá com o tempo devido a processo conhecido como degradação. A taxa de degradação depende das condições climáticas, ambientais e a tecnologia empregada na construção do módulo . Os módulos são montados em estruturas de ângulo fixo ou em exposição com rastreamento solar. Os quadros fixos são mais simples de instalar, mais baratos e requerem menos manutenção. No entanto, os sistemas de rastreamento podem aumentar rendimento do sistema em até 45% (SILUK, 2017).

Os inversores convertem eletricidade de corrente contínua (CC) gerada pelo arranjo fotovoltaico em eletricidade em corrente alternada (CA), idealmente em conformidade requisitos de conexão a rede. São alocados diretamente nos módulos, na sequência com as fileiras de módulos ou no modelo configuração central. Inversores centrais são considerados mais adequados para usinas multi-MW . O inversor de string é conectado a uma fileira de módulos em série, enquanto que cada micro inversor pode ser conectado a um único módulo. Portanto, a conversão de CC em CA é realizada em cada módulo individualmente por microinversores (HOARCA; RADUCU, 2015).

Inversores de strings possuem rastreadores Maximum Power Point Tracking (MPPT) e exigem menos complexidade de manutenção e mais flexibilidade para a planta fotovoltaica quando comparados aos inversores centrais. Porém, em configuração com inversor string, situações de falha em um único módulo ou em um dos inversores e situações de sombreamento de alguns poucos módulos poderiam afetar o desempenho de toda fileira de módulos, o que seria evitado com o uso de um micro inversor para cada módulo, já que nesse caso falhas e sombreamento em um módulo afetariam somente a produção de energia desse módulo (ZHENG et al., 2014).

Módulos fotovoltaicos e inversores estão sujeitos a certificação, que na maioria das vezes é realizada pela International Electrotechnical Commission (IEC). Atualmente novos padrões estão sob estudos e desenvolvimento para avaliar os componentes dos módulos fotovoltaicos e materiais utilizados (IFC, 2015).

A relação de desempenho -performance ratio- de uma usina de energia fotovoltaica bem projetada terá um valor de PR na faixa de 77% a 86% (com uma média anual típica de 82%), diminuindo gradativamente ao longo da vida útil da planta (PERAZA; GASPARIN; KREZNINGER, 2015).

3.2 Estrutura de Uma Usina de Geração de Energia Solar Fotovoltaica

1. Módulos Solares ou Módulos fotovoltaicos: convertem a radiação solar diretamente em eletricidade através do efeito fotovoltaico em um processo silencioso e limpo que não requer partes móveis. O efeito fotovoltaico é um efeito semicondutor, do qual, a radiação solar que atinge as células fotovoltaicas semicondutoras gera movimento de elétrons. A saída de uma célula fotovoltaica resulta em eletricidade em CC. Uma usina solar contém dezenas de células conectadas em módulos e muitos módulos conectados juntos em fileiras (strings) para produzir a quantidade de energia em CC necessária (WALKER; SERNIA, 2004);
2. Inversores: São equipamentos eletrônicos que convertem a corrente elétrica contínua (CC) em alternada (CA) no sistema fotovoltaico. É praticamente um adaptador de energia do sistema fotovoltaico para conexão com os padrões da rede elétrica. O inversor solar também garante a segurança de todo o sistema, realiza monitoramento, e é responsável pela otimização de energia produzida. Nos inversores os módulos em séries e as strings em paralelo são conectados, e após a conversão CA/CC a energia é colocada à disposição para compensação ou utilização (PEREIRA; GONÇALVES, 2008);
3. Sistemas ou estruturas de montagem e fixação dos módulos: permitem que os módulos fotovoltaicos sejam presos com segurança ao solo em um ângulo de inclinação fixo ou em estruturas de rastreamento solar (IFC, 2015);
4. Transformadores: A saída dos inversores geralmente requer um aumento adicional da tensão para atingir o nível de tensão da rede CA. O transformador eleva a saída dos inversores para a tensão de rede necessária;
5. Interface de conexão da rede: onde a eletricidade é exportada para a rede. A subestação também terá o equipamento necessário para a interface de conexão, dispositivos de proteção, manobra e seccionamento, desconectores para proteção e isolamento da usina fotovoltaica, bem como equipamentos de medição. A subestação e o ponto de medição geralmente são externos ao limite da usina.

3.3 Módulos Solares

Esta seção descreve as opções tecnológicas disponíveis comercialmente para os módulos solares fotovoltaicos, discute o módulo certificação e descreve como o desempenho do módulo fotovoltaico solar pode degradar ao longo do tempo.

3.3.1 Tecnologias Disponíveis

As propriedades semicondutoras incomuns necessárias para as células fotovoltaicas limitam as matérias-primas a partir das quais podem ser fabricadas. O material mais comum é o silício, porém, existem as células compostas por CdTe e CIGS. Tecnologias FV emergentes, como células orgânicas, são feitas de polímeros. No entanto, ainda não estão comercialmente disponíveis. Cada material tem características peculiares e próprias e que impactam no desempenho e durabilidade da célula, no método de fabricação e no custo final. As células fotovoltaicas podem ser constituídas por placas de silício ou "thin-film" tecnologias para as quais uma camada fina de um material semicondutor é depositado em substratos de baixo custo. As células FV podem ainda ser caracterizadas de acordo com a estrutura do material semicondutor, "monocristalino", "multicristalino" - também conhecido como "policristalino" - ou material "amorfo" (RAUSCHENBACH, 2012).

A grande maioria dos módulos disponíveis comercialmente possuem células produzidas de silício cristalino (c-Si), podendo ser compostos por células de silício monocristalino ou poli-cristalino. As células Mono-c-Si são geralmente as mais eficientes, mas são também tem um custo mais elevado do que o módulos poli-c-Si (DEMONTI et al., 2012).

1. Módulos Monocristalinos: O Mono-c-Si tem uma estrutura atômica ordenada. Ou seja, torna o material previsível e de fácil utilização, com uma taxa de eficiência de 15% a 21%. A desvantagem do silício monocristalino é o custo para ser produzido. O processo de fabricação é lento e preciso para criar uma estrutura celular pre-determinada e ordenada. O desenvolvimento dos módulos monocristalinos começa com a produção dos cristais de silício, cultivados usando silício fundido. Esse silício é considerado puríssimo. O silício fundido forma um lingote único de cristal. Os fabricantes cortam os cristais em pastilhas. A espessura destas fatias varia normalmente de 0,2 mm a 0,3 mm. Cada "bolacha" é uma célula solar monocristalina. Os fabricantes modelam as bordas das bolachas de forma arredondada, criando um formato hexagonal que propiciando que um maior número bolachas sejam inseridas em um módulo (GODOI et al., 2018).
2. Módulos Policristalinos: O Poli-c-Si ou multicristalino, tem uma estrutura celular menos ordenada, é mais barato para produção do que o silício monocristalino. Estas células são produzidas a partir de blocos de silício obtidos por fusão de quantidades de silício puro em moldes especiais. Uma vez inserido nas formas, o silício arrefece

lentamente solidificando-se. Neste processo, os átomos não se aloca em único cristal. Forma-se então uma estrutura policristalina contendo superfícies de separação entre os cristais. Sua eficiência na conversão de luz solar em eletricidade é um pouco mais baixa do que nas Mono-c-Si (SERRANO et al., 2017).

3.3.2 Degradação dos Módulos

O desempenho de um módulo fotovoltaico diminui ao longo dos anos. A deterioração tem diferentes causas, que podem incluir efeitos de umidade, temperatura, irradiação solar e efeitos de polarização de tensão. Outros fatores que afetam o grau de degradação incluem a qualidade dos materiais utilizados na fabricação, o processo de fabricação e a qualidade de montagem e a alocação das células no módulo (FREITAS, 2008).

A manutenção tem pouco efeito sobre a taxa de degradação, que é predominantemente dependente de características específicas do módulo utilizado e as condições climáticas locais. Portanto, é importante que sejam escolhidos fabricantes confiáveis. Em geral, pode-se esperar que módulos fotovoltaicos de boa qualidade tenham uma vida útil de 25 a 30 anos, a partir de então as taxas de degradação tornam-se mais altas (ZANESCO et al., 2014).

Alguns fabricantes de módulos realizam testes específicos independentes, para desta forma mostrar que seus produtos podem assumir uma menor taxa anual de degradação (PINTO FILHO, 2017).

As condições e a origem da degradação podem variar entre as diferentes tecnologias dos módulos. Em módulos cristalinos, a taxa de degradação é tipicamente maior no primeiro ano após a exposição solar inicial e, posteriormente, tende a estabilizar. Uniformemente é aceitável uma taxa de degradação 0,4% ao ano (ZANESCO et al., 2014).

3.3.3 Eficiência e Rendimento

No mercado FV existem várias opções de tecnologias de módulos disponíveis. No entanto, já é esperado, que as tecnologias de maior eficiência possuam um valor mais elevado na fabricação, porém, módulos menos eficientes, apesar de possuírem um preço mais acessível, necessitam de uma área física maior para produzir a mesma potência nominal dos módulos mais eficientes. Como resultado, as vantagens de custo obtidas no nível do módulo (escolha do produto de menor valor), podem ser compensadas pelo valor extra ao dispor de maior infraestrutura de montagem, conexões, fixação e cabeamento adicionais e o custo do terreno (em usinas de solo) para abrigar uma área maior de módulos. Portanto, usar os módulos de menor custo não leva necessariamente ao menor custo por Watt-pico em uma planta construída.

A Tabela 1 exhibe as principais tecnologias de módulos solares comercialmente disponíveis e um comparativo entre eficiência média e a área necessária para instalar 1 kWp.

Tabela 1 – Tecnologias de módulos disponíveis comercialmente

Tecnologia	Eficiência Média	Área (m²) para 1kWp
Silício monocristalino (Mono-c-Si)	15% - 22%	5 - 8
Polisilício (Poli-c-Si)	14% - 20%	7 - 9
Silício amorfo (a-Si)	6% - 9%	13 - 30
Telureto de cádmio (CdTe)	8% - 16%	9 - 11
Cobre, Índio e Seleneto de Gálio	8% - 14%	8 - 10

Fonte: Elaborado pelo autor com base em IFC (2015, p. 28 e 60)

3.3.4 Certificação dos Módulos

A International Electrotechnical Commission (IEC) publica normas internacionalmente para módulos fotovoltaicos. O Comitê Técnico 82, “Sistemas de energia solar fotovoltaica”, é responsável por criar todos os padrões da IEC relativos à energia fotovoltaica. Normalmente, os módulos fotovoltaicos serão certificados quanto à durabilidade e confiabilidade de acordo com esses padrões (IEC, 2017).

Os padrões IEC 61215 (para módulos c-Si) e IEC 61646 (para módulos de filme fino) incluem testes para ciclos térmicos, umidade e congelamento, tensão mecânica e torção, resistência a granizo e desempenho sob condições de teste padrão (STC), onde, para determinados valores mínimos aceitáveis, atesta sua qualidade e indicam que os módulos podem suportar o uso prolongado nestas condições. No entanto, descreve muito pouco sobre o desempenho do módulo nas mais distintas condições reais de utilização (IEC, 2008).

Em IEC (2011) “Testes de desempenho de módulos fotovoltaicos e classificação de energia” são fornecidas as informações quanto a metodologia para determinar o desempenho detalhado do módulo.

3.3.5 Evolução da Tecnologia dos Módulos

A tecnologia dos módulos fotovoltaicos está em crescente e veloz desenvolvimento. Embora uma ampla variedade de diferentes técnicas e novos materiais estejam sendo explorados, o objetivo dessas abordagens na grande maioria das pesquisas estão focados na melhoria da eficiência dos módulos ou na redução dos custos de fabricação. Aperfeiçoamentos estão sendo feitos para as células c-Si convencionais. Uma dessas melhorias visa reduzir a área dos contatos e, assim, aumentar a área disponível da célula exposta à radiação solar (REGAN; PUNTO, 2012).

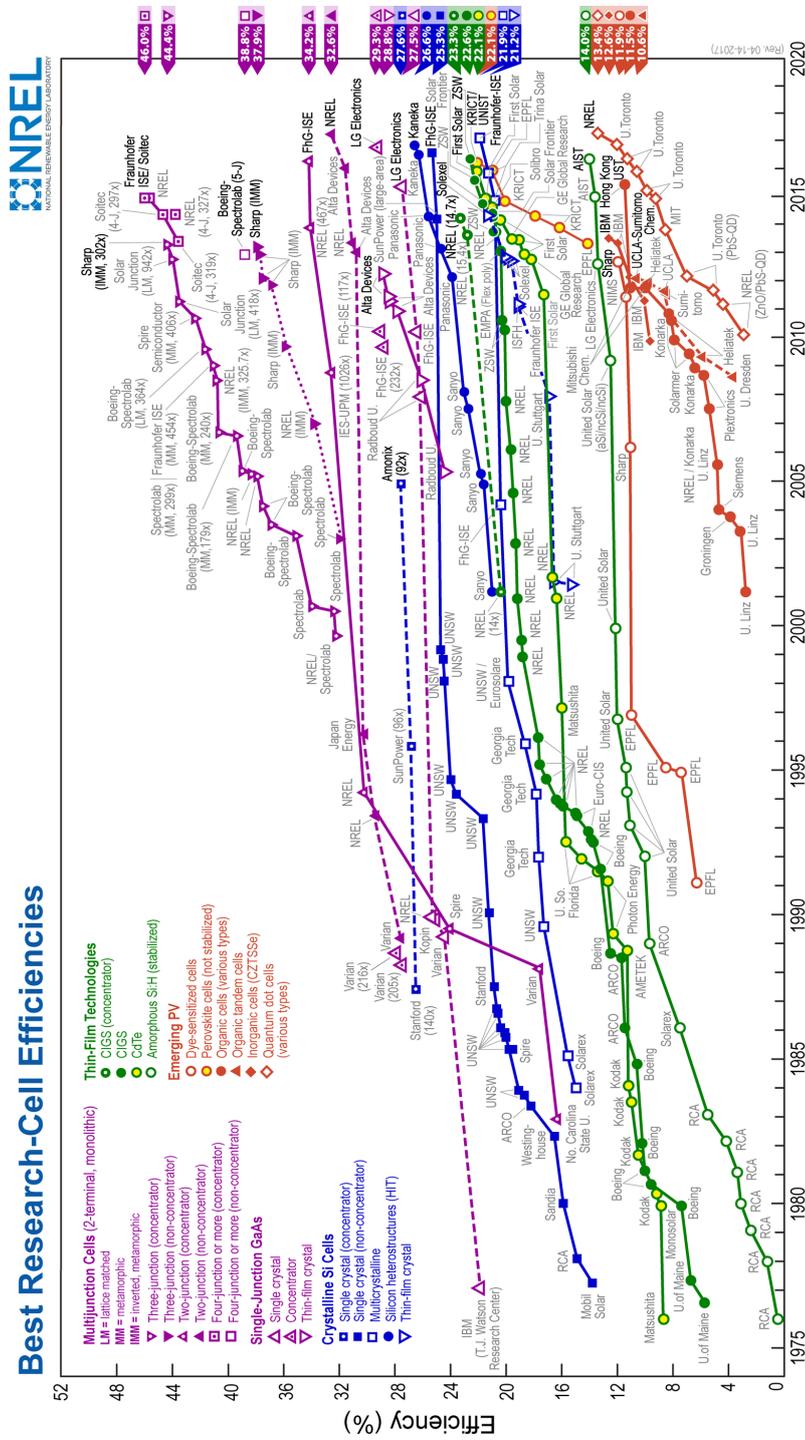
As células solares, embora de tecnologias distintas, têm seu desempenho diretamente ligado à sua exposição solar nos diferentes pontos do globo terrestre. Estudos estão desenvolvendo diferentes tecnologias de células para pontos de exposição diferentes no espectro e dessa forma otimizar a produção de energia, algumas células destas novas

tecnologias, apesar de muito caras, obtiveram eficiências superiores a 40% onde células convencionais apresentam 16% de eficiência. Propostas menos complexas, incluem células híbridas (composto de células empilhadas de c-Si e de película fina) e células multi-junção a-Si (AGNALDO et al., 2006).

Outras tecnologias emergentes, que ainda não estão disponíveis comercialmente no mercado, mas poderiam ser de interesse comercial no futuro, incluem células esféricas e células orgânicas ou sensibilizadas por corantes. Estas células sensibilizadas por corantes ganharam atenção recentemente por causa de seus baixos custos de produção e facilidade de fabricação. No entanto, sua baixa eficiência e sua instabilidade, ao longo do tempo, ainda são desvantagens significativas (YAMAMOTO, 2014).

A Figura 11 exibe o resultado de um estudo realizado pela *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) quanto a evolução e o desenvolvimento das células solares e sua eficiência, desde as primeiras pesquisas em 1975 até os dias atuais. Observa-se que as células comercialmente disponíveis ficam muito atrás das células utilizadas como protótipos em termos de eficiência.

Figura 11 – Evolução da eficiência das células para módulos solares



Fonte: NREL (2018)

3.4 Estruturas de Montagem e Fixação

Os módulos fotovoltaicos devem ser fixados em uma estrutura para mantê-los orientados na direção correta, devendo está orientação sempre buscar otimizar sua capacidade de receber a incidência solar, e fornecer-lhes suporte estrutural e proteção. Estruturas de montagem podem ser fixas ou rastreadas (IFC, 2015).

As estruturas fixas são tipicamente inclinadas no plano horizontal para maximizar a irradiação anual que recebem. O ângulo de inclinação ideal depende da latitude da localização da planta. SF instalados acima da linha do equador tendem a ter sua direção voltada para o sul, e no hemisfério sul o apontamento dos módulos se dá na direção do norte geográfico (VERA, 2004).

3.5 Inversores

Inversores são dispositivos eletrônicos, convertem eletricidade CC gerada pelos módulos fotovoltaicos em eletricidade CA, idealmente em conformidade com a rede local requisitos. Os inversores também podem executar uma variedade de funções para maximizar a saída da planta. Desde otimizar a tensão entre as *strings* e monitorar o desempenho das mesmas, até o registro de dados e fornecer proteção e isolamento em caso de irregularidades na rede ou com os módulos fotovoltaicos.

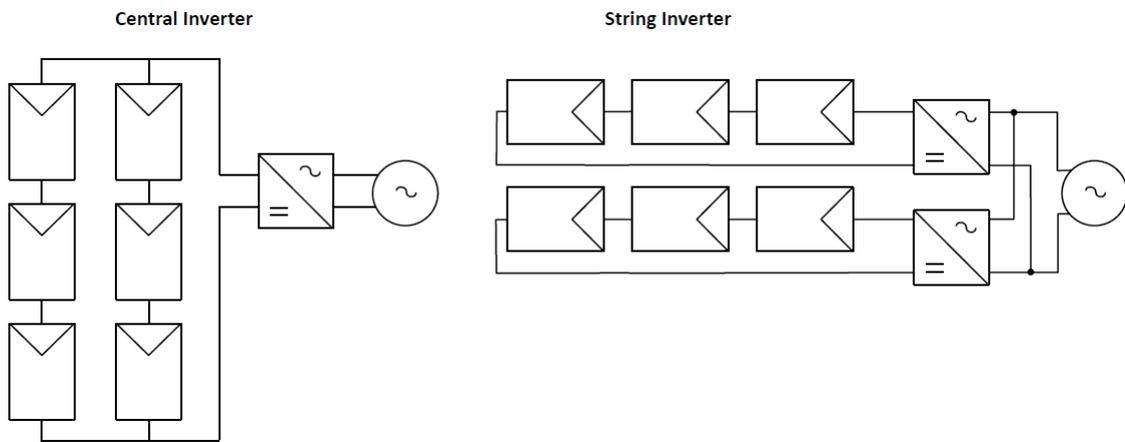
3.5.1 Conceitos de Conexão dos Inversores

Existem duas grandes classes de inversores: inversores centrais e inversores de string. A configuração central do inversor mostrada na Figura 12, continua a ser a principal escolha para usinas fotovoltaicas solares de médio e grande porte, onde, dezenas de módulos são conectados em série, de forma a criar uma cadeia de alta tensão. As fileiras são então conectadas em paralelo ao inversor.

Os inversores centrais oferecem confiabilidade e simplicidade na instalação. No entanto, algumas desvantagens são significantes como o aumento de perdas por incompatibilidade e principalmente a perda por ausência de rastreamento de ponto de potência máxima (MPPT) para cada string ou para determinado número de strings. Isso pode causar problemas para plantas que possuam vários ângulos de inclinação e/ou orientação ou ainda, instalações que que sofram diferentes níveis ou pontos de sombreamento ou utilizam tipos de diferentes de módulos (GODOI et al., 2018).

Os inversores centrais são geralmente trifásicos e podem incluir transformadores de frequência. Esses transformadores aumentam o peso e o tamanho dos inversores, embora forneçam isolação galvânica de rede, ou seja, não há conexão elétrica entre as tensões da entrada e de saída - uma condição que às vezes é exigida pelas normas nacionais de segurança elétrica. Por vezes estes inversores são utilizados na configuração conhecida por “master-slave” ou principal-secundário. Isso significa que alguns inversores desligam

Figura 12 – Topologia de inversores



Fonte: Elaborado pelo autor, com base em Mediavilla et al. (2014, p. 1130)

quando a irradiância é baixa, permitindo que os outros inversores funcionem mais próximos ao carregamento ideal e, quando a irradiância é alta, a carga é compartilhada por todos os inversores, exigindo que apenas o número necessário de inversores opere em determinados momentos. Como o tempo de operação é distribuído uniformemente entre os inversores, a vida útil pode ser prolongada (RAMPINELLI; KRENZINHER; ROMERO, 2013).

De maneira oposta, o conceito de inversor de string utiliza um número bem maior de inversores, sendo estes inversores de menor porte e, distribuídos entre as diversas strings. Os inversores de strings fornecem MPPT em nível de string, ou seja, em um arranjo fotovoltaico, uma ou mais strings podem assumir diferentes características das demais e serem conectadas a um terminal MPPT comum e, assim, em outro terminal MPPT outras strings de características de operação diferentes das anteriores mas comum entre si podem ser conectadas, caracterizando quase uma independência no funcionamento entre estas fileiras de módulos. Sendo útil nos casos em que grupos de módulos de especificações diferentes estão sendo empregados, ou onde os módulos são impossibilitados de serem instalados com a mesma orientação ou inclinação ocasionando sombreamento não uniforme na planta (GODOI et al., 2018).

Os inversores de string podem ser do tipo monofásicos e na maioria das vezes não necessitam de transformadores sejam eles rebaixadores/elevadores para adequar a tensão da rede, também possuem outras vantagens como facilidade na substituição e conexão de pouca complexidade. Em segundo lugar, é mais prático manter inversores sobressalentes no local da planta, tornando mais fácil o trabalho em situações imprevistas, como no caso de uma falha do inversor ou troca para manutenção. Em comparação, a falha de um grande inversor central, durante um longo período de tempo de reparo, pode levar a uma

perda significativa de produção e rendimento antes que ele possa ser substituído.

3.5.2 Eficiência dos Inversores

As metodologias de medida de eficiência dos inversores descrevem e quantificam a eficiência destes equipamentos sob um ponto de vista para diferentes aspectos da operação de um inversor. É constante a busca por uma maneira uniforme e objetiva de quantificar o desempenho do inversor. Frequentemente novas formas de medir a eficiência são sugeridas na literatura. Os métodos mais usados são discutidos abaixo:

1. Eficiência de conversão (η_{conv}): É uma medida das perdas sofridas durante a conversão de corrente contínua para corrente alternada. Essas perdas são associadas a múltiplos fatores: presença de um transformador, perdas magnéticas, indução e outras perdas relacionadas ao cobre, o autoconsumo do inversor e as perdas na eletrônica de potência (CARVALHO, 2012). A eficiência de conversão é definida como a razão entre o componente fundamental da saída CA do inversor, dividido pela potência de entrada em CC (GONÇALVES, 2013):

$$\eta_{conv} = \frac{P_{ca}}{P_{cc}} \quad (2)$$

A eficiência de conversão não é constante, mas depende da entrada de energia CC, da tensão de operação e das condições climáticas, incluindo a temperatura ambiente e a irradiância. A variação na irradiância durante o dia causa flutuações na potência e no ponto de potência máxima (MPP) de um gerador fotovoltaico.

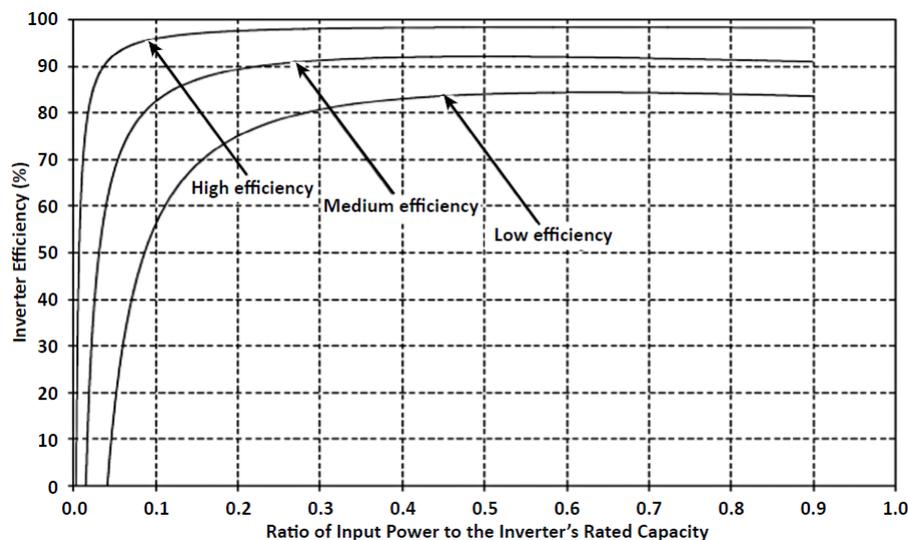
Como resultado, o inversor é continuamente submetido a diferentes cargas, levando a uma eficiência variável. A tensão na qual os inversores atingem sua eficiência máxima é uma importante variável para o projeto FV, permitindo aos projetistas a otimização do sistema.

2. Rendimento europeu (η_{Euro}): O rendimento europeu é um método muito utilizado para mensurar a eficiência de um inversor. É uma medida de eficiência calculada sobre a média da dissipação de energia correspondente às condições climáticas habituais para a operação do inversor em uma localização central no continente Europeu (PINTO; ZILLES; ALMEIDA, 2011). Os inversores podem ter uma eficiência europeia padrão de 95% e eficiências máximas de até 98%.
3. Eficiência californiana (η_{CEC}): De maneira similar o programa de energia solar da Comissão Californiana de Energia (California Energy Commission) possui outro método para mensurar a eficiência. A Eficiência californiana, embora seja baseada no mesmo raciocínio da Eficiência Européia, o método é calibrado para locais com maior irradiância média, portanto, possui diferentes ponderações (BASSAN; URBANETZ, 2018).

A maioria dos inversores emprega algoritmos de MPPT para ajustar a impedância da carga e maximizar a potência do painel fotovoltaico. As maiores eficiências são alcançadas por inversores sem transformador.

Devido ao desempenho dinâmico da eficiência do inversor, os diagramas também são utilizados para representar valores numéricos uniformes. Um exemplo que descreve a relação da eficiência com a carga do é exibido na Figura 13.

Figura 13 – Curvas de rendimento de inversores de baixa, média e alta eficiência em função da potência de entrada com a capacidade nominal do inversor



Fonte: Mondol, Yohanis e Norton (2006, p. 1521)

3.5.3 Certificação dos Inversores

A fim de garantir um alto nível de segurança, qualidade e desempenho, e para minimizar riscos e danos, os inversores devem estar em conformidade com uma série de normas e padrões. Os requisitos, em termos de conformidade com os padrões, dependem da localização do projeto e do tipo de inversor. Podendo ser citados como órgãos normativos mundialmente importantes para certificação de inversores: Deutsches Institut für Normung (DIN), a Verband der Elektrotechnik, a Elektronik und Informationstechnik (VDE), a IEC, e a Norma Europeia (EN) (JANNUZZI; VARELLA; GOMES, 2009).

No Brasil, os ensaios de inversores para sistemas FV são ditados pelas normas ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150, ABNT NBR IEC 62116 e pela portaria 357 de 01 de agosto de 2014 (CARVALHO, 2012).

A Tabela 2 resume os 17 ensaios e relaciona-os aos documentos de referência. Além disso, deverão obedecer aos critérios estabelecidos pelo Inmetro, quando aplicável.

Ou apresentar certificados internacionais que atestem a correspondência/conformidade com a ABNT NBR 16149 e ABNT NBR IEC 62116 em alguns casos.

Tabela 2 – Ensaaios de inversores SF e normas equivalentes

Nº	Ensaio	Referência
1	Cintilação	NBR 16149 e NBR 16150
2	Injeção de componente continua	NBR 16149 e NBR 16150
3	Harmônicos	NBR 16149 e NBR 16150
4	FP	NBR 16149 e NBR 16150
5	Injeção/demanda de potência reativa	NBR 16149 e NBR 16150
6	Sobre/subtensão	NBR 16149 e NBR 16150
7	Sobre/subfrequência	NBR 16149 e NBR 16150
8	Potência ativa em sobrefrequência	NBR 16149 e NBR 16150
9	Reconexão	NBR 16149 e NBR 16150
10	Religamento automático fora de fase	NBR 16149 e NBR 16150
11	Modulação de potência ativa	NBR 16149 e NBR 16150
12	Modulação de potência reativa	NBR 16149 e NBR 16150
13	Desconexão do sistema fotovoltaico da rede	NBR 16149 e NBR 16150
14	Suportabilidade a subtensões de faltas na rede	NBR 16149 e NBR 16150
15	Proteção contra inversão de polaridade	Portaria INMETRO nº 357
16	Sobrecarga	Portaria INMETRO nº 357
17	Proteção Anti-ilhamento	NBR IEC 62116

Fonte: Fonte: Elaborado pelo autor, baseado em IEE-USP (2018)

3.6 Quantificação de Desempenho e Rendimento da Planta FV

Espera-se que o desempenho de uma usina de energia fotovoltaica sofra uma queda durante sua vida útil, especialmente na segunda e terceira décadas de operação, à medida que os módulos continuam a se degradar, outros componentes da usina acabam sofrendo algum tipo de desgaste.

Além da boa qualidade da instalação dos equipamentos, um nível elevado de responsabilidade para o bom desempenho de uma usina FV é direcionado a empresa contratada para O&M.

Esta seção discute como o desempenho operacional de um sistema fotovoltaico pode ser quantificado.

3.6.1 Rendimento Específico

O rendimento específico ou Yield (kWh / kWp) é a energia anual total gerada por cada kWpico de potência instalado. É freqüentemente usado para ajudar a determinar o valor financeiro de uma planta e comparar resultados operacionais de diferentes tecnologias e sistemas. O Yield pode ser calculado pela equação 3 (ALMEIDA, 2012):

$$Yield = \frac{Energia_{ca}[kWh]}{Pot_{cc}[kW]} \quad (3)$$

O Yield de uma planta FV depende de:

- Perdas do sistema, incluindo tempo de inatividade dos inversores;
- A irradiação total anual que cai no plano coletor. Podendo ser otimizado, utilizando a inclinação ideal dos módulos ou empregando tecnologia de rastreamento;
- O desempenho do módulo, incluindo sensibilidade a altas temperaturas e baixos níveis de irradiação.

Alguns fabricantes de módulos atribuem aos seus produtos rendimentos (kWh/kWp) muito mais elevados do que os apresentados pela média dos concorrentes. No entanto, a divergência entre a potência máxima pico e a potência nominal e a relação para outras distorções técnicas também devem ser consideradas.

3.6.2 Taxa Desempenho ou *Performance Ratio* (PR)

A *Performance Ratio* é um parâmetro frequentemente utilizado para quantificar o desempenho do sistema fotovoltaico. Podendo ser expresso em porcentagem, o PR fornece uma referência para comparar as plantas em um determinado período de tempo, independentemente da capacidade da planta ou do recurso solar disponível.

O valor de PR, quanto mais alto, indica que a planta é mais eficiente na conversão da irradiação solar em energia útil. O PR é definido como a razão entre o valor real CA produzido (Y_r) e o rendimento teórico ou estimado (Y_t), este, o valor calculado que seria gerado pela usina se os módulos convertessem a irradiação recebida em energia útil de acordo com sua capacidade nominal (CEPEL, 2014).

A definição completa de PR é dada em IEC (1998) “Monitoramento do desempenho do sistema fotovoltaico - Diretrizes para troca e análise de dados de medição”.

O PR pode ser expresso pela equação 4 (KORMANN et al., 2014):

$$PR = \frac{Y_r}{Y_t} = \frac{Rend_{ca}[kWh] \times 1[kW/m^2]}{P_{cc}[kWp] \times Rad_{fv}[kWh/m^2]} \quad (4)$$

Onde:

$Rend_{ca}$: O rendimento real anual do sistema em CA

P_{cc} : A capacidade de geração instalada em CC

Rad_{fv} : A radiação solar no gerador FV

O PR quantifica o efeito global das perdas do sistema na capacidade nominal, incluindo perdas nos módulos, perdas causadas por alta temperatura, baixa eficiência nos equipamentos, perdas nos inversores, cabeamento, sombreamento e sujeira (JORDAN; KURTZ, 2013).

O PR de uma planta pode ser previsto usando simulações, ou alternativamente pode ser calculado para uma planta experimental medindo a irradiação e o rendimento CA. Como as perdas de plantas fotovoltaicas variam de acordo com as condições ambientais ao longo do ano, o PR da planta também varia. Por exemplo, o coeficiente de temperatura negativo é mais significativo para módulos cristalinos e pode levar a maiores perdas em altas temperaturas ambientes (IFC, 2015).

Um PR variando de aproximadamente 77% no verão até 86% no inverno (com uma média anual de 82%) não seria incomum - apesar de apresentar um desempenho médio acima da média - para uma usina de energia solar fotovoltaica bem projetada e que não esteja operando em ambientes de altas temperaturas ambiente.

Algumas plantas que usam módulos a-Si mostram o efeito oposto: nos meses de verão, o PR aumenta, caindo novamente nos meses mais frios do inverno. Isso se deve ao fato de que a degradação de Staebler-Wronski é parcialmente reversível em altas temperaturas. É habitual observar sazonalmente as oscilações no PR de plantas de a-Si devido a este processo de recozimento térmico (KOŁODZIEJ, 2004).

Em média ao longo do ano, um PR acima dos 70% e abaixo dos 80% são valores típicos para uma planta considerada bem projetada. Ou seja, o sistema apresenta um desempenho bastante satisfatório. Porém, pode-se esperar que este percentual diminua conforme a planta vai se tornando obsoleta, pois, o valor do PR é dependente das taxas de degradação dos módulos e este sofre significativa queda ao longo dos anos (ISHII et al., 2013).

3.6.3 Fator de Capacidade (FC)

O fator de capacidade de uma usina de energia fotovoltaica (geralmente expressa em porcentagem) é a relação da produção real ao longo do período de um ano e sua energia nominal de saída (E_{std}), ou seja, a energia que seria produzida caso a planta tivesse operado à potência nominal o ano inteiro, conforme descrito por Kormann et al. (2014), e, é calculado por equação 5:

$$FC\% = \frac{E_{CA}}{E_{std}} = \frac{\text{EnergiaAnual}_{CA}[kWh]}{P_{out_{cc}}[kWp] \times 8760[\text{horas/ano}]} \quad (5)$$

O fator de capacidade e o rendimento específico são simplesmente relacionados pelo fator 8760 (número de horas de um ano). No Brasil o fator de capacidade de uma usina fotovoltaica com estrutura de inclinação fixa, considerada de bom rendimento, pode

variar de 12% a 24%, dependendo do recurso solar e da taxa de desempenho desta planta. Na Alemanha, um valor típico para o fator de capacidade de boas usinas é de 12%. Valores maiores para o FC na europa, podem assumir até 16% em regiões no sul da Espanha, onde existe uma disponibilidade maior do recurso solar (TIEPOLO et al., 2014).

No Brasil, a média gira em torno de 18% e, nos estados do nordeste, este valor pode chegar até 22%, porém, nos estados do sul como Santa Catarina e Rio Grande do Sul, para usinas consideradas de boa capacidade, o FC encontra-se entre 16% e 17,5% (PERAZA; GASPARIN; KRENZINGER, 2015).

3.7 O Recurso Solar

O recurso solar esperado durante a vida útil de uma usina solar fotovoltaica é estimado através da análise detalhada de dados históricos dos recursos solares para o local proposto.

A utilização de dados confiáveis é um importante passo para a confiabilidade e desenvolvimento do projeto SF e, essencial para sua viabilidade, garantindo a otimização da utilização da radiação ao longo do ano (CEPEL, 2000).

Como o recurso solar é inerentemente intermitente, a compreensão de variação entre os anos é muito importante (NARUTO, 2017). Usualmente é utilizado o período de no mínimo dez anos para análise de dados e, então, calcular a média do período e estimar a variação com um grau razoável de confiança. Embora muitos projetos tenham sido realizados com amostras menores de dados históricos.

De acordo com CEPEL (2014) a radiação solar que incide na superfície terrestre pode ser dividida em três componentes: a direta, a difusa e de albedo.

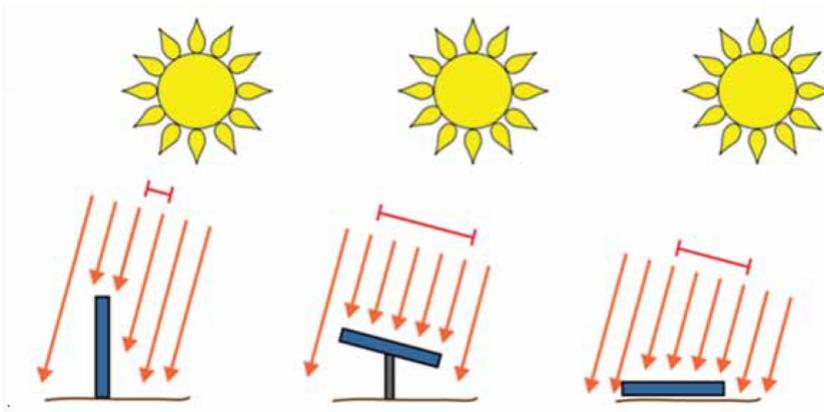
1. Irradiação Normal Direta (DNI): O componente de energia do feixe de luz solar é recebido em uma unidade de área de superfície disposta diretamente de frente para o sol em todos os momentos. O DNI é o fator analisado particularmente em projetos de instalações de plantas fotovoltaicas que possuam rastreamento.
2. Irradiação Horizontal Difusa (DHI): É a energia recebida em uma unidade de área com superfície horizontal, a radiação, nesse caso, é espalhada pela atmosfera.
3. Irradiação Horizontal Global (GHI): É o valor da energia solar total recebida em uma área unitária da superfície horizontal. Inclui a energia do sol que é recebida em um feixe direto (o componente horizontal do DNI) e o DHI.

No hemisfério norte, uma superfície inclinada em um ângulo direcionado para o sul recebe uma irradiação global maior em comparação a uma superfície horizontal. Isso ocorre porque uma superfície inclinada (neste caso para o sul) está exposta em direção ao sol por um maior período de tempo.

Ao contrário, no hemisfério sul, uma superfície inclinada para o norte recebe uma maior irradiação global anual global.

A ilustração mostrada na Figura 14 exibe a importância do ângulo de inclinação como ferramenta para maximizar a captação da energia solar incidente na superfície coletora.

Figura 14 – Radiação solar incidente em diferentes inclinações



Fonte: IFC (2015, p. 43)

As Figuras 15 e 16, exibem, respectivamente, sistemas reais localizados no Ushuaia na Patagônia Argentina (latitude de 55°) e, em Passo Fundo-RS (latitude de 28°) e a forma como o painel coletor foi ajustado para melhor aproveitamento do recurso solar. Onde, para cidades localizadas mais ao sul da linha do Equador o painel coletor deve estar mais inclinado se comparado aos arranjos fotovoltaicos instalados em cidades menos afastadas, como é o caso de Passo Fundo-RS.

Figura 15 – SF instalado no sul da Argentina na cidade do Ushuaia



Fonte: Acervo do autor

Figura 16 – SF instalado na cidade de Passo Fundo-RS



Fonte: Acervo do autor

A quantidade de irradiação recebida pode ser quantificada para qualquer ângulo de inclinação pela irradiação global inclinada (GTI). A inclinação ideal varia principalmente com a latitude, e também pode depender de alguns fatores climáticos particulares de certos locais e do layout de configuração da planta. Softwares de simulação podem ser usados para estimar a irradiação em um plano inclinado, porém, parte deste cálculo deverá considerar a irradiação refletida do solo para os módulos, este fator decorre da refletância do solo, ou albedo. Estes termos são definidos a seguir:

1. Irradiação Global Inclinada (GTI): É a energia solar total recebida em uma unidade de área de uma superfície inclinada, inclui o feixe direto e os componentes difusos (BAPTISTA, 2016). Um valor elevado da média anual ao longo prazo do recurso indica boa capacidade de captação de energia solar. É o parâmetro de maior importância a ser analisado pelos desenvolvedores de projetos de usinas solares.
2. Albedo: A refletância do solo ou albedo é altamente dependente do local. Um albedo superior se traduz em maior reflexão. Regiões de pastagem ou gramado tem um fator de albedo de 0,18, reduzindo para um mínimo de aproximadamente 0,15 quando capim seco (QUERINO et al., 2006).

3.8 Modelagem e simulação

Atualmente estão disponíveis para auxiliar no dimensionamento e simulação de sistemas fotovoltaicos, diversificados e sofisticados softwares. Podendo ser utilizados para realizar desde uma simples estimativa de produção de energia até a análise de rentabilidade financeira (VERA, 2004).

Os relatórios de previsão de rendimento de energia devem considerar e idealmente quantificar as perdas como forma de aumentar a robustez do projeto. A utilização de softwares para o dimensionamento e previsão de geração final do sistema, substituem a necessidade de realização cálculos manuais considerados complexos e que, na maioria das vezes, necessitam a interpolação de dados utilizando tabelas ou até mesmo o uso de estimações o que em grande parte das vezes torna o projeto pouco confiável aumentando a chance de erros (ROSSA, 2014).

As ferramentas computacionais possuem em seu banco de dados bibliotecas com as diversas características e modelos de inversores, módulos fotovoltaicos, dos níveis de radiação solar e da temperatura ambiente dos locais de instalação e, assim, permitem a realização de análise detalhada da eficiência com a qual a usina converte a irradiação solar em energia CA e as perdas associadas à conversão (SEYR JUNIOR, 2013).

Existem vários pacotes para programas de computadores usados na modelagem solar para SF, são ferramentas analíticas úteis para diferentes fases e estágios de um projeto FV. Podem ser citados como principais *softwares* e mais utilizados: *PVSyst*, *PV*SOL*, *RETScreen*, *HOMER*, *INSEL*, *Solergo*, *SAM*, *Archelios*, *Polysun*, entre outros.

4 ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA

4.1 Engenharia Econômica Para Análise de Investimentos

A engenharia econômica destinada à análise de investimentos, representa um processo de tomada de decisão, baseada na escolha do tipo de investimento mais adequado ao investidor, assumindo a aceitação de que devesse atribuir um valor ao dinheiro no tempo (MOTTA et al., 2008).

Embora diversos trabalhos relacionados ao tema terem sido publicados desde o final século XIX, foi a partir da década de 1920, nos Estados Unidos, que o conceito de Engenharia Econômica tomou impulso. No princípio, os economistas concentravam seus estudos com os modelos macroeconômicos, como aplicações dos ciclos econômicos e a teoria da moeda e do crédito. Contrapondo, os engenheiros, almejavam a solução de questões práticas, como por exemplo, a escolha do material a ser empregado em uma edificação. Logo, a necessidade destes se inseria no modelo micro-econômico para análise de investimentos e, então, surge esta concepção da visão econômica de um projeto com o instigante nome de Engenharia Econômica (ÁLVARES; BARBIERI; MACHLINE, 2007).

A engenharia econômica dedicou-se, em seu início, ao estudo dos projetos de investimentos típicos da área de produção e operações, especialmente à construção e ampliação das plantas industriais, na maioria das vezes, envolvendo fluxos de caixas convencionais. Um projeto de investimento era aceito, considerando desembolsos como valores negativos e recebimentos como valores positivos, quando o valor presente líquido (VPL) de todo o fluxo, fosse maior ou igual a zero ($VPL \geq 0$). A taxa de desconto deveria ser igual a uma taxa de juros mínima, aceitável pelo investidor, denominada Taxa Mínima de Atratividade (TMA) (ÁLVARES; BARBIERI; MACHLINE, 2007).

As empresas ou investidores interessados em empreender do setor FV utilizam conhecidas ferramentas de engenharia econômica, sendo o payback, VPL e o TIR como principais indicadores econômicos para análise de viabilidade, dos projetos SF, estes modelos levam em consideração basicamente as seguintes condições:

- Valor de energia elétrica e incidência de impostos;
- Reajustes tarifários;
- Consumo de energia e demanda contratada;
- Custos de instalação, gerenciamento e manutenção do SF;
- Taxas de desconto.

4.1.1 Fluxo de Caixa

O fluxo de caixa é uma das ferramentas essenciais para garantir uma boa gestão, e baseia-se no controle das movimentações financeiras, ou seja, dos recursos que entram

e saem do caixa, de modo a permitir que se tenha informações de extrema importância referentes para a administração do negócio.

Através do entendimento das variáveis que compõem o fluxo financeiro de um negócio pode-se construir um cenário de previsão para as finanças do projeto. O principal objetivo da gestão do fluxo de caixa é assegurar que o negócio esteja em equilíbrio financeiro (DALBELLO, 1999).

Em resumo, o fluxo de caixa demonstra quanto de dinheiro está entrando e saindo do negócio e quando acontece.

Dentro do fluxo de caixa, tem-se o diagrama de fluxo de caixa que permite auxiliar na resolução de problemas financeiros, representando graficamente um conjunto de entradas e saídas de dinheiro ao longo do tempo.

Para viabilizar um projeto que será realizado no futuro, as técnicas mais tradicionais do fluxo de caixa, costumam apurar entradas e saídas de caixa distribuindo seus valores em cada ponto do tempo, formando o desenho do fluxo de caixa. Adotando-se uma taxa de capitalização de modo a transpor as ocorrências para uma única data onde é apurado o resultado, no qual, este deve cobrir no mínimo a taxa de atratividade do mercado (BALARINE, EDIPUCRS).

4.1.2 Taxa Mínima de Atratividade (TMA)

A TMA é uma taxa mínima de retorno para analisar a viabilidade de um projeto. Também pode ser vista como o custo máximo que um tomador de dinheiro se propõe a pagar quando faz um empréstimo, é uma taxa muito utilizada para analisar fluxos de caixa, de forma a representar esse fluxo de investimento em um valor atual, é a taxa que desconta o fluxo de caixa do negócio no valor presente (CAMARGO, 2007).

O valor da TMA deve ser composto por no mínimo três indicadores principais: risco do negócio, custo de oportunidade e o prêmio pela liquidez.

1. A oportunidade: representa um retorno mínimo que poderia se obter ao investir no mercado financeiro, reduzindo ou anulando o risco, por exemplo a taxa de juros da poupança ou o retorno da fixa, títulos públicos, entre outros. Um valor corriqueiro a ser considerado é o valor da taxa Selic;
2. O Risco: como o nome já diz, agrega um percentual de risco a taxa de atratividade, deixando a TMA mais elevada, apesar de cada investimento agregar um peso distinto do risco, por via de regra espera-se 5% de risco para um investimento ou a abertura de um negócio de atividade produtiva;
3. A Liquidez: considera a perda da disponibilidade dos recursos financeiros. Por exemplo, o investimento na poupança seria um recurso disponível para saques ou levantamentos a qualquer momento. Entretanto, o investimento em uma empresa

ou em determinado negócio da atividade produtiva o recurso aplicado não está mais disponível sendo impossível recuperar este recurso a qualquer momento. Pois este negócio necessita deste valor investido como capital de giro.

4.1.3 Valor Presente Líquido (VPL)

É um modelo de mérito para avaliar financeiramente um projeto. Este modelo nada mais é do que a diferença entre os valores gerados positivamente pelo projeto e seus custos (BREALEY et al., 2012).

Para o calcular o VPL, os valores de fluxos de caixa do investimento são trazidos ao valor presente e descontados a uma determinada taxa de juros (ASSAF NETO, 1994).

O VPL é dado pela equação (KAYO et al., 2006):

$$VPL = -V_i + \sum_{t=1}^H \frac{F_t}{(1 + txd)^t} \quad (6)$$

Onde:

V_i : Valor inicial do investimento

F_t : Fluxo de caixa do projeto no período (t)

txd : Taxa de desconto

t : Período atual

H : Horizonte analisado (em anos)

O valor do investimento é analisado dentro de um prazo de interesse no qual deseja-se saber se o esforço produtivo a ser realizado vale mais do que a simples aplicação dos valores envolvidos a taxas mínimas de atratividade, e representa a diferença entre o valor investido e o valor resgatado ao fim do investimento, trazidos ao valor presente.

O critério de decisão quanto a viabilidade de um projeto através do VPL (GITMAN, 2004):

- Se o VPL for positivo, então o valor investido será recuperado e haverá um ganho;
- Se o VPL for zero, significa que aplicar ou não fará diferença;
- Se o VPL for negativo, indica que o investidor estará resgatando um valor menor que o valor investido, então não se deve aplicar neste investimento.

Sendo assim, quando o VPL tiver valor positivo, ou seja, $VPL > 0$, as receitas geradas superam o valor investido adicionado às despesas do projeto. E, portanto, quando este valor for maior do que zero o projeto analisado é considerado economicamente viável (SILVA; FONTES, 2005).

O VPL não faz apenas uma comparação do investimento com o retorno que dele se espera, mas também considera a valorização do capital ao longo do tempo, com ele calcula-se o ganho real de investimento. Este ganho existe, pois, naturalmente, o dinheiro a ser recebido em uma data no futuro não vale o mesmo que o dinheiro no tempo presente (CALDAS FILHO, 2017). Isso acontece, pela mesma razão da qual existe taxa de juros, ou seja a incerteza do amanhã. O dinheiro no futuro, vale menos, justamente por não haver certeza de seu recebimento.

O ajuste do valor é realizado pelo cálculo do VPL, aplicando as taxas referentes ao fluxo de caixa futuro. Porém, não considera o retorno quanto a dimensão do projeto, exige a previsão precisa de fluxos de caixa e não considera a vida do projeto (CAMARGO, 2017).

4.1.4 Taxa Interna de Retorno (TIR)

De acordo com Keynes (1936), a TIR é eficiência marginal do capital. Matematicamente é o valor em que ao aplicado como taxa de desconto no cálculo do VPL, zera este valor (HIRSCHFELD, 2000). Logo, é a raiz da equação do VPL, onde a variável independente é a taxa de desconto. Em outras palavras, seria a taxa de retorno do investimento em questão.

A TIR pode ser calculada através da equação 7 (DASSI et al., 2015):

$$VPL = 0 = V_i + \sum_{t=1}^H \frac{F_t}{(1 + TIR)^t} \quad (7)$$

A TIR é um cálculo de rentabilidade utilizado para calcular o “verdadeiro” retorno de títulos que pagam ao longo de um período. Porém, não considera o risco do investimento, tampouco taxas múltiplas se os fluxos de caixa não forem uniformes (PEREIRA; ALMEIDA, 2008).

Segundo (HIRSCHFELD, 2000), para descobrir se o projeto é atrativo, considerando a TIR, tem-se:

- TIR > TMA : o investimento é dito atrativo e, portanto, aceito, pois supera o retorno mínimo considerado.
- TIR < TMA : o investimento deve ser rejeitado, pois não apresenta atratividade;
- TIR = TMA : significa que o investimento no projeto é indiferente.

4.1.5 Tempo de Retorno do Investimento ou *Payback*

Esse termo é usualmente utilizado em investimentos com o intuito de se avaliar a sua viabilidade financeira, é o método relacionado ao tempo de recuperação do capital

investido (ESPINOSA et al., 2012). É importante, tanto para quem possui pouco capital para investir quanto para quem busca um retorno rápido.

A viabilidade econômica de um negócio pode ser indicada através da comparação do tempo de retorno do projeto e a vida útil dos ativos que o compõem. Dessa forma, para considerar o projeto economicamente viável, o tempo de retorno do investimento deste projeto deve ser inferior à sua vida útil, embora essa não seja a única condição para a análise de viabilidade (ASSAF NETO, 2017).

Existem duas maneiras de se obter o tempo de *payback*: simples e o descontado.

O cálculo do retorno do investimento na forma do *payback* simples é um método generalista e um pouco limitado, pois, não são considerados os riscos, valores de correção monetária ou financiamentos obtidos, é conceituado como o número de períodos para se recuperar o valor inicial do investimento. Nesta situação, para se calcular o tempo de retorno do investimento basta somar os valores dos fluxos de caixa projetados, período a período, até que essa soma se iguale ao valor investido (CAMARGO, 2007).

O *payback* descontado por sua vez, apesar de similar ao *payback* simples, adiciona uma taxa de desconto ao valor em relação ao período do qual o fluxo financeiro é relacionado. Normalmente a taxa utilizada é a TMA. Neste modelo de cálculo, os fluxos de caixa futuro sofrem o encargo do desconto dado por esta taxa em relação ao período ao qual o fluxo é considerado, ou seja, considerando o valor do dinheiro no tempo (LIMA et al., 2013).

O tempo de *payback* é um importante indicador do grau de liquidez de um projeto de investimento. De modo que, quanto maior for esse tempo, maior será o risco envolvido, devido as incertezas da conjuntura econômica (ASSAF NETO, 2017).

O *payback* é dado pela equação 8:

$$TR = P, \text{ quando } : \sum_{t=0}^P F_p = V_i \quad (8)$$

Onde:

TR : Tempo de retorno do investimento

P : Número de anos

V_i : Valor inicial do investimento

F_p : Fluxo de caixa do ano de referência

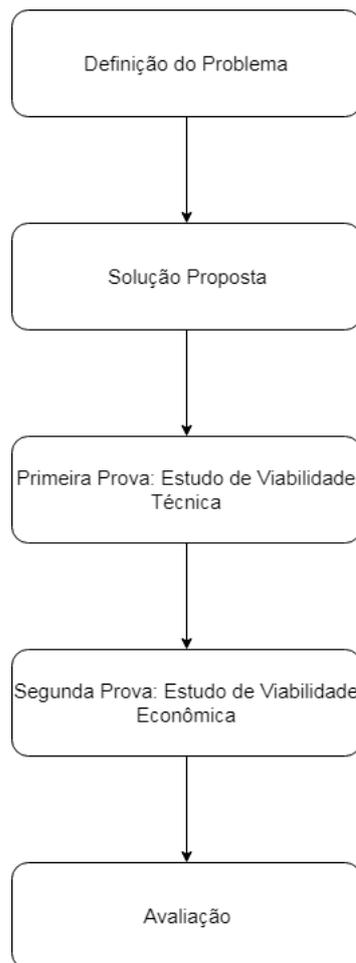
5 PROCEDIMENTOS E MÉTODOS

Após a abordagem nos capítulos 2, 3 e 4, dos temas considerados pertinentes para o melhor entendimento do proposto e que auxiliam no desenvolvimento do trabalho, o capítulo 5 descreve então os procedimentos adotados para a execução da pesquisa científica.

5.1 Considerações Iniciais

Com o intuito de avaliar a viabilidade técnica e posterior a análise econômica do investimento em sistemas fotovoltaicos em estabelecimentos comerciais no Brasil, a execução da pesquisa foi realizada de acordo com as etapas apresentadas na Figura 17.

Figura 17 – Etapas da pesquisa



Fonte: Adaptado de Buarque (1984)

5.2 Definição do Problema

Neste caso, o mercado não demanda de uma necessidade específica, mas, diante da vasta disponibilidade do recurso solar no Brasil, surge a possibilidade da utilização da matriz fotovoltaica como forma de economia com a fatura de energia e ainda uma possível geração de receita e renda com a geração própria de energia elétrica. Porém, devido aos elevados custos iniciais de instalação, surge a necessidade do estudo detalhado quanto à viabilidade técnica da instalação de sistema fotovoltaicos para compensação de créditos de energia elétrica e rentabilidade econômica para investidor.

5.3 Solução Proposta

Como forma de auxiliar a tomada de decisões por clientes consumidores de energia elétrica do setor comercial, proprietários de redes de supermercados, distribuidoras, atacadistas, etc..., ou até mesmo investidores terceiros, quanto a implementação de usinas fotovoltaicas e a atratividade do negócio, buscando um projeto viável tecnicamente e de melhor custo-benefício.

É proposto um projeto FV onde o mesmo é simulado em diferentes cidades, para que se possa, a partir dos resultados obtidos, mensurar o potencial de geração de energia, custos, capacidade de gerar receita, taxa de retorno e tempo para recuperação do capital investido.

O estudo em questão está dividido em duas provas: na primeira é realizada a análise técnica do projeto a fim de constatar se o sistema proposto é suficiente para atender a demanda mínima de energia exigida. Na segunda, buscou-se avaliar o potencial econômico do projeto, por meio da aplicação de métodos de Engenharia Econômica, onde determinou-se a viabilidade e a atratividade financeira do investimento no horizonte mínimo de 25 anos.

5.4 Primeira prova: Análise Técnica

A primeira prova trata das questões técnicas relacionadas com o projeto e desenvolvimento do sistema fotovoltaico e os componentes necessários para colocar a planta em operação. Primeiramente, foi realizada a caracterização do cliente, a definição da necessidade de energia e a determinação do tamanho do sistema.

Na segunda fase foi realizada a modelagem da planta solar. Por meio do software de simulação o sistema foi dimensionado, interpolando os dados locais de irradiação solar e condições climáticas para a posição geográfica considerada. Também, nessa etapa, foi proposto o layout do sistema, apontamento e angulação dos módulos solares, escolha dos equipamentos do painel gerador (módulos e inversores) e número de unidades necessárias. Posteriormente, a usina foi simulada e, então, foram obtidos os dados de geração de

energia utilizados para a avaliação da viabilidade da instalação.

Por fim, foram determinados os custos finais para instalação do sistema dimensionado, incluindo os valores de manutenção e operação da planta durante sua vida útil.

5.5 Segunda Prova: Análise Econômica

A segunda prova, ou ainda, segunda avaliação, compreendeu o estudo da viabilidade econômica do projeto, o projeto de implantação do sistema fotovoltaico, sendo abordado, então, como um negócio e, não obstante, necessitava ser investigado quanto sua rentabilidade.

O propósito desta etapa foi obter informações suficientes quanto aos projetos, de forma a auxiliar o investidor na tomada de decisão quanto a aplicação de seus recursos financeiros, para tanto, primeiramente foram elaborados individualmente os fluxos de caixa de 14 sistemas propostos; logo, estes projetos foram avaliados através dos resultados obtidos para VPL, TIR e o *payback* descontado, sendo estes, os principais indicadores econômicos utilizados para análise de projetos de investimentos.

5.6 Avaliação

A avaliação do projeto obedece às duas situações de prova descritas anteriormente, sendo que, para a primeira avaliação que faz referência a viabilidade técnica de instalação o projeto é dito viável se estiver dentro da legislação vigente e, se o sistema dimensionado for suficiente para suprir a necessidade energética necessária do cliente e a potência nominal CA do sistema não ultrapassar o contrato de demanda da unidade consumidora. Quanto à segunda avaliação, a qual compreende a viabilidade econômica, atratividade e retorno do investimento, foram adotados os critérios descritos a seguir:

- Quando: $VPL > 0$: O projeto é viável;
- Quando: $VPL < 0$: O projeto não viável;
- Quando: $VPL > 0$: Projeto torna-se indiferente quanto a viabilidade do investimento, porém, não é considerado inviável;
- Quando: $TIR > TMA$: O projeto é atrativo;
- Quando: $TIR < TMA$: O projeto não é atrativo;
- Quando: $TIR = TMA$: Projeto é dito atrativamente indiferente, a decisão de investir ou não se torna um critério pessoal conforme a estratégia ou perfil do investidor;

O cálculo do tempo de retorno do investimento foi realizado através do Payback descontado, sendo este índice considerado um indicador econômico complementar ao VPL

e a TIR, onde, também, foi utilizado para mensurar o tempo de retorno dos sistemas propostos.

6 RESULTADOS E DISCUSSÕES

6.1 Primeira Prova

6.1.1 Definição da Unidade Consumidora e Perfil de Consumo

Conforme mencionado na seção 2.1, devido ao expressivo e crescente número de instalação comerciais de SF, e o impacto na potência instalada de geração, optou-se por abordar como estudo de caso o sistema de um investidor da modalidade comercial com as seguintes características:

Perfil de Consumo e características da Unidade Consumidora:

- Modalidade: Consumidor Comercial, Nível de Tensão A4 – Por exemplo, mercados de grande porte, atacadistas, lojas de varejo, etc ...
- Tipo de Tarifa: Para fim de simplificação de cálculos optou-se pela bandeira verde, sem distinção de consumo na ponta ou fora de ponta;
- Demanda Contratada: 875 kW;
- Consumo médio de energia elétrica: 125000kWh/mês ou 1500 MWh/ano.

6.1.2 Delimitação do local de estudo

Como o objetivo principal do trabalho é realizar a análise de viabilidade econômica de SF em empreendimentos comerciais, e, como também um dos objetivos específicos se propõe a avaliar o potencial de geração de energia (kWh) em plantas solares alocadas em diferentes locais do território nacional, primeiramente, foi preciso escolher as cidades onde os projetos solares seriam dimensionados. O critério utilizado baseou-se nos estados apontados com o maior número de sistemas instalados e suas cidades de maior relevância.

A seguir foram selecionadas as capitais destes estados, com exceção do estado de SC, onde optou-se por Joinville ao invés de Florianópolis por se tratar da cidade mais populosa do estado.

Já para o estado de MG, por se tratar no estado com o maior número de sistemas FV instalados, foram dimensionadas 2 usinas, uma na capital Belo Horizonte e outra na cidade de Uberlândia. Esta foi escolhida por possuir entre as cidades brasileiras o maior número de unidades conectadas a rede.

Também foi dimensionada uma planta solar na região de Remanso na Bahia, sendo que esta cidade foi adicionada ao estudo pois, possui o local de maior irradiação solar anual média em todo território brasileiro.

6.1.3 Distribuidora e Valor de Energia

A tarifa de energia particular a cada cidade escolhida para análise, foi verificada diretamente nos portais das concessionárias prestadoras dos serviços de distribuição de

energia local, ou ainda, no site da ANEEL. Porém, neste último a relação do custo da tarifa é do valor livre de impostos e encargos, os quais devem ser adicionados e incidir no valor final da energia. Os impostos inclusos no serviço de distribuição de energia são o ICMS (Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Serviços), PIS (Programa de Integração Social) e o COFINS (Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social). É importante salientar que o ICMS difere de estado para estado.

Da mesma forma, o PIS e COFINS não são discriminados um do outro na conta de energia, sendo explícitos os seus valores somados que variam mensalmente sendo considerado, para este estudo, um valor para PIS/COFINS de 4,5% (média das áreas estudadas).

O custo do ICMS bem como o valor final do kWh utilizado considerado nos cálculos e na avaliação financeira dos projetos é exibido na Tabela 3.

Tabela 3 – Valor do kWh de energia e do kW de demanda

UF	Cidade	Distribuidora	Energia	ICMS	Custo E+T*	Demanda
RJ	Rio de Janeiro	Light Energia	R\$ 0,395	30%	R\$ 0,60	R\$ 17,500
RS	Porto Alegre	CEEE	R\$ 0,372	30%	R\$ 0,57	R\$ 16,940
SC	Joinville	CELESC	R\$ 0,365	25%	R\$ 0,52	R\$ 12,300
GO	Goiânia	ENEL	R\$ 0,358	25%	R\$ 0,51	R\$ 17,430
PR	Curitiba	COPEL	R\$ 0,335	25%	R\$ 0,48	R\$ 14,600
MT	Cuiabá	ENERGISA	R\$ 0,315	27%	R\$ 0,46	R\$ 15,860
MG	Belo Horizonte	CEMIG	R\$ 0,323	18%	R\$ 0,42	R\$ 14,590
MG	Uberlândia	CEMIG	R\$ 0,323	18%	R\$ 0,42	R\$ 14,590
SP	São Paulo	ENEL	R\$ 0,315	18%	R\$ 0,41	R\$ 11,170
CE	Fortaleza	ENEL	R\$ 0,277	27%	R\$ 0,40	R\$ 13,590
PE	Recife	CELPE	R\$ 0,279	25%	R\$ 0,40	R\$ 15,210
MS	Campo Grande	ENERGISA	R\$ 0,291	17%	R\$ 0,37	R\$ 18,870
BA	Salvador	COELBA	R\$ 0,253	13%	R\$ 0,31	R\$ 24,440
BA	Remanso	COELBA	R\$ 0,253	13%	R\$ 0,31	R\$ 24,440

*valor final do kWh de energia considerando impostos

Fonte: Elaborado pelo autor, com base nos valores praticados pelas distribuidoras

6.1.4 Potencial Solar

Após definidas as cidades dos diferentes estados e regiões do Brasil, foram coletados os dados de irradiação solar (GHI) e o potencial médio de geração de energia (kWh/kWpico instalado) em cada um destes locais, os dados foram obtidos através do Global Solar Atlas, a Tabela 4, apresenta estes dados.

Tabela 4 – Potencial de geração de energia e irradiação ao ano

Região	Cidade	kWh/kWp a.a.	kWh/m ² a.a.
Nordeste	Remanso-BA	1853	2386
Nordeste	Fortaleza-CE	1717	2220
Nordeste	Recife-PE	1647	2110
Centro-Oeste	Goiânia-GO	1675	2028
Sudeste	Uberlândia-MG	1676	2004
Nordeste	Salvador-BA	1583	2002
Centro-Oeste	Cuiabá	1551	1958
Centro-Oeste	Campo Grande-MS	1600	1952
Sudeste	Belo Horizonte-MG	1631	1930
Sudeste	Rio de Janeiro-RJ	1453	1766
Sudeste	São Paulo-SP	1437	1686
Sul	Porto Alegre-RS	1440	1679
Sul	Curitiba-PR	1391	1614
Sul	Joinville-SC	1227	1458

Fonte: Elaborado pelo autor com base em SOLARGIS (2019)

6.2 Dimensionamento do Sistema

O dimensionamento das usinas fotovoltaicas foi realizado através da ferramenta computacional *System Advisor Model* (SAM). O sistema foi dimensionado para atender a um consumo médio de 125000 kWh mensais.

Foram considerados os dados climáticos e de irradiação referentes a cada cidade e a inclinação e posicionamento dos módulos visou a otimização no aproveitamento do recurso energético disponível. Ou seja, apontamento para o norte geográfico, e ângulo de inclinação igual ao valor da latitude no local de instalação.

6.2.1 Necessidade de Potência Instalada do SF

De acordo com a equação 9 para atender a demanda de energia elétrica média de 125000 kWh ao mês é necessário um sistema de potência nominal instalada de aproximadamente 1157 kWp, sendo arredondado para 1200 kWp. Este sistema foi dimensionado de maneira generalista, pois, trata-se de uma primeira previsão que será utilizada como ponto de partida para o dimensionamento via software, e também, por se tratar de localidades distintas foi preciso utilizar valores médios de irradiação e um PR médio aceitável.

De acordo com o Atlas Solar Brasileiro, o Brasil possui uma média de 5 horas de sol plena (HSP) média anual, e portanto, este foi o valor adotado para este parâmetro.

Quanto a taxa de desempenho, foi considerado a planta uma PR de 0,72 este, um valor conservador quando se considera uma usina bem dimensionada, porém muito utilizado no pré-dimensionamento de projetos solares.

$$Pot_{fv} = \frac{Energia}{Irradiação \times PR} = \frac{125.000(\frac{kWh}{mês})}{5(\frac{kWh}{m^2.dia}) \times 30(\frac{dias}{mês}) \times 0,72} \approx 1157kWp \quad (9)$$

É importante ressaltar que a planta fotovoltaica é dimensionada com a mesma potência pico nominal instalada para todos os casos, pois, somente dessa forma é possível fazer a análise comparativa da influência da irradiação solar na capacidade de geração de energia de cada sistema.

Portanto, a partir das simulações que estimam o funcionamento e o rendimento do SF, e, conforme esperado são obtidos valores distintos para cada planta quanto a capacidade de geração de energia elétrica, pois, como visto anteriormente, em cada região o nível de incidência solar sofre variações.

6.2.1.1 Modelagem via software

O *System Advisor Model* é um *software* para dimensionado de sistemas de GD de energia elétrica, sendo possível realizar a previsão técnica de desempenho e financeira do projeto. Foi desenvolvido 2005 pelo *National Renewable Energy Laboratory* (NREL), em parceria com o *Sandia National Laboratories* (SNL), com a finalidade de auxiliar na tomada de decisões para seguimentos envolvidos no desenvolvimento do setor de energia renovável.

Foi utilizada a versão 2018.11.11, sendo executado em um computador HP Compaq Pro 6305, com processador AMD A8-6500B 3,5 GHz, memória RAM 8GB no sistema operacional *Windows7 Professional* - 64 Bits.

Para iniciar uma simulação no programa é realizada a escolha do modelo de desempenho do sistema. Para este estudo foi adotado o "*Photovoltaic - detailed*" pois, este, é o formato mais indicado para projetos nos quais o projetista conta com os dados locais, informações dos componentes que deseja utilizar, além da definição do *layout* da planta.

Após, adotado o modelo de simulação que melhor se enquadra nas características do SF desejado, o primeiro passo do dimensionamento é informar a localização da instalação do sistema em questão, o que pode ser feito de duas maneiras: seleção da cidade através das opções disponíveis na biblioteca do programa ou interpolação, por meio do banco de dados *on-line* inserindo coordenadas de latitude e longitude do local escolhido.

A Figura 18 exhibe esta etapa da simulação, onde, a partir da informação do local proposto para o sistema o software retorna uma série de informações referentes aos dados climáticos e geográficos.

Os passos 3 e 4 são relacionados a escolha dos componentes de geração, ou seja: módulos solares e inversores respectivamente. Esta é uma etapa bem particular do projeto, pois, a escolha dos materiais pode variar de acordo a disponibilidade dos fornecedores no momento do projeto, *layout* da planta ou até mesmo uma opção individual do projetista.

Figura 18 – Interface gráfica do SAM para a escolha do local de instalação do sistema

NREL National Solar Radiation Database (NSRDB)

Download the latest weather files from the NSRDB to add to your solar resource library. Download a typical-year (TMY) file for most long-term cash flow analyses, or choose files to download for single-year or P50/P90 analyses. See Help for details.

Download a TMY file for Americas... TMY or Single-year for Americas and Asia... [Map on NSRDB website](#) [International Data Sources](#)

Solar Resource Library

Use the buttons above to download the latest NSRDB files and add them to your solar resource library. Click Folder Settings to add your own weather files to the library. The default library contains legacy weather files. See Help for details.

Weather file: C:\SAM\2017.9.5\solar_resource\Brazil BRA Barreiras_BA.csv

Header Data from Weather File

City: Barreiras Time zone: GMT -3 Latitude: -12.11 °N Longitude: -44.58 °E Elevation: 763 m Station ID: 1918290

State: BA Country: Brazil Data Source: NSRDB

Annual Averages Calculated from Weather File Data

Global horizontal: 6.08 kWh/m²/day Average temperature: 26.0 °C
 Direct normal (beam): 6.10 kWh/m²/day Average wind speed: 1.7 m/s
 Diffuse horizontal: 1.96 kWh/m²/day Maximum snow depth: NaN cm

Files in Library

Search for: Name

Name	Station ID	Latitude	Longitude	Time zone	Elevation
Argentina ARG Buenos_Aires (INTL)	875760	-34.82	-58.53	-3	20
Brazil BRA Barreiras_BA	1918290	-12.11	-44.58	-3	763
Brazil BRA Belem_Val_De_Caes (INTL)	821930	-1.38	-48.48	-3	16
Brazil BRA Belo_Horiz_Pampulha (INTL)	835830	-19.85	-43.95	-3	785
Brazil BRA Brasilia_Gama (INTL)	800200	-15.78	-47.91	-3	110

Fonte: Elaborado pelo autor, através do software

Para este projeto optou-se por módulos solares modelo GCL-P6/72H, policristalinos de 340kWp da fabricante GCL e inversores modelo SG125HV de 125 kW da fabricante SUNGROW.

De posse do tamanho do SF necessário para suprir a demanda energética em questão, definição do local, escolha dos módulos solares e inversores conforme necessidade do projeto, foi realizada a configuração da planta na aba "*System Design*". Nesta fase o projetista realiza a alocação do número de módulos nas strings formando o arranjo fotovoltaico, respeitando os limites mínimos e máximos de operação e as características dos componentes escolhidos. Bem como a escolha do posicionamento dos módulos em relação a inclinação e desvio azimutal.

O SF dimensionado pode ser visto na Figura 19.

6.3 Resultados das simulações

Nesta seção são exibidos os resultados de geração de energia e rendimento obtidos através de simulações realizadas no SAM referente as plantas FV das 14 cidades estudadas.

Os relatórios detalhados são mostrados nas Figuras 20 a 33.

6.3.1 Planta 1: Curitiba-PR

A planta solar projetada para a cidade de Curitiba possui uma capacidade de produção anual de energia de 1595570 kWh ao ano para a potência instalada de 1,201 MWatt CC. O relatório de simulação de geração de desempenho deste sistema é exibido na Figura 20, onde poder ser observado a taxa de desempenho de 0,81 e o fator de capacidade de 15,2%.

Figura 20 – Resultado da simulação para Curitiba-PR

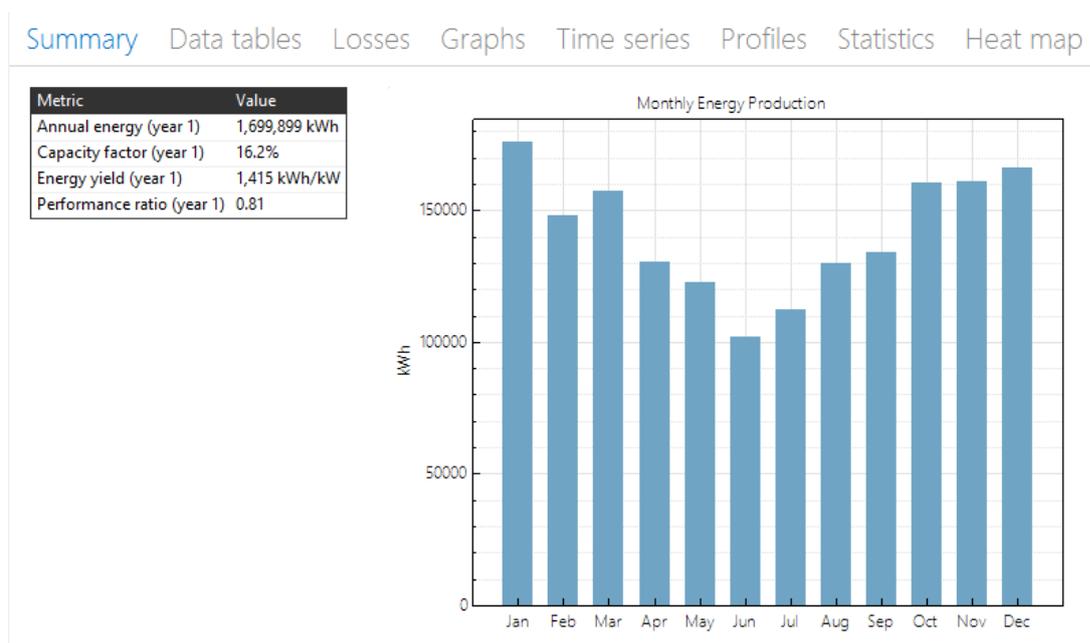


Fonte: Elaborado pelo autor

6.3.2 Planta 2: Porto Alegre-RS

A Figura 21 exibe o relatório de geração e desempenho esperado para o sistema fotovoltaico simulado na cidade de Porto Alegre-RS. A planta em questão possui um fator de capacidade de 16,2% e uma taxa de desempenho de 0,81. Estima-se uma produção total ao final primeiro ano de operação de aproximadamente 1699899 kWh. No gráfico de geração mensal é possível observar a expressiva queda de produção de energia no período de inverno chegando a produzir em junho apenas 58% da produção esperada para o mês de janeiro.

Figura 21 – Resultado da simulação para Porto Alegre

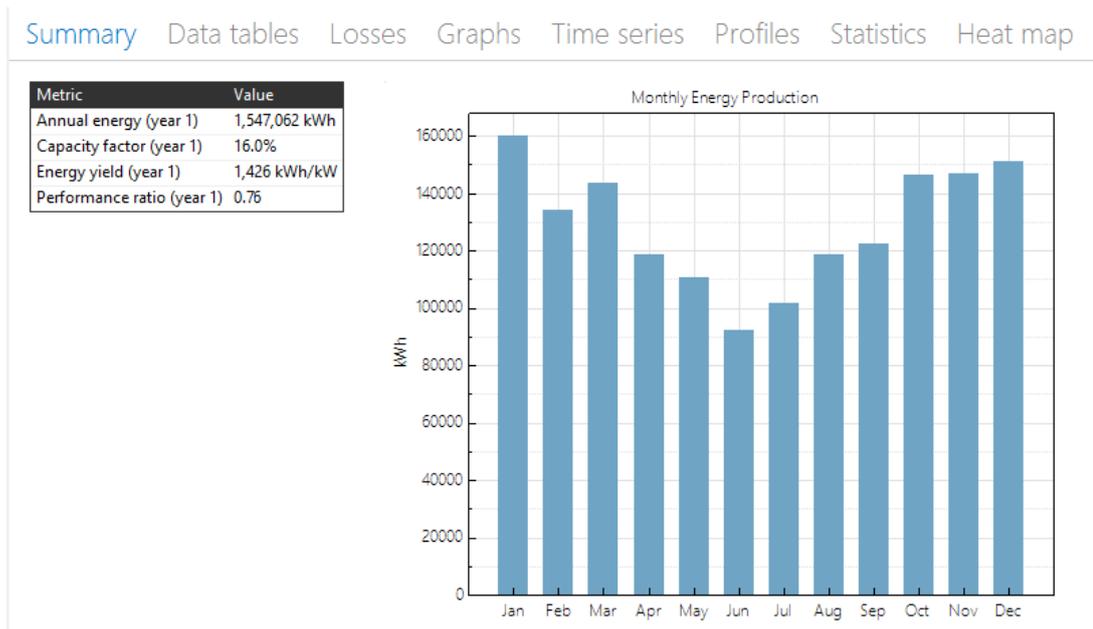


Fonte: Elaborado pelo autor

6.3.3 Planta 3: Joinville-SC

A Figura 22 exibe o relatório de geração do sistema dimensionado para a cidade catarinense de Joinville, segundo o banco de dados consultados é a cidade de menor incidência de irradiação solar dentre as analisadas com um índice de Irradiação Global de $3.995\text{kWh}/\text{m}^2$ ao dia, como consequência, o relatório de dimensionamento estima uma produção anual para o primeiro ano da usina de aproximadamente 1547062 kWh, para um FC de 16% e uma PR de 0,76.

Figura 22 – Resultado da simulação para Joinville



Fonte: Elaborado pelo autor

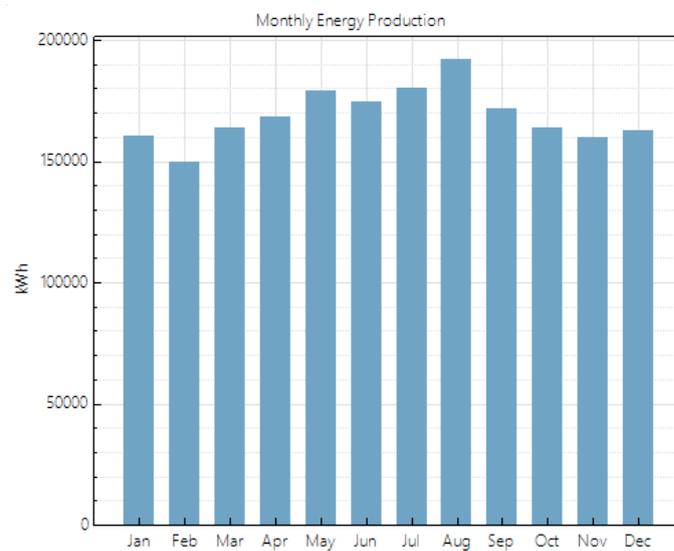
6.3.4 Planta 4: Uberlândia-MG

A Figura 23 apresenta o relatório de geração para um sistema dimensionado na cidade de Uberlândia MG, cidade que possui o maior número de sistemas solares ligados a rede no Brasil. A produção total de energia prevista para o final do primeiro ano é de 2026861 kWh, apresentando uma taxa de desempenho de 0,76 e fator de capacidade de 19,3%.

Figura 23 – Resultado da simulação para Uberlândia

[Summary](#) [Data tables](#) [Losses](#) [Graphs](#) [Time series](#) [Profiles](#) [Statistics](#) [Heat map](#)

Metric	Value
Annual energy (year 1)	2,026,861 kWh
Capacity factor (year 1)	19.3%
Energy yield (year 1)	1,687 kWh/kW
Performance ratio (year 1)	0.76

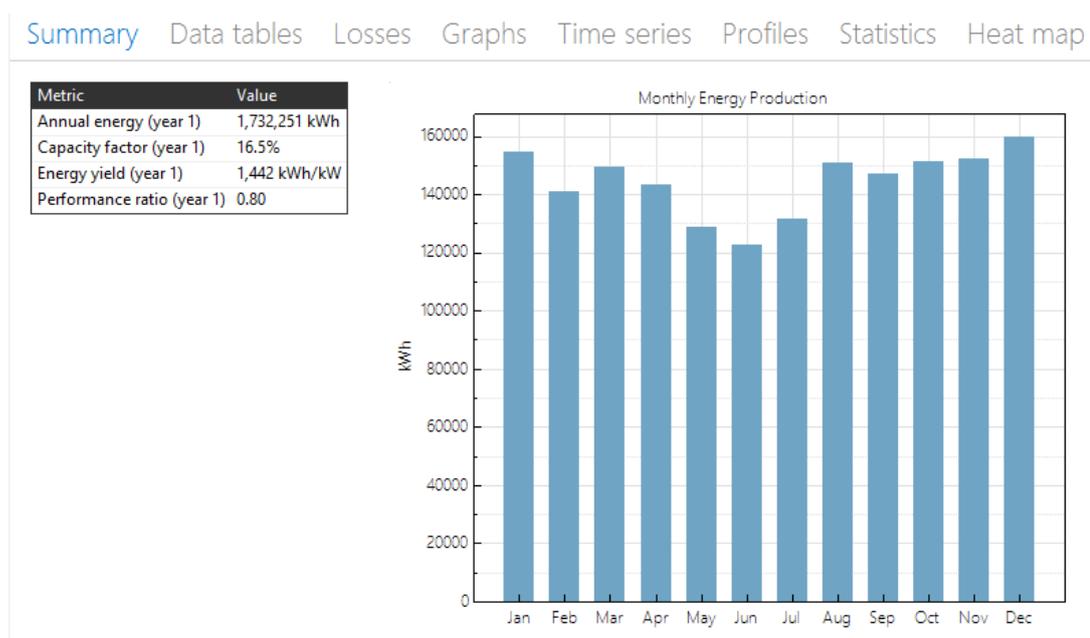


Fonte: Elaborado pelo autor

6.3.5 Planta 5: São Paulo-SP

Um sistema dimensionado na cidade de São Paulo capital, é mostrado na Figura 24. Tal sistema apresenta taxa de desempenho de 0,80 e um fator de capacidade 16,5%. Gerando aproximadamente 1732251 kWh no seu primeiro ano.

Figura 24 – Resultado da simulação para São Paulo

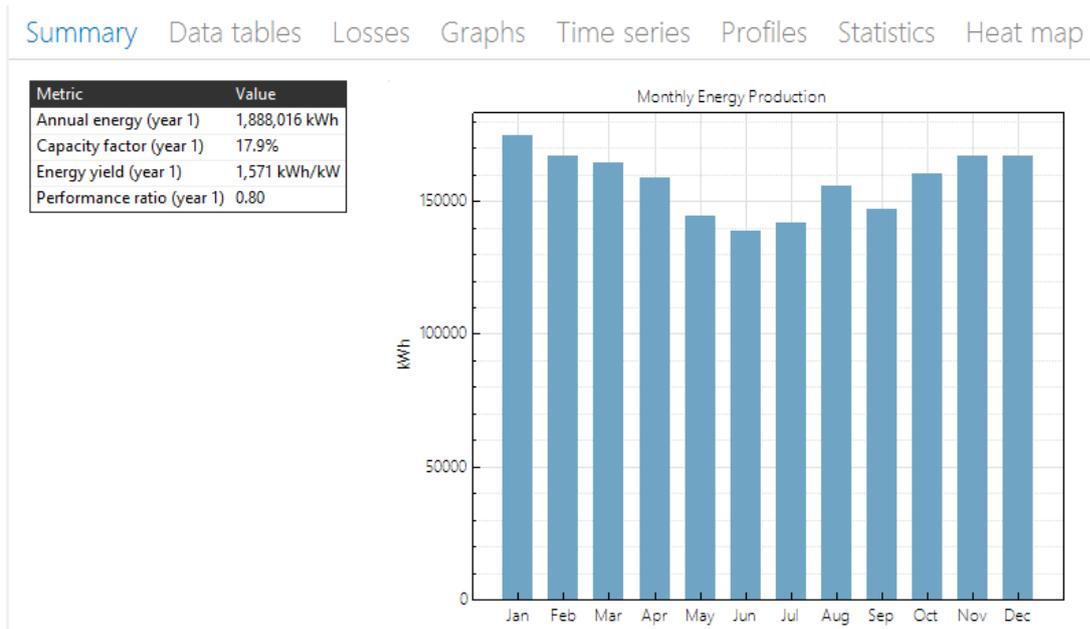


Fonte: Elaborado pelo autor

6.3.6 Planta 6: Rio de Janeiro-RJ

A média da produção mensal de energia de um sistema solar instalado na capital fluminense é apresentado na Figura 25. Este, apresenta uma geração aproximada de 1888016 kWh durante o primeiro ano de instalação. A taxa de desempenho e fator de capacidade são 0,80 e 17,9% respectivamente.

Figura 25 – Resultado da simulação para o Rio de Janeiro

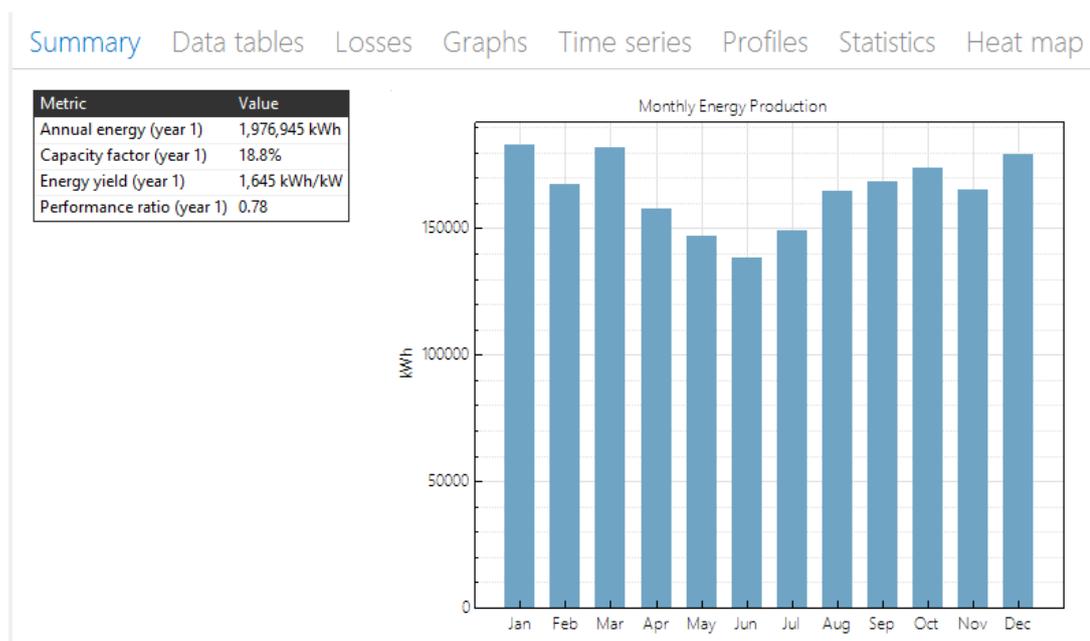


Fonte: Elaborado pelo autor

6.3.7 Planta 7: Salvador-BA

A capital baiana tem uma irradiação anual de $1686 \text{ kWh}/\text{m}^2$, e, para o sistema solar dimensionado para o local a geração aproximada de $1976,945 \text{ kWh}$, com as médias mensais apresentadas na Figura 26, já sua taxa de desempenho é $0,78$ e seu fator capacidade é $18,8\%$.

Figura 26 – Resultado da simulação para Salvador



Fonte: Elaborado pelo autor

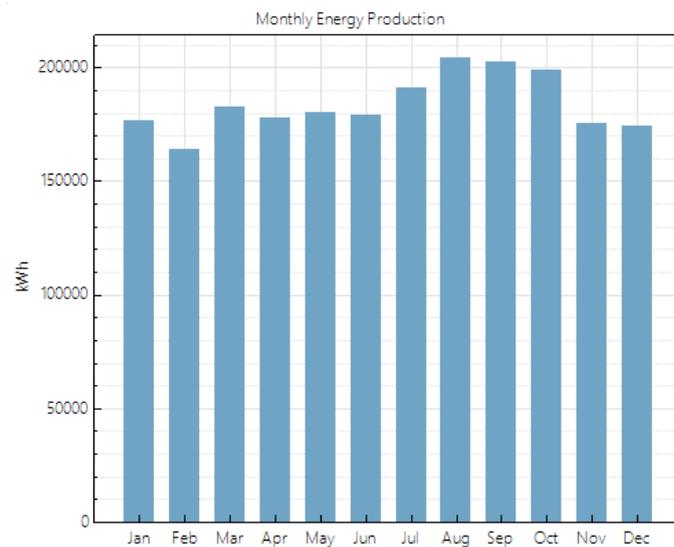
6.3.8 Planta 8: Remanso-BA

A cidade de Remanso apresenta o melhor índice de irradiação solar média no ano, 2386 kWh/m²/ano. A Figura 27 mostra as médias de produção de energia mensal durante o primeiro ano de geração de um sistema solar instalado nesta localidade. O total de energia gerada em um ano é 2208138 kWh e o sistema instalado apresenta uma taxa de desempenho de 0,78 com um fator de capacidade de 21,0%.

Figura 27 – Resultado da simulação para Remanso

[Summary](#) [Data tables](#) [Losses](#) [Graphs](#) [Time series](#) [Profiles](#) [Statistics](#) [Heat map](#)

Metric	Value
Annual energy (year 1)	2,208,138 kWh
Capacity factor (year 1)	21.0%
Energy yield (year 1)	1,838 kWh/kW
Performance ratio (year 1)	0.77

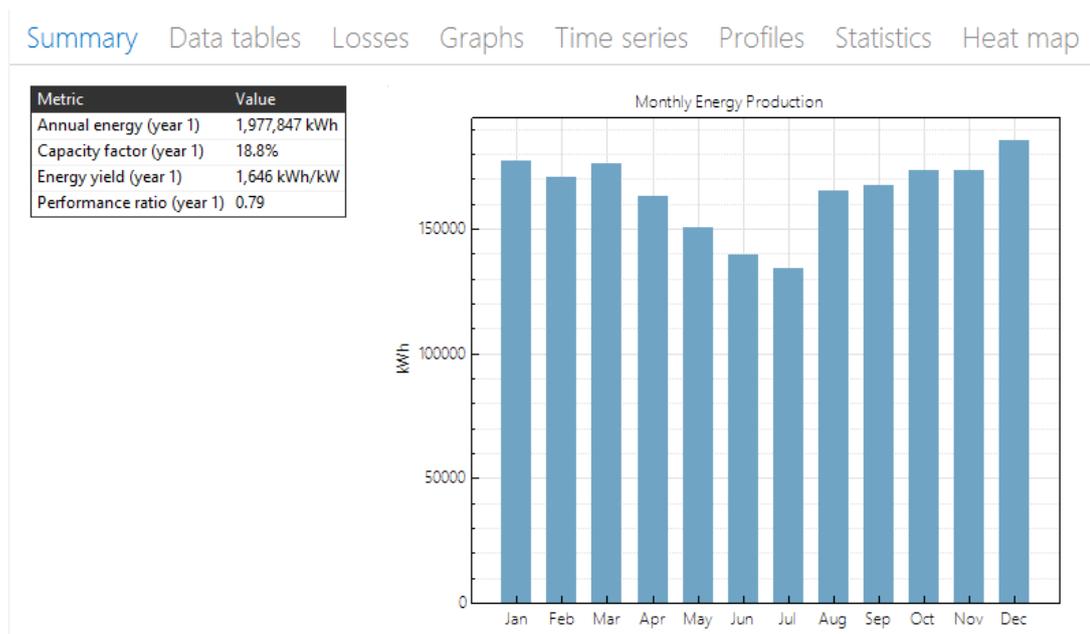


Fonte: Elaborado pelo autor

6.3.9 Planta 9: Recife-PE

A Figura 28 apresenta o relatório de geração de um sistema dimensionado para a cidade de Recife, Pernambuco. O sistema tem 18,8% de fator de capacidade e 0,79 de taxa de desempenho, gerando 1977847 kWh no seu primeiro ano de funcionamento.

Figura 28 – Resultado da simulação para Recife



Fonte: Elaborado pelo autor

6.3.10 Planta 10: Goiânia-GO

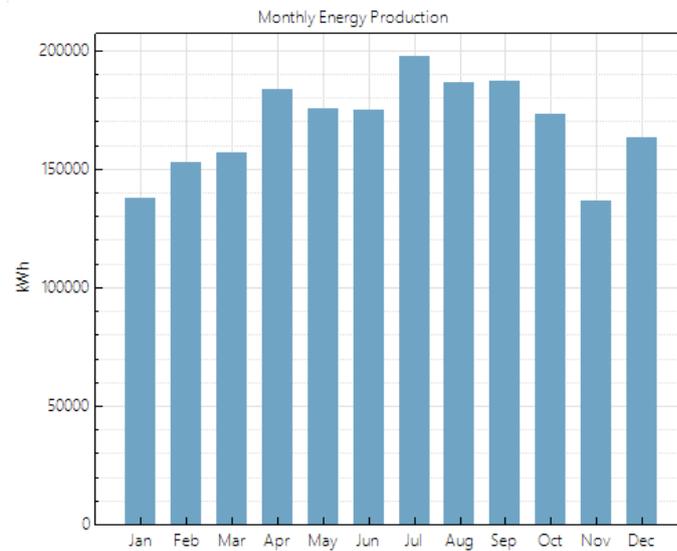
Uma planta solar dimensionada para a cidade de Goiânia - GO, gerando aproximadamente 2025273 kWh no seu primeiro ano após a instalação, a sua média mensal de geração pode ser vista na Figura 29.

A taxa de rendimento para esta usina é de 0,77 e o fator de capacidade é 19,2%.

Figura 29 – Resultado da simulação para Goiânia

[Summary](#) [Data tables](#) [Losses](#) [Graphs](#) [Time series](#) [Profiles](#) [Statistics](#) [Heat map](#)

Metric	Value
Annual energy (year 1)	2,025,273 kWh
Capacity factor (year 1)	19.2%
Energy yield (year 1)	1,686 kWh/kW
Performance ratio (year 1)	0.77



Fonte: Elaborado pelo autor

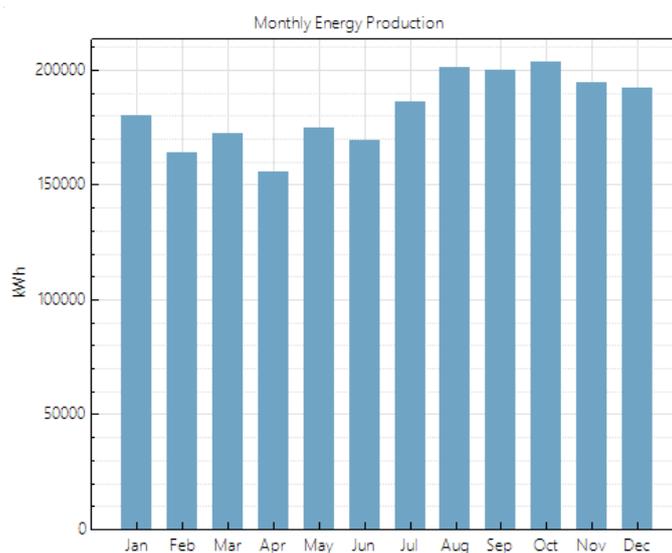
6.3.11 Planta 11: Fortaleza-CE

O Atlas Solar Global diz que o índice de irradiação solar para a capital cearense é de 2220 kWh/m² anuais. A usina dimensionada para esta cidade tem uma produção aproximada em seu primeiro ano de 2194750 kWh, com um fator de capacidade de 20,9% e uma taxa de rendimento de 0,79. A Figura 30 ilustra o resultado da simulação exibindo entre outras informações a média mensal de produção de energia para Fortaleza, Ceará.

Figura 30 – Resultado da simulação para Fortaleza

[Summary](#) [Data tables](#) [Losses](#) [Graphs](#) [Time series](#) [Profiles](#) [Statistics](#) [Heat map](#)

Metric	Value
Annual energy (year 1)	2,194,750 kWh
Capacity factor (year 1)	20.9%
Energy yield (year 1)	1,827 kWh/kW
Performance ratio (year 1)	0.79

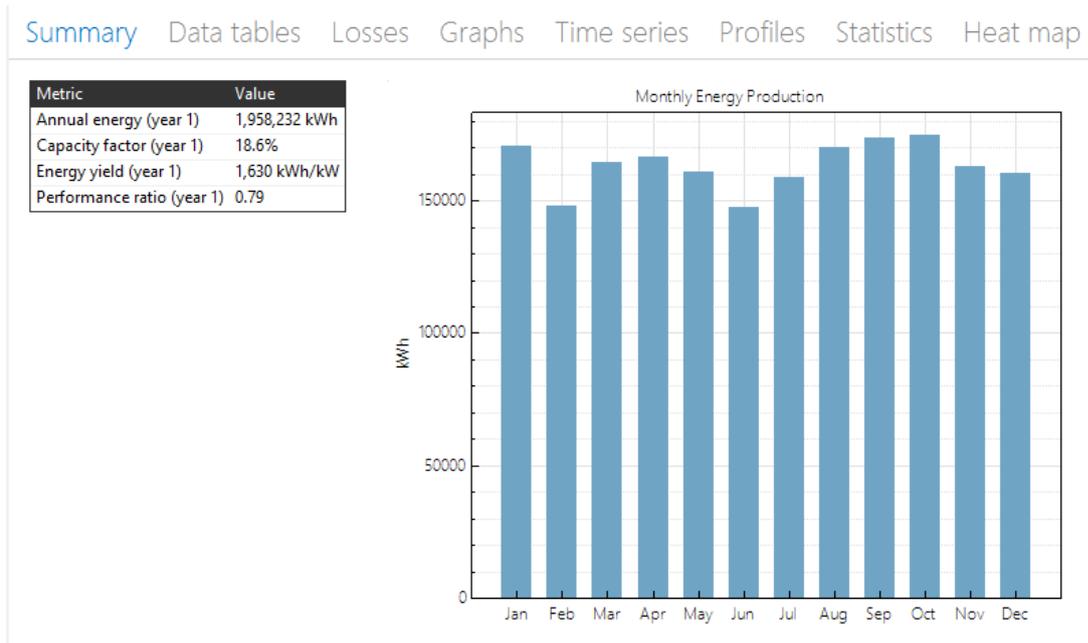


Fonte: Elaborado pelo autor

6.3.12 Planta 12: Campo Grande-MS

A Figura 31 mostrada abaixo apresenta o relatório de geração e desempenho esperado para o sistema fotovoltaico simulado na cidade de Campo Grande-MS, com produção estimada para o primeiro ano de operação de 1958232 kWh. A planta em questão possui um fator de capacidade de 18,7% e uma taxa de desempenho de 0,79.

Figura 31 – Resultado da simulação para Campo Grande

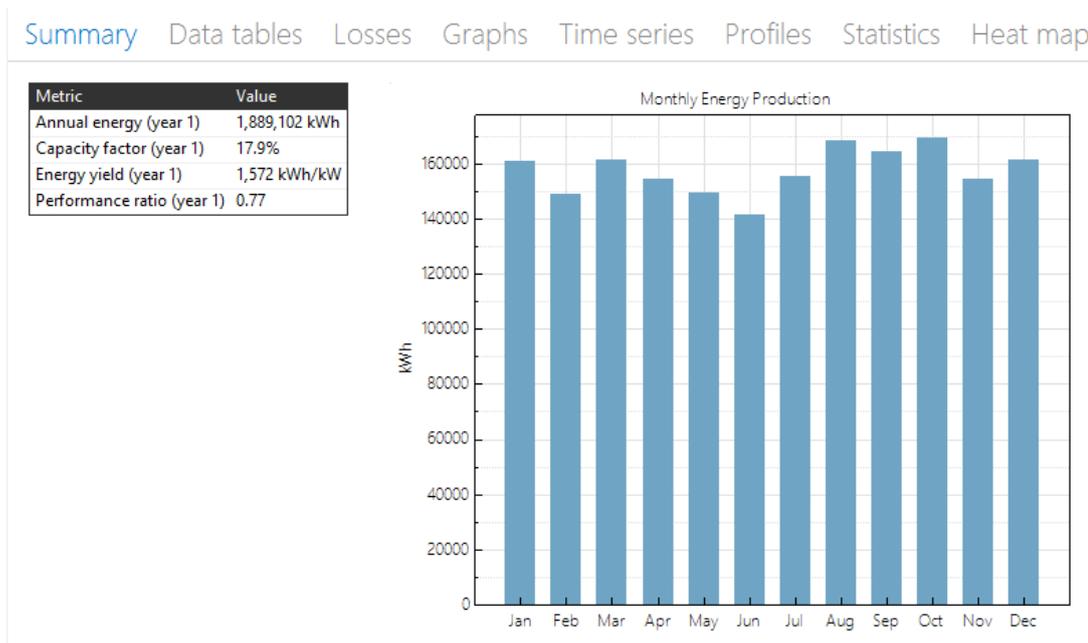


Fonte: Elaborado pelo autor

6.3.13 Planta 13: Cuiabá-MT

A planta instalada na cidade de Cuiabá MT apresenta um fator de capacidade de 19,9% e 0,77 de taxa de desempenho. A Figura 32 mostra a média de produção mensal de energia para esta planta que gera aproximadamente 18891020 kWh no seu primeiro ano de funcionamento.

Figura 32 – Resultado da simulação para Cuiabá



Fonte: Elaborado pelo autor

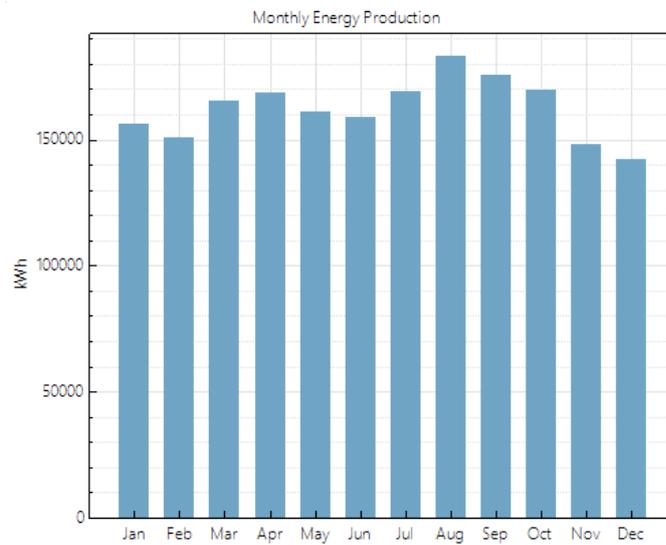
6.3.14 Planta 14: Belo Horizonte-MG

Um sistema solar dimensionado para a cidade de Belo Horizonte - MG, tem uma produção média de 1947710 kWh. A Figura 33 apresenta a média mensal de produção deste sistema que tem um fator de capacidade de 18,5% e uma taxa de desempenho de 0,79.

Figura 33 – Resultado da simulação para Belo Horizonte

[Summary](#) [Data tables](#) [Losses](#) [Graphs](#) [Time series](#) [Profiles](#) [Statistics](#) [Heat map](#)

Metric	Value
Annual energy (year 1)	1,947,710 kWh
Capacity factor (year 1)	18.5%
Energy yield (year 1)	1,621 kWh/kW
Performance ratio (year 1)	0.79



Fonte: Elaborado pelo autor

6.3.15 Avaliação de Viabilidade Técnica

Conforme pode ser observado, apesar da produção de energia elétrica ter uma grande variação de acordo com a região a ser instalada, todas as plantas analisadas são viáveis tecnicamente de serem instaladas, visto que suprem a necessidade da demanda energética proposta de 1500 MWh ao ano.

Como esperado, as cidades da região sul apresentaram uma produção anual de energia abaixo das cidades localizadas nas demais regiões brasileiras analisadas.

As duas plantas com o maior potencial estimado de geração de energia elétrica Remanso-BA (2208,14 MWh ano) e Fortaleza-CE (2194,75 MWh ano) estão localizadas na região nordeste.

Importante salientar os valores de geração alcançados para as cidades de Uberlândia-MG e Goiânia-GO, que apesar de não se localizarem na região brasileira de maior incidência de irradiação solar ocuparam posições acima no quadro de Recife e Salvador, estas localizadas na região nordeste.

O resultado compilado das simulações para o valor total de geração de energia elétrica esperada ao final do primeiro ano, o percentual de energia produzida excedente em relação ao consumo da UC, bem como, os índices de capacidade (FC), rendimento (Yield) e desempenho (PR) são exibidos na tabela 5.

Tabela 5 – Projeção de energia e índices de geração para o final do primeiro ano

Cidade	Energia (MWh)	Excedente	FC	Yield	PR
Remanso-BA	2208	32,1%	21,1%	1,838	0,77
Fortaleza-CE	2194	31,7%	20,9%	1,827	0,79
Uberlândia-MG	2026	26%	19,3%	1,687	0,76
Goiânia-GO	2025	25,9%	19,2%	1,686	0,77
Recife-PE	1977	24,2%	18,8%	1,646	0,79
Salvador-BA	1976	24,1%	18,8%	1,645	0,78
Campo Grande-MS	1958	23,4%	18,6%	1,630	0,79
Belo Horizonte-MG	1947	23%	18,5%	1,621	0,79
Cuiabá-MT	1889	20,6%	17,9%	1,572	0,77
Rio de Janeiro-RJ	1888	20,6%	17,9%	1,571	0,80
São Paulo-SP	1732	13,4%	16,5%	1,442	0,80
Porto Alegre-RS	1699	11,8%	16,2%	1,415	0,81
Curitiba-PR	1595	6%	15,2%	1,328	0,81
Joinville-SC	1547	3%	16,0%	1,426	0,76

Fonte: Elaborado pelo autor com base nas simulações

6.4 Segunda Prova: Avaliação Econômica

O resultado da análise da viabilidade econômica de uma planta fotovoltaica utilizada para compensação de créditos de energia, podem depender diretamente da combinação de uma série de fatores. Dentre eles destacam-se os custos da usina (construção e instalação, operação e manutenção), tarifas de energia e de demanda contratada pela unidade consumidora, nível de irradiação e, conseqüentemente, produção de energia. Boas condições para apenas um dos itens descritos acima, pode não ser suficiente para um resultado de viabilidade favorável ou ainda, quando comparada a outra planta, indicar que esta terá um melhor desempenho.

De posse dos valores e tributação empregados pelas distribuidoras de energia responsáveis por cada unidade consumidora, dados de geração de energia e custos previstos para cada planta foi realizado o estudo dos indicadores econômicos a fim de avaliar o potencial de retorno de investimento dos sistemas fotovoltaicos projetados.

Para a avaliação econômico-financeira dos sistemas fotovoltaicos de geração distribuída sob a visão do investidor, são comumente utilizados os conceitos de engenharia econômica abordados no Capítulo 4. Logo, para que o objetivo proposto do trabalho fosse atingido, foram calculados e o resultados apresentados a seguir para as seguintes figuras de mérito: Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e o tempo de retorno sobre o investimento no formato do Payback descontado.

6.4.1 Cenário Avaliado

O projeto SF, objeto do presente trabalho, foi avaliado em diferentes regiões brasileiras, onde, a partir da mesma unidade consumidora e perfil de consumo foi dimensionado um sistema fotovoltaico para compensação de créditos, porém, a previsão da geração de energia elétrica para a mesma potência de instalação variou conforme as diferentes condições de irradiação de cada das cidades consideradas.

Para o retorno econômico foi proposto um cenário do mercado econômico onde algumas premissas mantiveram-se fixas:

- TMA: 12% (Selic + Risco Brasil) a.a.;
- Inflação projetada: 4,5% a.a.;
- Alteração tarifária projetada: 5% a.a.;

A diferença entre cada caso analisado está no valor da tributação, valor de demanda e da tarifa de energia elétrica utilizados nos cálculos financeiros e exibidos anteriormente na Tabela 3.

6.4.2 Custo de Implantação do Sistema Solar

O Custo da usina foi baseado em valores médios aplicados no mercado FV brasileiro, após pesquisa realizada através da consulta a diversas empresas foi constatado que para a definição e estimativa dos recursos financeiros necessários para desenvolvimento e construção de plantas solar deste porte, são tomados como base os preços internacionais dos equipamentos (módulos e inversores), adicionados do valor do frete, seguro, e incidência de encargos e taxas de importação, assim, foi obtido o preço nacionalizado para os equipamentos. Adicionalmente, se consideram custos de cabeamento, estruturas de fixação, dispositivos de proteção, insumos extras, projeto e mão de obra de instalação, resultando no preço por Watt-pico instalado.

O valor base utilizado então foi de R\$ 3,25 por watt de potência instalado, totalizando o investimento inicial de R\$ 3.900.000,00 para instalação da planta fotovoltaica em questão.

O custo do contrato de O&M anual para usinas solares de mesmo porte é estabelecido considerando parcela do valor de instalação da planta, logo, foi adotado 1,8% o valor da usina (sendo esta uma média do custo praticado no mercado).

Abaixo é exibida a Tabela 6, com o percentual do montante total de uma usina, distribuído nos componentes básicos de um sistema fotovoltaico de mesmo porte do projetado.

Tabela 6 – Precificação percentual de uma usina FV

Descrição do Item	Participação
Módulos	40%
Inversores	30%
Material Elétrico	10%
Estruturas de Fixação	10%
Projeto, Documentação e Engenharia	4%
Instalação e Montagem	6%
Total	100%

Fonte: Elaborado pelo autor

A tabela acima não considera valores para o local de implantação dos sistemas, pois, todas as plantas são dimensionadas para instalação em telhado, sendo assim, inexistente o valor de aluguel ou compra de terreno.

6.4.3 Resultados da Avaliação Econômica

Primeiramente foi elaborado o fluxo de caixa de cada usina, sendo que as Tabelas 7 a 20 exibem detalhadamente o resultado para cada uma das 14 plantas projetadas.

Tabela 7 – Fluxo de caixa da Planta de Belo Horizonte-MG

Ano	Investimento	Demanda	Gestão+O&M	Geração kWh/ano	Receita Bruta	Receita Líquida	Fluxo de Caixa	Payback
0	-R\$ 3.900.000,00	R\$	-R\$	1.947.710,00	R\$	-R\$	3.900.000,00 -R\$	3.900.000,00
1	-R\$	153.195,00 -R\$	70.200,00	1.899.017,25	811.755,26 R\$	588.360,26 R\$	588.360,26 -R\$	3.311.639,74
2	-R\$	160.088,78 -R\$	73.359,00	1.889.017,25	831.094,45 R\$	597.586,68 R\$	597.586,68 -R\$	2.714.053,06
3	-R\$	167.292,77 -R\$	76.660,16	1.889.522,16	868.223,24 R\$	624.270,32 R\$	624.270,32 -R\$	2.089.782,74
4	-R\$	174.820,94 -R\$	80.109,86	1.880.074,55	907.076,23 R\$	652.145,43 R\$	652.145,43 -R\$	1.437.637,31
5	-R\$	182.687,89 -R\$	83.714,81	1.870.674,18	947.667,90 R\$	681.265,20 R\$	681.265,20 -R\$	756.372,11
6	-R\$	190.908,84 -R\$	87.481,97	1.861.320,81	990.076,03 R\$	711.685,22 R\$	711.685,22 -R\$	44.686,89
7	-R\$	199.499,74 -R\$	91.418,66	1.852.014,21	1.034.381,94 R\$	743.463,54 R\$	743.463,54 R\$	698.776,65
8	-R\$	208.477,23 -R\$	95.532,50	1.842.754,13	1.080.670,53 R\$	776.660,80 R\$	776.660,80 R\$	1.475.437,45
9	-R\$	217.858,70 -R\$	99.831,46	1.833.540,36	1.129.030,53 R\$	811.340,37 R\$	811.340,37 R\$	2.286.777,81
10	-R\$	227.662,35 -R\$	104.323,88	1.824.372,66	1.179.554,65 R\$	847.568,43 R\$	847.568,43 R\$	3.134.346,24
11	-R\$	237.907,15 -R\$	109.018,45	1.815.250,80	1.232.339,72 R\$	885.414,12 R\$	885.414,12 R\$	4.019.760,36
12	-R\$	248.612,97 -R\$	113.924,28	1.806.174,54	1.287.486,92 R\$	924.949,67 R\$	924.949,67 R\$	4.944.710,02
13	-R\$	259.800,56 -R\$	119.050,88	1.797.143,67	1.345.101,96 R\$	966.250,53 R\$	966.250,53 R\$	5.910.960,55
14	-R\$	271.491,58 -R\$	124.408,17	1.788.157,95	1.405.295,28 R\$	1.009.395,53 R\$	1.009.395,53 R\$	6.920.356,08
15	-R\$	283.708,70 -R\$	130.006,53	1.779.217,16	1.468.182,24 R\$	1.054.467,00 R\$	1.054.467,00 R\$	7.974.823,09
16	-R\$	296.475,59 -R\$	135.856,83	1.770.321,08	1.533.883,40 R\$	1.101.550,97 R\$	1.101.550,97 R\$	9.076.374,06
17	-R\$	309.817,00 -R\$	141.970,38	1.761.469,47	1.602.524,68 R\$	1.150.737,30 R\$	1.150.737,30 R\$	10.227.111,36
18	-R\$	323.758,76 -R\$	148.359,05	1.752.662,12	1.674.237,66 R\$	1.202.119,84 R\$	1.202.119,84 R\$	11.429.231,20
19	-R\$	338.327,90 -R\$	155.035,21	1.743.898,81	1.749.159,79 R\$	1.255.796,68 R\$	1.255.796,68 R\$	12.685.027,88
20	-R\$	353.552,66 -R\$	162.011,79	1.735.179,32	1.827.434,69 R\$	1.311.870,24 R\$	1.311.870,24 R\$	13.996.898,12
21	-R\$	369.462,53 -R\$	169.302,32	1.726.503,42	1.909.212,39 R\$	1.370.447,54 R\$	1.370.447,54 R\$	15.367.345,66
22	-R\$	386.088,34 -R\$	176.920,93	1.717.870,91	1.994.649,65 R\$	1.431.640,38 R\$	1.431.640,38 R\$	16.798.986,03
23	-R\$	403.462,32 -R\$	184.882,37	1.709.281,55	2.083.910,22 R\$	1.495.565,53 R\$	1.495.565,53 R\$	18.294.551,56
24	-R\$	421.618,12 -R\$	193.202,08	1.700.735,14	2.177.165,20 R\$	1.562.345,00 R\$	1.562.345,00 R\$	19.856.896,57
25	-R\$	440.590,94 -R\$	201.896,17	1.692.231,47	2.274.593,35 R\$	1.632.106,24 R\$	1.632.106,24 R\$	21.489.002,80
Totais	-R\$ 6.827.167,37 -R\$		3.128.477,75	44.997.097,76 R\$	35.344.647,92 R\$	25.389.002,80 R\$	21.489.002,80 R\$	

Fonte: Elaborado pelo autor

Tabela 8 – Fluxo de caixa da Planta de Campo Grande-MS

Ano	Investimento	Demanda	Gestão+O&M	Geração kWh/ano	Receita Bruta	Receita Líquida	Fluxo de Caixa	Payback
0	-R\$ 3.900.000,00	R\$	R\$			-R\$	3.900.000,00 -R\$	3.900.000,00
1	-R\$	196.350,00 -R\$	70.200,00	1.958.232,00	725.917,85 R\$	459.367,85 R\$	459.367,85 R\$	3.440.632,15
2	-R\$	205.185,75 -R\$	73.359,00	1.909.276,20	743.158,40 R\$	464.613,65 R\$	464.613,65 -R\$	2.976.018,50
3	-R\$	214.419,11 -R\$	76.660,16	1.899.729,82	776.414,74 R\$	485.335,47 R\$	485.335,47 -R\$	2.490.683,03
4	-R\$	224.067,97 -R\$	80.109,86	1.890.231,17	811.159,30 R\$	506.981,47 R\$	506.981,47 -R\$	1.983.701,56
5	-R\$	234.151,03 -R\$	83.714,81	1.880.780,01	847.458,67 R\$	529.592,84 R\$	529.592,84 -R\$	1.454.108,72
6	-R\$	244.687,82 -R\$	87.481,97	1.871.376,11	885.382,45 R\$	553.212,66 R\$	553.212,66 -R\$	900.896,07
7	-R\$	255.698,78 -R\$	91.418,66	1.862.019,23	925.003,32 R\$	577.885,88 R\$	577.885,88 -R\$	323.010,19
8	-R\$	267.205,22 -R\$	95.532,50	1.852.709,14	966.397,21 R\$	603.659,49 R\$	603.659,49 R\$	280.649,31
9	-R\$	279.229,46 -R\$	99.831,46	1.843.445,59	1.009.643,49 R\$	630.582,57 R\$	630.582,57 R\$	911.231,88
10	-R\$	291.794,78 -R\$	104.323,88	1.834.228,36	1.054.825,04 R\$	658.706,38 R\$	658.706,38 R\$	1.569.938,25
11	-R\$	304.925,55 -R\$	109.018,45	1.825.057,22	1.102.028,46 R\$	688.084,46 R\$	688.084,46 R\$	2.258.022,71
12	-R\$	318.647,20 -R\$	113.924,28	1.815.931,94	1.151.344,23 R\$	718.772,75 R\$	718.772,75 R\$	2.976.795,46
13	-R\$	332.986,32 -R\$	119.050,88	1.806.852,28	1.202.866,88 R\$	750.829,69 R\$	750.829,69 R\$	3.727.625,15
14	-R\$	347.970,70 -R\$	124.408,17	1.797.818,01	1.256.695,18 R\$	784.316,31 R\$	784.316,31 R\$	4.511.941,45
15	-R\$	363.629,39 -R\$	130.006,53	1.788.828,92	1.312.932,29 R\$	819.296,37 R\$	819.296,37 R\$	5.331.237,82
16	-R\$	379.992,71 -R\$	135.856,83	1.779.884,78	1.371.686,00 R\$	855.836,47 R\$	855.836,47 R\$	6.187.074,29
17	-R\$	397.092,38 -R\$	141.970,38	1.770.985,36	1.433.068,95 R\$	894.006,19 R\$	894.006,19 R\$	7.081.080,48
18	-R\$	414.961,54 -R\$	148.359,05	1.762.130,43	1.497.198,79 R\$	933.878,20 R\$	933.878,20 R\$	8.014.958,68
19	-R\$	433.634,81 -R\$	155.035,21	1.753.319,78	1.564.198,44 R\$	975.528,42 R\$	975.528,42 R\$	8.990.487,10
20	-R\$	453.148,37 -R\$	162.011,79	1.744.553,18	1.634.196,32 R\$	1.019.036,15 R\$	1.019.036,15 R\$	10.009.523,25
21	-R\$	473.540,05 -R\$	169.302,32	1.735.830,41	1.707.326,60 R\$	1.064.484,23 R\$	1.064.484,23 R\$	11.074.007,47
22	-R\$	494.849,35 -R\$	176.920,93	1.727.151,26	1.783.729,47 R\$	1.111.959,19 R\$	1.111.959,19 R\$	12.185.966,66
23	-R\$	517.117,57 -R\$	184.882,37	1.718.515,50	1.863.551,36 R\$	1.161.551,42 R\$	1.161.551,42 R\$	13.347.518,08
24	-R\$	540.387,86 -R\$	193.202,08	1.709.922,93	1.946.945,28 R\$	1.213.355,34 R\$	1.213.355,34 R\$	14.560.873,42
25	-R\$	564.705,32 -R\$	201.896,17	1.701.373,31	2.034.071,08 R\$	1.267.469,60 R\$	1.267.469,60 R\$	15.828.343,01
Totais	-R\$ 8.750.379,01 -R\$	8.750.379,01 -R\$	3.128.477,75	45.240.182,95 R\$	31.607.199,78 R\$	19.728.343,01 R\$	15.828.343,01 R\$	

Fonte: Elaborado pelo autor

Tabela 9 – Fluxo de caixa da Planta de Cuiabá-MT

Ano	Investimento	Demanda	Gestão+O&M	Geração kWh/ano	Receita Bruta	Receita Líquida	Fluxo de Caixa	Payback
0	-R\$ 3.900.000,00	R\$ -	R\$ -	-	-	-R\$ -	3.900.000,00 -R\$	3.900.000,00
1	-R\$ 166.530,00	-R\$ 166.530,00	70.200,00	1.889.102,00	868.711,14	631.981,14	631.981,14	3.268.018,86
2	-R\$ 174.023,85	-R\$ 174.023,85	73.359,00	1.841.874,45	889.343,03	641.960,18	641.960,18	2.626.058,68
3	-R\$ 181.854,92	-R\$ 181.854,92	76.660,16	1.832.665,08	929.141,13	670.626,05	670.626,05	1.955.432,63
4	-R\$ 190.038,39	-R\$ 190.038,39	80.109,86	1.823.501,75	970.720,19	700.571,94	700.571,94	1.254.860,70
5	-R\$ 198.590,12	-R\$ 198.590,12	83.714,81	1.814.384,24	1.014.159,92	731.854,99	731.854,99	523.005,70
6	-R\$ 207.526,68	-R\$ 207.526,68	87.481,97	1.805.312,32	1.059.543,58	764.534,93	764.534,93	241.529,23
7	-R\$ 216.865,38	-R\$ 216.865,38	91.418,66	1.796.285,76	1.106.958,15	798.674,12	798.674,12	1.040.203,34
8	-R\$ 226.624,32	-R\$ 226.624,32	95.532,50	1.787.304,33	1.156.494,53	834.337,71	834.337,71	1.874.541,06
9	-R\$ 236.822,42	-R\$ 236.822,42	99.831,46	1.778.367,81	1.208.247,66	871.593,78	871.593,78	2.746.134,84
10	-R\$ 247.479,42	-R\$ 247.479,42	104.323,88	1.769.475,97	1.262.316,75	910.513,44	910.513,44	3.656.648,28
11	-R\$ 258.616,00	-R\$ 258.616,00	109.018,45	1.760.628,59	1.318.805,42	951.170,97	951.170,97	4.607.819,25
12	-R\$ 270.253,72	-R\$ 270.253,72	113.924,28	1.751.825,45	1.377.821,96	993.643,96	993.643,96	5.601.463,21
13	-R\$ 282.415,13	-R\$ 282.415,13	119.050,88	1.743.066,32	1.439.479,49	1.038.013,48	1.038.013,48	6.639.476,69
14	-R\$ 295.123,82	-R\$ 295.123,82	124.408,17	1.734.350,99	1.503.896,20	1.084.364,22	1.084.364,22	7.723.840,92
15	-R\$ 308.404,39	-R\$ 308.404,39	130.006,53	1.725.679,23	1.571.195,56	1.132.784,64	1.132.784,64	8.856.625,55
16	-R\$ 322.282,59	-R\$ 322.282,59	135.856,83	1.717.050,84	1.641.506,56	1.183.367,15	1.183.367,15	10.039.992,70
17	-R\$ 336.785,30	-R\$ 336.785,30	141.970,38	1.708.465,58	1.714.963,98	1.236.208,29	1.236.208,29	11.276.200,99
18	-R\$ 351.940,64	-R\$ 351.940,64	148.359,05	1.699.923,26	1.791.708,62	1.291.408,92	1.291.408,92	12.567.609,91
19	-R\$ 367.777,97	-R\$ 367.777,97	155.035,21	1.691.423,64	1.871.887,58	1.349.074,40	1.349.074,40	13.916.684,31
20	-R\$ 384.327,98	-R\$ 384.327,98	162.011,79	1.682.966,52	1.955.654,54	1.409.314,77	1.409.314,77	15.325.999,08
21	-R\$ 401.622,74	-R\$ 401.622,74	169.302,32	1.674.551,69	2.043.170,09	1.472.245,02	1.472.245,02	16.798.244,11
22	-R\$ 419.695,76	-R\$ 419.695,76	176.920,93	1.666.178,93	2.134.601,95	1.537.985,26	1.537.985,26	18.336.229,36
23	-R\$ 438.582,07	-R\$ 438.582,07	184.882,37	1.657.848,04	2.230.125,38	1.606.660,94	1.606.660,94	19.942.890,31
24	-R\$ 458.318,26	-R\$ 458.318,26	193.202,08	1.649.558,80	2.329.923,49	1.678.403,16	1.678.403,16	21.621.293,46
25	-R\$ 478.942,58	-R\$ 478.942,58	201.896,17	1.641.311,00	2.434.187,57	1.753.348,82	1.753.348,82	23.374.642,28
Totais	-R\$ 7.421.444,45	-R\$ 7.421.444,45	3.128.477,75	43.643.102,60	37.824.564,48	27.274.642,28	23.374.642,28	

Fonte: Elaborado pelo autor

Tabela 10 – Fluxo de caixa da Planta de Curitiba-PR

Ano	Investimento	Demanda	Gestão+O&M	Geração kWh/ano	Receita Bruta	Receita Líquida	Fluxo de Caixa	Payback
0	-R\$ 3.900.000,00	R\$ -	R\$ -			-R\$ -	3.900.000,00 -R\$	3.900.000,00
1	-R\$ 153.300,00	-R\$ 153.300,00	R\$ 70.200,00	1.595.570,00	R\$ 758.178,65	R\$ 534.678,65	R\$ 534.678,65	-R\$ 3.365.321,35
2	-R\$ 160.198,50	-R\$ 160.198,50	R\$ 73.359,00	1.555.680,75	R\$ 776.185,40	R\$ 542.627,90	R\$ 542.627,90	-R\$ 2.822.693,45
3	-R\$ 167.407,43	-R\$ 167.407,43	R\$ 76.660,16	1.547.902,35	R\$ 810.919,69	R\$ 566.852,10	R\$ 566.852,10	-R\$ 2.255.841,35
4	-R\$ 174.940,77	-R\$ 174.940,77	R\$ 80.109,86	1.540.162,83	R\$ 847.208,35	R\$ 592.157,72	R\$ 592.157,72	-R\$ 1.663.683,63
5	-R\$ 182.813,10	-R\$ 182.813,10	R\$ 83.714,81	1.532.462,02	R\$ 885.120,92	R\$ 618.593,01	R\$ 618.593,01	-R\$ 1.045.090,61
6	-R\$ 191.039,69	-R\$ 191.039,69	R\$ 87.481,97	1.524.799,71	R\$ 924.730,08	R\$ 646.208,42	R\$ 646.208,42	-R\$ 398.882,19
7	-R\$ 199.638,48	-R\$ 199.638,48	R\$ 91.418,66	1.517.175,71	R\$ 966.111,75	R\$ 675.056,62	R\$ 675.056,62	R\$ 276.174,42
8	-R\$ 208.620,12	-R\$ 208.620,12	R\$ 95.532,50	1.509.589,83	R\$ 1.009.345,26	R\$ 705.192,64	R\$ 705.192,64	R\$ 981.367,06
9	-R\$ 218.008,02	-R\$ 218.008,02	R\$ 99.831,46	1.502.041,88	R\$ 1.054.513,46	R\$ 736.673,97	R\$ 736.673,97	R\$ 1.718.041,03
10	-R\$ 227.818,39	-R\$ 227.818,39	R\$ 104.323,88	1.494.531,67	R\$ 1.101.702,93	R\$ 769.560,67	R\$ 769.560,67	R\$ 2.487.601,70
11	-R\$ 238.070,21	-R\$ 238.070,21	R\$ 109.018,45	1.487.059,02	R\$ 1.151.004,14	R\$ 803.915,47	R\$ 803.915,47	R\$ 3.291.517,17
12	-R\$ 248.783,37	-R\$ 248.783,37	R\$ 113.924,28	1.479.623,72	R\$ 1.202.511,57	R\$ 839.803,92	R\$ 839.803,92	R\$ 4.131.321,09
13	-R\$ 259.978,62	-R\$ 259.978,62	R\$ 119.050,88	1.472.225,60	R\$ 1.256.323,97	R\$ 877.294,47	R\$ 877.294,47	R\$ 5.008.615,55
14	-R\$ 271.677,66	-R\$ 271.677,66	R\$ 124.408,17	1.464.864,47	R\$ 1.312.544,46	R\$ 916.458,64	R\$ 916.458,64	R\$ 5.925.074,19
15	-R\$ 283.903,16	-R\$ 283.903,16	R\$ 130.006,53	1.457.540,15	R\$ 1.371.280,83	R\$ 957.371,14	R\$ 957.371,14	R\$ 6.882.445,33
16	-R\$ 296.678,80	-R\$ 296.678,80	R\$ 135.856,83	1.450.252,45	R\$ 1.432.645,65	R\$ 1.000.110,02	R\$ 1.000.110,02	R\$ 7.882.555,35
17	-R\$ 310.029,34	-R\$ 310.029,34	R\$ 141.970,38	1.443.001,19	R\$ 1.496.756,54	R\$ 1.044.756,81	R\$ 1.044.756,81	R\$ 8.927.312,16
18	-R\$ 323.980,66	-R\$ 323.980,66	R\$ 148.359,05	1.435.786,18	R\$ 1.563.796,39	R\$ 1.091.396,68	R\$ 1.091.396,68	R\$ 10.018.708,84
19	-R\$ 338.559,79	-R\$ 338.559,79	R\$ 155.035,21	1.428.607,25	R\$ 1.633.713,60	R\$ 1.140.118,59	R\$ 1.140.118,59	R\$ 11.158.827,43
20	-R\$ 353.794,99	-R\$ 353.794,99	R\$ 162.011,79	1.421.464,22	R\$ 1.706.822,28	R\$ 1.191.015,50	R\$ 1.191.015,50	R\$ 12.349.842,93
21	-R\$ 369.715,76	-R\$ 369.715,76	R\$ 169.302,32	1.414.356,89	R\$ 1.783.202,58	R\$ 1.244.184,49	R\$ 1.244.184,49	R\$ 13.594.027,42
22	-R\$ 386.352,97	-R\$ 386.352,97	R\$ 176.920,93	1.407.285,11	R\$ 1.863.000,89	R\$ 1.299.727,00	R\$ 1.299.727,00	R\$ 14.893.754,42
23	-R\$ 403.738,85	-R\$ 403.738,85	R\$ 184.882,37	1.400.248,68	R\$ 1.946.370,18	R\$ 1.357.748,96	R\$ 1.357.748,96	R\$ 16.251.503,38
24	-R\$ 421.907,10	-R\$ 421.907,10	R\$ 193.202,08	1.393.247,44	R\$ 2.033.470,25	R\$ 1.418.361,07	R\$ 1.418.361,07	R\$ 17.669.864,45
25	-R\$ 440.892,92	-R\$ 440.892,92	R\$ 201.896,17	1.386.281,20	R\$ 2.124.468,04	R\$ 1.481.678,95	R\$ 1.481.678,95	R\$ 19.151.543,40
Totais	-R\$ 6.831.846,72	-R\$ 6.831.846,72	R\$ 3.128.477,75	36.861.760,36	R\$ 33.011.867,87	R\$ 23.051.543,40	R\$ 19.151.543,40	

Fonte: Elaborado pelo autor

Tabela 11 – Fluxo de caixa da Planta de Fortaleza-CE

Ano	Investimento	Demanda	Gestão+O&M	Geração kWh/ano	Receita Bruta	Receita Líquida	Fluxo de Caixa	Payback
0	-R\$ 3.900.000,00	R\$ -	R\$ -	-	-	-R\$	3.900.000,00 -R\$	3.900.000,00
1	-R\$ 142.695,00	-R\$ 142.695,00	70.200,00	2.194.750,00	887.512,04	674.617,04	674.617,04	3.225.382,96
2	-R\$ 149.116,28	-R\$ 149.116,28	73.359,00	2.139.881,25	908.590,45	686.115,18	686.115,18	2.539.267,78
3	-R\$ 155.826,51	-R\$ 155.826,51	76.660,16	2.129.181,84	949.249,88	716.763,22	716.763,22	1.822.504,56
4	-R\$ 162.838,70	-R\$ 162.838,70	80.109,86	2.118.335,93	991.728,81	748.780,25	748.780,25	1.073.724,31
5	-R\$ 170.166,44	-R\$ 170.166,44	83.714,81	2.107.943,25	1.036.108,67	782.227,43	782.227,43	291.496,89
6	-R\$ 177.823,93	-R\$ 177.823,93	87.481,97	2.097.403,54	1.082.474,54	817.168,63	817.168,63	525.671,75
7	-R\$ 185.826,01	-R\$ 185.826,01	91.418,66	2.086.916,52	1.130.915,27	853.670,60	853.670,60	1.379.342,35
8	-R\$ 194.188,18	-R\$ 194.188,18	95.532,50	2.076.481,94	1.181.523,73	891.803,05	891.803,05	2.271.145,40
9	-R\$ 202.926,65	-R\$ 202.926,65	99.831,46	2.066.099,53	1.234.396,92	931.638,81	931.638,81	3.202.784,21
10	-R\$ 212.058,35	-R\$ 212.058,35	104.323,88	2.055.769,03	1.289.636,18	973.253,96	973.253,96	4.176.038,16
11	-R\$ 221.600,97	-R\$ 221.600,97	109.018,45	2.045.490,19	1.347.347,40	1.016.727,97	1.016.727,97	5.192.766,14
12	-R\$ 231.573,02	-R\$ 231.573,02	113.924,28	2.035.262,73	1.407.641,20	1.062.143,90	1.062.143,90	6.254.910,04
13	-R\$ 241.993,80	-R\$ 241.993,80	119.050,88	2.025.086,42	1.470.633,14	1.109.588,46	1.109.588,46	7.364.498,50
14	-R\$ 252.883,52	-R\$ 252.883,52	124.408,17	2.014.960,99	1.536.443,97	1.159.152,28	1.159.152,28	8.523.650,78
15	-R\$ 264.263,28	-R\$ 264.263,28	130.006,53	2.004.886,18	1.605.199,84	1.210.930,03	1.210.930,03	9.734.580,81
16	-R\$ 276.155,13	-R\$ 276.155,13	135.856,83	1.994.861,75	1.677.032,53	1.265.020,58	1.265.020,58	10.999.601,38
17	-R\$ 288.582,11	-R\$ 288.582,11	141.970,38	1.984.887,44	1.752.079,74	1.321.527,24	1.321.527,24	12.321.128,63
18	-R\$ 301.568,30	-R\$ 301.568,30	148.359,05	1.974.965,01	1.830.485,31	1.380.557,95	1.380.557,95	13.701.686,58
19	-R\$ 315.138,88	-R\$ 315.138,88	155.035,21	1.965.088,19	1.912.399,52	1.442.225,44	1.442.225,44	15.143.912,01
20	-R\$ 329.320,13	-R\$ 329.320,13	162.011,79	1.955.262,75	1.997.979,40	1.506.647,48	1.506.647,48	16.650.559,50
21	-R\$ 344.139,53	-R\$ 344.139,53	169.302,32	1.945.486,44	2.087.388,98	1.573.947,12	1.573.947,12	18.224.506,62
22	-R\$ 359.625,81	-R\$ 359.625,81	176.920,93	1.935.759,01	2.180.799,64	1.644.252,90	1.644.252,90	19.868.759,52
23	-R\$ 375.806,97	-R\$ 375.806,97	184.882,37	1.926.080,21	2.278.390,42	1.717.699,08	1.717.699,08	21.586.458,59
24	-R\$ 392.720,38	-R\$ 392.720,38	193.202,08	1.916.449,81	2.380.348,39	1.794.425,94	1.794.425,94	23.380.884,53
25	-R\$ 410.392,79	-R\$ 410.392,79	201.896,17	1.906.867,56	2.486.868,98	1.874.580,02	1.874.580,02	25.255.464,55
Totais	-R\$ 6.359.232,66	-R\$ 6.359.232,66	3.128.477,75	50.704.355,53	38.643.174,96	29.155.464,55	25.255.464,55	

Fonte: Elaborado pelo autor

Tabela 12 – Fluxo de caixa da Planta de Goiânia-GO

Ano	Investimento	Demanda	Gestão+O&M	Geração kWh/ano	Receita Bruta	Receita Líquida	Fluxo de Caixa	Payback
0	-R\$ 3.900.000,00	-R\$	-R\$	2.025.273,00	-	-R\$	3.900.000,00	-R\$ 3.900.000,00
1	-R\$ 183.015,00	-R\$ 183.015,00	70.200,00	1.974.641,18	1.028.436,50	R\$ 775.221,50	R\$ 775.221,50	R\$ 3.124.778,50
2	-R\$ 191.250,68	-R\$ 191.250,68	73.359,00	1.964.767,97	1.052.861,87	R\$ 788.252,19	R\$ 788.252,19	-R\$ 2.336.526,30
3	-R\$ 199.856,96	-R\$ 199.856,96	76.660,16	1.954.944,13	1.099.977,44	R\$ 823.460,33	R\$ 823.460,33	-R\$ 1.513.065,98
4	-R\$ 208.850,52	-R\$ 208.850,52	80.109,86	1.945.169,41	1.149.201,43	R\$ 860.241,05	R\$ 860.241,05	-R\$ 652.824,93
5	-R\$ 218.248,79	-R\$ 218.248,79	83.714,81	1.935.443,56	1.200.628,19	R\$ 898.664,59	R\$ 898.664,59	R\$ 245.839,67
6	-R\$ 228.069,99	-R\$ 228.069,99	87.481,97	1.925.766,34	1.254.356,30	R\$ 938.804,34	R\$ 938.804,34	R\$ 1.184.644,01
7	-R\$ 238.333,14	-R\$ 238.333,14	91.418,66	1.916.137,51	1.310.488,75	R\$ 980.736,95	R\$ 980.736,95	R\$ 2.165.380,96
8	-R\$ 249.058,13	-R\$ 249.058,13	95.532,50	1.906.536,82	1.369.133,12	R\$ 1.024.542,49	R\$ 1.024.542,49	R\$ 3.189.923,45
9	-R\$ 260.265,74	-R\$ 260.265,74	99.831,46	1.897.024,04	1.430.401,83	R\$ 1.070.304,62	R\$ 1.070.304,62	R\$ 4.260.228,07
10	-R\$ 271.977,70	-R\$ 271.977,70	104.323,88	1.887.538,92	1.494.412,31	R\$ 1.118.110,73	R\$ 1.118.110,73	R\$ 5.378.338,80
11	-R\$ 284.216,70	-R\$ 284.216,70	109.018,45	1.878.101,23	1.561.287,26	R\$ 1.168.052,11	R\$ 1.168.052,11	R\$ 6.546.390,91
12	-R\$ 297.006,45	-R\$ 297.006,45	113.924,28	1.868.710,72	1.631.154,86	R\$ 1.220.224,13	R\$ 1.220.224,13	R\$ 7.766.615,04
13	-R\$ 310.371,74	-R\$ 310.371,74	119.050,88	1.859.367,17	1.704.149,04	R\$ 1.274.726,43	R\$ 1.274.726,43	R\$ 9.041.341,46
14	-R\$ 324.338,47	-R\$ 324.338,47	124.408,17	1.850.070,33	1.780.409,71	R\$ 1.331.663,08	R\$ 1.331.663,08	R\$ 10.373.004,54
15	-R\$ 338.933,70	-R\$ 338.933,70	130.006,53	1.840.819,98	1.860.083,05	R\$ 1.391.142,82	R\$ 1.391.142,82	R\$ 11.764.147,36
16	-R\$ 354.185,72	-R\$ 354.185,72	135.856,83	1.831.615,88	1.943.321,77	R\$ 1.453.279,22	R\$ 1.453.279,22	R\$ 13.217.426,58
17	-R\$ 370.124,07	-R\$ 370.124,07	141.970,38	1.822.457,80	2.030.285,41	R\$ 1.518.190,96	R\$ 1.518.190,96	R\$ 14.735.617,54
18	-R\$ 386.779,66	-R\$ 386.779,66	148.359,05	1.813.345,51	2.121.140,69	R\$ 1.586.001,98	R\$ 1.586.001,98	R\$ 16.321.619,51
19	-R\$ 404.184,74	-R\$ 404.184,74	155.035,21	1.804.278,78	2.216.061,73	R\$ 1.656.841,78	R\$ 1.656.841,78	R\$ 17.978.461,29
20	-R\$ 422.373,05	-R\$ 422.373,05	162.011,79	1.795.257,39	2.315.230,49	R\$ 1.730.845,65	R\$ 1.730.845,65	R\$ 19.709.306,94
21	-R\$ 441.379,84	-R\$ 441.379,84	169.302,32	1.786.281,10	2.418.837,06	R\$ 1.808.154,89	R\$ 1.808.154,89	R\$ 21.517.461,83
22	-R\$ 461.241,94	-R\$ 461.241,94	176.920,93	1.777.349,70	2.527.080,02	R\$ 1.888.917,15	R\$ 1.888.917,15	R\$ 23.406.378,99
23	-R\$ 481.997,82	-R\$ 481.997,82	184.882,37	1.768.462,95	2.640.166,85	R\$ 1.973.286,66	R\$ 1.973.286,66	R\$ 25.379.665,64
24	-R\$ 503.687,72	-R\$ 503.687,72	193.202,08	1.759.620,63	2.758.314,31	R\$ 2.061.424,51	R\$ 2.061.424,51	R\$ 27.441.090,15
25	-R\$ 526.353,67	-R\$ 526.353,67	201.896,17	1.759.620,63	2.881.748,88	R\$ 2.153.499,04	R\$ 2.153.499,04	R\$ 29.594.589,19
Totais	-R\$ 8.156.101,93	-R\$ 8.156.101,93	3.128.477,75	46.789.002,04	44.779.168,88	R\$ 33.494.589,19	R\$ 29.594.589,19	

Fonte: Elaborado pelo autor

Tabela 13 – Fluxo de caixa da Planta de Joinville-SC

Ano	Investimento	Demanda	Gestão+O&M	Geração kWh/ano	Receita Bruta	Receita Líquida	Fluxo de Caixa	Payback
0	-R\$ 3.900.000,00	R\$ -	R\$ -	-	-	-R\$	3.900.000,00 -R\$	3.900.000,00
1	-R\$	129.150,00 -R\$	70.200,00	1.547.062,00	800.961,18 R\$	601.611,18 R\$	601.611,18 -R\$	3.298.388,82
2	-R\$	134.961,75 -R\$	73.359,00	1.508.385,45	819.984,01 R\$	611.663,26 R\$	611.663,26 -R\$	2.686.725,57
3	-R\$	141.035,03 -R\$	76.660,16	1.500.843,52	856.678,29 R\$	638.983,11 R\$	638.983,11 -R\$	2.047.742,46
4	-R\$	147.381,61 -R\$	80.109,86	1.493.339,31	895.014,64 R\$	667.523,18 R\$	667.523,18 -R\$	1.380.219,29
5	-R\$	154.013,78 -R\$	83.714,81	1.485.872,61	935.066,55 R\$	697.337,97 R\$	697.337,97 -R\$	682.881,32
6	-R\$	160.944,40 -R\$	87.481,97	1.478.443,25	976.910,78 R\$	728.484,41 R\$	728.484,41 R\$	45.603,09
7	-R\$	168.186,90 -R\$	91.418,66	1.471.051,03	1.020.627,53 R\$	761.021,98 R\$	761.021,98 R\$	806.625,06
8	-R\$	175.755,31 -R\$	95.532,50	1.463.695,77	1.066.300,62 R\$	795.012,81 R\$	795.012,81 R\$	1.601.637,87
9	-R\$	183.664,29 -R\$	99.831,46	1.456.377,30	1.114.017,57 R\$	830.521,81 R\$	830.521,81 R\$	2.432.159,68
10	-R\$	191.929,19 -R\$	104.323,88	1.449.095,41	1.163.869,85 R\$	867.616,79 R\$	867.616,79 R\$	3.299.776,47
11	-R\$	200.566,00 -R\$	109.018,45	1.441.849,93	1.215.953,03 R\$	906.368,58 R\$	906.368,58 R\$	4.206.145,05
12	-R\$	209.591,47 -R\$	113.924,28	1.434.640,68	1.270.366,93 R\$	946.851,17 R\$	946.851,17 R\$	5.152.996,22
13	-R\$	219.023,09 -R\$	119.050,88	1.427.467,48	1.327.215,85 R\$	989.141,88 R\$	989.141,88 R\$	6.142.138,11
14	-R\$	228.879,13 -R\$	124.408,17	1.420.330,14	1.386.608,76 R\$	1.033.321,47 R\$	1.033.321,47 R\$	7.175.459,57
15	-R\$	239.178,69 -R\$	130.006,53	1.413.228,49	1.448.659,50 R\$	1.079.474,28 R\$	1.079.474,28 R\$	8.254.933,85
16	-R\$	249.941,73 -R\$	135.856,83	1.406.162,35	1.513.487,01 R\$	1.127.688,46 R\$	1.127.688,46 R\$	9.382.622,31
17	-R\$	261.189,11 -R\$	141.970,38	1.399.131,54	1.581.215,56 R\$	1.178.056,07 R\$	1.178.056,07 R\$	10.560.678,38
18	-R\$	272.942,62 -R\$	148.359,05	1.392.135,88	1.651.974,95 R\$	1.230.673,29 R\$	1.230.673,29 R\$	11.791.351,66
19	-R\$	285.225,03 -R\$	155.035,21	1.385.175,20	1.725.900,83 R\$	1.285.640,59 R\$	1.285.640,59 R\$	13.076.992,25
20	-R\$	298.060,16 -R\$	162.011,79	1.378.249,32	1.803.194,89 R\$	1.343.062,94 R\$	1.343.062,94 R\$	14.420.055,19
21	-R\$	311.472,87 -R\$	169.302,32	1.371.358,08	1.883.825,18 R\$	1.403.049,99 R\$	1.403.049,99 R\$	15.823.105,18
22	-R\$	325.489,15 -R\$	176.920,93	1.364.501,29	1.968.126,36 R\$	1.465.716,28 R\$	1.465.716,28 R\$	17.288.821,46
23	-R\$	340.136,16 -R\$	184.882,37	1.357.678,78	2.056.200,01 R\$	1.531.181,48 R\$	1.531.181,48 R\$	18.820.002,95
24	-R\$	355.442,28 -R\$	193.202,08	1.350.890,39	2.148.214,96 R\$	1.599.570,60 R\$	1.599.570,60 R\$	20.419.573,55
25	-R\$	371.437,19 -R\$	201.896,17	1.344.135,93	2.244.347,58 R\$	1.671.014,22 R\$	1.671.014,22 R\$	22.090.587,77
Totais	-R\$	5.755.596,89 -R\$	3.128.477,75	35.741.101,11 R\$	34.874.662,41 R\$	25.990.587,77 R\$	22.090.587,77 R\$	

Fonte: Elaborado pelo autor

Tabela 14 – Fluxo de caixa da Planta de Porto Alegre-RS

Ano	Investimento	Demanda	Gestão+O&M	Geração kWh/ano	Receita Bruta	Receita Líquida	Fluxo de Caixa	Payback
0	-R\$ 3.900.000,00	R\$ -	R\$ -	1.699.899,00	965.438,82	717.368,82	3.900.000,00 -R\$	3.900.000,00
1	-R\$ 177.870,00	177.870,00 -R\$	70.200,00	1.657.401,53	988.367,99	729.134,84	717.368,82	3.182.631,18
2	-R\$ 185.874,15	185.874,15 -R\$	73.359,00	1.649.114,52	1.032.597,46	761.698,82	729.134,84	2.453.496,34
3	-R\$ 194.238,49	194.238,49 -R\$	76.660,16	1.640.868,94	1.078.806,20	795.717,12	761.698,82	1.691.797,52
4	-R\$ 202.579,22	202.579,22 -R\$	80.109,86	1.632.664,60	1.127.082,77	831.254,69	795.717,12	896.080,40
5	-R\$ 212.113,28	212.113,28 -R\$	83.714,81	1.624.501,28	1.177.519,73	868.379,38	831.254,69	64.825,71
6	-R\$ 221.658,38	221.658,38 -R\$	87.481,97	1.616.378,77	1.230.213,74	907.162,07	868.379,38	803.553,66
7	-R\$ 231.633,01	231.633,01 -R\$	91.418,66	1.608.296,88	1.285.265,80	947.676,81	907.162,07	1.710.715,73
8	-R\$ 242.056,49	242.056,49 -R\$	95.532,50	1.600.255,39	1.342.781,45	990.000,95	947.676,81	2.658.392,54
9	-R\$ 252.949,04	252.949,04 -R\$	99.831,46	1.592.254,12	1.402.870,92	1.034.215,29	990.000,95	3.648.393,48
10	-R\$ 264.331,74	264.331,74 -R\$	104.323,88	1.584.292,84	1.465.649,39	1.080.404,26	1.034.215,29	4.682.608,78
11	-R\$ 276.226,67	276.226,67 -R\$	109.018,45	1.576.371,38	1.531.237,20	1.128.656,04	1.080.404,26	5.763.013,04
12	-R\$ 288.656,87	288.656,87 -R\$	113.924,28	1.568.489,52	1.599.760,06	1.179.062,76	1.128.656,04	6.891.669,09
13	-R\$ 301.646,43	301.646,43 -R\$	119.050,88	1.560.647,08	1.671.349,33	1.231.720,64	1.179.062,76	8.070.731,85
14	-R\$ 315.220,52	315.220,52 -R\$	124.408,17	1.552.843,84	1.746.142,21	1.286.730,23	1.231.720,64	9.302.452,49
15	-R\$ 329.405,44	329.405,44 -R\$	130.006,53	1.545.079,62	1.824.282,07	1.344.196,56	1.286.730,23	10.589.182,72
16	-R\$ 344.228,69	344.228,69 -R\$	135.856,83	1.537.354,22	1.905.918,70	1.404.229,33	1.344.196,56	11.993.379,28
17	-R\$ 359.718,98	359.718,98 -R\$	141.970,38	1.529.667,45	1.991.208,56	1.466.943,17	1.404.229,33	13.337.608,61
18	-R\$ 375.906,33	375.906,33 -R\$	148.359,05	1.522.019,12	2.080.315,14	1.532.457,81	1.466.943,17	14.804.551,78
19	-R\$ 392.822,12	392.822,12 -R\$	155.035,21	1.514.409,02	2.173.409,24	1.600.898,34	1.532.457,81	16.337.009,60
20	-R\$ 410.499,11	410.499,11 -R\$	162.011,79	1.506.836,97	2.270.669,31	1.672.395,41	1.600.898,34	17.937.907,93
21	-R\$ 428.971,57	428.971,57 -R\$	169.302,32	1.499.302,79	2.372.281,76	1.747.085,53	1.672.395,41	19.610.303,34
22	-R\$ 448.275,29	448.275,29 -R\$	176.920,93	1.491.806,28	2.478.441,37	1.825.111,31	1.747.085,53	21.357.388,88
23	-R\$ 468.447,68	468.447,68 -R\$	184.882,37	1.484.347,24	2.589.351,62	1.906.621,71	1.825.111,31	23.182.500,19
24	-R\$ 489.527,83	489.527,83 -R\$	193.202,08	1.476.925,51	2.705.225,10	1.991.772,35	1.906.621,71	25.089.121,90
25	-R\$ 511.556,58	511.556,58 -R\$	201.896,17	1.476.925,51	2.705.225,10	1.991.772,35	1.991.772,35	27.080.894,25
Totais	-R\$ 7.926.813,93	R\$ 7.926.813,93	R\$ 3.128.477,75	R\$ 39.272.027,91	R\$ 42.036.185,93	R\$ 30.980.894,25	R\$ 27.080.894,25	

Fonte: Elaborado pelo autor

Tabela 15 – Fluxo de caixa da Planta de Recife-PE

Ano	Investimento	Demanda	Gestão+O&M	Geração kWh/ano	Receita Bruta	Receita Líquida	Fluxo de Caixa	Payback
0	-R\$ 3.900.000,00	R\$ -	R\$ -	-	-	-R\$	3.900.000,00	-R\$ 3.900.000,00
1	-R\$ 159.705,00	-R\$ 159.705,00	70.200,00	1.971.847,00	782.722,43	552.817,43	552.817,43	R\$ 552.817,43
2	-R\$ 166.891,73	-R\$ 166.891,73	73.359,00	1.928.400,83	801.312,09	561.061,36	561.061,36	R\$ 561.061,36
3	-R\$ 174.401,85	-R\$ 174.401,85	76.660,16	1.918.758,82	837.170,80	586.108,80	586.108,80	R\$ 586.108,80
4	-R\$ 182.249,94	-R\$ 182.249,94	80.109,86	1.909.165,03	874.634,20	612.274,40	612.274,40	R\$ 612.274,40
5	-R\$ 190.451,18	-R\$ 190.451,18	83.714,81	1.899.619,20	913.774,08	639.608,09	639.608,09	R\$ 639.608,09
6	-R\$ 199.021,49	-R\$ 199.021,49	87.481,97	1.890.121,11	954.665,47	668.162,01	668.162,01	R\$ 668.162,01
7	-R\$ 207.977,45	-R\$ 207.977,45	91.418,66	1.880.670,50	997.386,75	697.990,63	697.990,63	R\$ 697.990,63
8	-R\$ 217.336,44	-R\$ 217.336,44	95.532,50	1.871.267,15	1.042.019,80	729.150,86	729.150,86	R\$ 729.150,86
9	-R\$ 227.116,58	-R\$ 227.116,58	99.831,46	1.861.910,81	1.088.650,19	761.702,15	761.702,15	R\$ 761.702,15
10	-R\$ 237.336,82	-R\$ 237.336,82	104.323,88	1.852.601,26	1.137.367,29	795.706,58	795.706,58	R\$ 795.706,58
11	-R\$ 248.016,98	-R\$ 248.016,98	109.018,45	1.843.338,25	1.188.264,47	831.229,04	831.229,04	R\$ 831.229,04
12	-R\$ 259.177,75	-R\$ 259.177,75	113.924,28	1.834.121,56	1.241.439,31	868.337,28	868.337,28	R\$ 868.337,28
13	-R\$ 270.840,74	-R\$ 270.840,74	119.050,88	1.824.950,95	1.296.993,72	907.102,10	907.102,10	R\$ 907.102,10
14	-R\$ 283.028,58	-R\$ 283.028,58	124.408,17	1.815.826,20	1.355.034,18	947.597,44	947.597,44	R\$ 947.597,44
15	-R\$ 295.764,86	-R\$ 295.764,86	130.006,53	1.806.747,07	1.415.671,96	989.900,57	989.900,57	R\$ 989.900,57
16	-R\$ 309.074,28	-R\$ 309.074,28	135.856,83	1.797.713,33	1.479.023,29	1.034.092,17	1.034.092,17	R\$ 1.034.092,17
17	-R\$ 322.982,63	-R\$ 322.982,63	141.970,38	1.788.724,76	1.545.209,58	1.080.256,57	1.080.256,57	R\$ 1.080.256,57
18	-R\$ 337.516,84	-R\$ 337.516,84	148.359,05	1.779.781,14	1.614.357,71	1.128.481,81	1.128.481,81	R\$ 1.128.481,81
19	-R\$ 352.705,10	-R\$ 352.705,10	155.035,21	1.770.882,24	1.686.600,21	1.178.859,90	1.178.859,90	R\$ 1.178.859,90
20	-R\$ 368.576,83	-R\$ 368.576,83	162.011,79	1.762.027,82	1.762.075,57	1.231.486,95	1.231.486,95	R\$ 1.231.486,95
21	-R\$ 385.162,79	-R\$ 385.162,79	169.302,32	1.753.217,68	1.840.928,45	1.286.463,34	1.286.463,34	R\$ 1.286.463,34
22	-R\$ 402.495,11	-R\$ 402.495,11	176.920,93	1.744.451,60	1.923.310,00	1.343.893,96	1.343.893,96	R\$ 1.343.893,96
23	-R\$ 420.607,39	-R\$ 420.607,39	184.882,37	1.735.729,34	2.009.378,13	1.403.888,36	1.403.888,36	R\$ 1.403.888,36
24	-R\$ 439.534,73	-R\$ 439.534,73	193.202,08	1.727.050,69	2.099.297,80	1.466.560,99	1.466.560,99	R\$ 1.466.560,99
25	-R\$ 459.313,79	-R\$ 459.313,79	201.896,17	1.718.415,44	2.193.241,37	1.532.031,41	1.532.031,41	R\$ 1.532.031,41
Totais	-R\$ 7.117.286,89	-R\$ 7.117.286,89	3.128.477,75	45.693.339,77	34.080.528,84	23.834.764,20	19.934.764,20	

Fonte: Elaborado pelo autor

Tabela 16 – Fluxo de caixa da Planta de Remanso-BA

Ano	Investimento	Demanda	Gestão+O&M	Geração kWh/ano	Receita Bruta	Receita Líquida	Fluxo de Caixa	Payback
0	-R\$ 3.900.000,00	R\$ -	R\$ -	2.208.138,00	677.162,32	350.342,32	-R\$ 3.900.000,00	3.900.000,00
1	-R\$ 256.620,00	-R\$ 256.620,00	70.200,00	2.152.934,55	693.244,93	351.718,03	350.342,32	3.549.657,68
2	-R\$ 268.167,90	-R\$ 268.167,90	73.359,00	2.142.169,88	724.267,64	367.372,02	351.718,03	3.197.939,05
3	-R\$ 280.235,46	-R\$ 280.235,46	76.660,16	2.131.459,03	756.678,61	383.722,70	367.372,02	2.830.567,63
4	-R\$ 292.846,05	-R\$ 292.846,05	80.109,86	2.120.801,73	790.539,98	400.801,05	383.722,70	2.446.844,93
5	-R\$ 306.024,12	-R\$ 306.024,12	83.714,81	2.110.197,72	825.916,64	418.639,46	400.801,05	2.046.043,88
6	-R\$ 319.795,21	-R\$ 319.795,21	87.481,97	2.099.646,74	862.876,41	437.271,76	418.639,46	1.627.404,42
7	-R\$ 334.185,99	-R\$ 334.185,99	91.418,66	2.089.148,50	901.490,13	456.733,27	437.271,76	1.190.132,66
8	-R\$ 349.224,36	-R\$ 349.224,36	95.532,50	2.078.702,76	941.831,82	477.060,89	456.733,27	733.399,39
9	-R\$ 364.939,46	-R\$ 364.939,46	99.831,46	2.068.309,25	983.978,79	498.293,18	477.060,89	256.338,49
10	-R\$ 381.361,73	-R\$ 381.361,73	104.323,88	2.057.967,70	1.028.011,84	520.470,38	498.293,18	241.954,69
11	-R\$ 398.523,01	-R\$ 398.523,01	109.018,45	2.047.677,86	1.074.015,37	543.634,54	520.470,38	762.425,06
12	-R\$ 416.456,55	-R\$ 416.456,55	113.924,28	2.037.439,47	1.122.077,56	567.829,59	543.634,54	1.306.059,60
13	-R\$ 435.197,09	-R\$ 435.197,09	119.050,88	2.027.252,27	1.172.290,53	593.101,40	567.829,59	1.873.889,19
14	-R\$ 454.780,96	-R\$ 454.780,96	124.408,17	2.017.116,01	1.224.750,53	619.497,89	593.101,40	2.466.990,59
15	-R\$ 475.246,11	-R\$ 475.246,11	130.006,53	2.007.030,43	1.279.558,12	647.069,11	619.497,89	3.086.488,48
16	-R\$ 496.632,18	-R\$ 496.632,18	135.856,83	1.996.995,28	1.336.818,34	675.867,33	647.069,11	3.733.557,59
17	-R\$ 518.980,63	-R\$ 518.980,63	141.970,38	1.987.010,30	1.396.640,96	705.947,16	675.867,33	4.409.424,92
18	-R\$ 542.334,76	-R\$ 542.334,76	148.359,05	1.977.075,25	1.459.140,65	737.365,62	705.947,16	5.115.372,08
19	-R\$ 566.739,82	-R\$ 566.739,82	155.035,21	1.967.189,88	1.524.437,19	770.182,28	737.365,62	5.852.737,70
20	-R\$ 592.243,11	-R\$ 592.243,11	162.011,79	1.957.353,93	1.592.655,76	804.459,38	770.182,28	6.622.919,98
21	-R\$ 618.894,05	-R\$ 618.894,05	169.302,32	1.947.567,16	1.663.927,10	840.261,89	804.459,38	7.427.379,36
22	-R\$ 646.744,29	-R\$ 646.744,29	176.920,93	1.937.829,32	1.738.387,84	877.657,69	840.261,89	8.267.641,25
23	-R\$ 675.847,78	-R\$ 675.847,78	184.882,37	1.928.140,17	1.816.180,69	916.717,69	877.657,69	9.145.298,94
24	-R\$ 706.260,93	-R\$ 706.260,93	193.202,08	1.918.499,47	1.897.454,78	957.515,94	916.717,69	10.062.016,62
25	-R\$ 738.042,67	-R\$ 738.042,67	201.896,17				957.515,94	11.019.532,56
Totais	-R\$ 11.436.324,23	-R\$ 11.436.324,23	R\$ 3.128.477,75	51.013.652,67	29.484.334,54	14.919.532,56	11.019.532,56	

Fonte: Elaborado pelo autor

Tabela 17 – Fluxo de caixa da Planta do Rio de Janeiro-RJ

Ano	Investimento	Demanda	Gestão+O&M	Geração kWh/ano	Receita Bruta	Receita Líquida	Fluxo de Caixa	Payback
0	-R\$ 3.900.000,00	R\$ -	R\$ -			-R\$ -	3.900.000,00 -R\$	3.900.000,00
1	-R\$ 183.750,00	-R\$ 183.750,00	70.200,00	1.888.016,00	1.138.574,53	884.624,53	884.624,53	3.015.375,47
2	-R\$ 192.018,75	-R\$ 192.018,75	73.359,00	1.840.815,60	1.165.615,68	900.237,93	900.237,93	2.115.137,54
3	-R\$ 200.659,59	-R\$ 200.659,59	76.660,16	1.831.611,52	1.217.776,98	940.457,23	940.457,23	1.174.680,30
4	-R\$ 209.689,28	-R\$ 209.689,28	80.109,86	1.822.453,46	1.272.272,50	982.473,36	982.473,36	192.206,94
5	-R\$ 219.125,29	-R\$ 219.125,29	83.714,81	1.813.341,20	1.329.206,70	1.026.366,60	1.026.366,60	894.159,66
6	-R\$ 228.985,93	-R\$ 228.985,93	87.481,97	1.804.274,49	1.388.688,70	1.072.220,79	1.072.220,79	1.906.380,45
7	-R\$ 239.290,30	-R\$ 239.290,30	91.418,66	1.795.253,12	1.450.832,51	1.120.123,56	1.120.123,56	3.026.504,00
8	-R\$ 250.058,36	-R\$ 250.058,36	95.532,50	1.786.276,85	1.515.757,27	1.170.166,41	1.170.166,41	4.196.670,41
9	-R\$ 261.310,99	-R\$ 261.310,99	99.831,46	1.777.345,47	1.583.587,41	1.222.444,96	1.222.444,96	5.419.115,37
10	-R\$ 273.069,98	-R\$ 273.069,98	104.323,88	1.768.458,74	1.654.452,94	1.277.059,08	1.277.059,08	6.696.174,45
11	-R\$ 285.358,13	-R\$ 285.358,13	109.018,45	1.759.616,45	1.728.489,71	1.334.113,13	1.334.113,13	8.030.287,58
12	-R\$ 298.199,25	-R\$ 298.199,25	113.924,28	1.750.818,37	1.805.839,63	1.393.716,10	1.393.716,10	9.424.003,68
13	-R\$ 311.618,21	-R\$ 311.618,21	119.050,88	1.742.064,27	1.886.650,95	1.455.981,86	1.455.981,86	10.879.985,54
14	-R\$ 325.041,03	-R\$ 325.041,03	124.408,17	1.733.353,95	1.971.078,58	1.521.029,38	1.521.029,38	12.401.014,92
15	-R\$ 340.294,88	-R\$ 340.294,88	130.006,53	1.724.687,18	2.059.284,35	1.588.982,93	1.588.982,93	13.989.997,85
16	-R\$ 355.608,15	-R\$ 355.608,15	135.856,83	1.716.063,75	2.151.437,32	1.659.972,35	1.659.972,35	15.649.970,20
17	-R\$ 371.610,52	-R\$ 371.610,52	141.970,38	1.707.483,43	2.247.714,14	1.734.133,24	1.734.133,24	17.384.103,44
18	-R\$ 388.332,99	-R\$ 388.332,99	148.359,05	1.698.946,01	2.348.299,35	1.811.607,31	1.811.607,31	19.195.710,75
19	-R\$ 405.807,97	-R\$ 405.807,97	155.035,21	1.690.451,28	2.453.385,75	1.892.542,56	1.892.542,56	21.088.253,31
20	-R\$ 424.069,33	-R\$ 424.069,33	162.011,79	1.681.999,02	2.563.174,76	1.977.093,63	1.977.093,63	23.065.346,94
21	-R\$ 443.152,45	-R\$ 443.152,45	169.302,32	1.673.589,03	2.677.876,83	2.065.422,05	2.065.422,05	25.130.769,00
22	-R\$ 463.094,31	-R\$ 463.094,31	176.920,93	1.665.221,08	2.797.711,82	2.157.696,57	2.157.696,57	27.288.465,57
23	-R\$ 483.933,56	-R\$ 483.933,56	184.882,37	1.656.894,98	2.922.909,42	2.254.093,49	2.254.093,49	29.542.559,06
24	-R\$ 505.710,57	-R\$ 505.710,57	193.202,08	1.648.610,50	3.053.709,62	2.354.796,97	2.354.796,97	31.897.356,04
25	-R\$ 528.467,54	-R\$ 528.467,54	201.896,17	1.640.367,45	3.190.363,12	2.459.999,41	2.459.999,41	34.357.355,44
Totais	-R\$ 8.188.857,36	-R\$ 8.188.857,36	3.128.477,75	43.618.013,21	49.574.690,56	38.257.355,44	34.357.355,44	

Fonte: Elaborado pelo autor

Tabela 18 – Fluxo de caixa da Planta de Salvador-BA

Ano	Investimento	Demanda	Gestão+O&M	Geração kWh/ano	Receita Bruta	Receita Líquida	Fluxo de Caixa	Payback
0	-R\$ 3.900.000,00	R\$				-R\$	3.900.000,00	-R\$ 3.900.000,00
1	-R\$ 256.620,00	-R\$ 256.620,00	70.200,00	1.976.945,00	606.263,13	279.443,13	279.443,13	R\$ 3.620.556,87
2	-R\$ 268.167,90	-R\$ 268.167,90	73.359,00	1.927.521,38	620.661,88	279.134,98	279.134,98	R\$ 3.341.421,88
3	-R\$ 280.235,46	-R\$ 280.235,46	76.660,16	1.917.883,77	648.436,50	291.540,89	291.540,89	R\$ 3.049.880,99
4	-R\$ 292.846,05	-R\$ 292.846,05	80.109,86	1.908.294,35	677.454,04	304.498,12	304.498,12	R\$ 2.745.382,87
5	-R\$ 306.024,12	-R\$ 306.024,12	83.714,81	1.898.752,88	707.770,10	318.031,17	318.031,17	R\$ 2.427.351,70
6	-R\$ 319.795,21	-R\$ 319.795,21	87.481,97	1.889.259,11	739.442,82	332.165,63	332.165,63	R\$ 2.095.186,06
7	-R\$ 334.185,99	-R\$ 334.185,99	91.418,66	1.879.812,82	772.532,88	346.928,23	346.928,23	R\$ 1.748.257,83
8	-R\$ 349.224,36	-R\$ 349.224,36	95.532,50	1.870.413,75	807.103,73	362.346,86	362.346,86	R\$ 1.385.910,97
9	-R\$ 364.939,46	-R\$ 364.939,46	99.831,46	1.861.061,68	843.221,62	378.450,70	378.450,70	R\$ 1.007.460,27
10	-R\$ 381.361,73	-R\$ 381.361,73	104.323,88	1.851.756,38	880.955,79	395.270,17	395.270,17	R\$ 612.190,10
11	-R\$ 398.523,01	-R\$ 398.523,01	109.018,45	1.842.497,59	920.378,56	412.837,09	412.837,09	-R\$ 199.353,00
12	-R\$ 416.456,55	-R\$ 416.456,55	113.924,28	1.833.285,11	961.565,50	431.184,67	431.184,67	R\$ 231.831,66
13	-R\$ 435.197,09	-R\$ 435.197,09	119.050,88	1.824.118,68	1.004.595,56	450.347,59	450.347,59	R\$ 682.179,25
14	-R\$ 454.780,96	-R\$ 454.780,96	124.408,17	1.814.998,09	1.049.551,21	470.362,08	470.362,08	R\$ 1.152.541,33
15	-R\$ 475.246,11	-R\$ 475.246,11	130.006,53	1.805.923,10	1.096.518,62	491.265,98	491.265,98	R\$ 1.643.807,31
16	-R\$ 496.632,18	-R\$ 496.632,18	135.856,83	1.796.893,48	1.145.587,83	513.098,82	513.098,82	R\$ 2.156.906,13
17	-R\$ 518.980,63	-R\$ 518.980,63	141.970,38	1.787.909,01	1.196.852,89	535.901,87	535.901,87	R\$ 2.692.808,01
18	-R\$ 542.334,76	-R\$ 542.334,76	148.359,05	1.778.969,47	1.250.412,05	559.718,24	559.718,24	R\$ 3.252.526,25
19	-R\$ 566.739,82	-R\$ 566.739,82	155.035,21	1.770.074,62	1.306.367,99	584.592,96	584.592,96	R\$ 3.837.119,22
20	-R\$ 592.243,11	-R\$ 592.243,11	162.011,79	1.761.224,25	1.364.827,96	610.573,05	610.573,05	R\$ 4.447.692,27
21	-R\$ 618.894,05	-R\$ 618.894,05	169.302,32	1.752.418,13	1.425.904,01	637.707,63	637.707,63	R\$ 5.085.399,90
22	-R\$ 646.744,29	-R\$ 646.744,29	176.920,93	1.743.656,04	1.489.713,22	666.048,00	666.048,00	R\$ 5.751.447,91
23	-R\$ 675.847,78	-R\$ 675.847,78	184.882,37	1.734.937,76	1.556.377,88	695.647,73	695.647,73	R\$ 6.447.095,64
24	-R\$ 706.260,93	-R\$ 706.260,93	193.202,08	1.726.263,07	1.626.025,79	726.562,79	726.562,79	R\$ 7.173.658,43
25	-R\$ 738.042,67	-R\$ 738.042,67	201.896,17	1.717.631,75	1.698.790,45	758.851,61	758.851,61	R\$ 7.932.510,03
Totais	-R\$ 11.436.324,23		3.128.477,75	45.672.501,26	26.397.312,01	11.832.510,03	7.932.510,03	

Fonte: Elaborado pelo autor

Tabela 19 – Fluxo de caixa da Planta de São Paulo-SP

Ano	Investimento	Demanda	Gestão+O&M	Geração kWh/ano	Receita Bruta	Receita Líquida	Fluxo de Caixa	Payback
0	-R\$ 3.900.000,00	R\$ -	R\$ -	-	-	-R\$	3.900.000,00	3.900.000,00
1	-R\$	122.850,00	70.200,00	1.732.251,00	704.076,21	511.026,21	511.026,21	3.388.973,79
2	-R\$	128.378,25	73.359,00	1.688.944,73	720.798,02	519.060,77	519.060,77	2.869.913,01
3	-R\$	134.155,27	76.660,16	1.680.500,00	753.053,73	542.238,31	542.238,31	2.327.674,71
4	-R\$	140.192,26	80.109,86	1.672.097,50	786.752,89	566.450,77	566.450,77	1.761.223,94
5	-R\$	146.500,91	83.714,81	1.663.737,01	821.960,08	591.744,37	591.744,37	1.169.479,57
6	-R\$	153.093,45	87.481,97	1.655.418,33	858.742,79	618.167,37	618.167,37	551.312,20
7	-R\$	159.982,66	91.418,66	1.647.141,24	897.171,53	645.770,22	645.770,22	94.458,02
8	-R\$	167.181,88	95.532,50	1.638.905,53	937.319,96	674.605,58	674.605,58	769.063,60
9	-R\$	174.705,06	99.831,46	1.630.711,00	979.265,03	704.728,51	704.728,51	1.473.792,11
10	-R\$	182.566,79	104.323,88	1.622.557,45	1.023.087,14	736.196,47	736.196,47	2.209.988,58
11	-R\$	190.782,29	109.018,45	1.614.444,66	1.068.870,29	769.069,54	769.069,54	2.979.058,12
12	-R\$	199.367,50	113.924,28	1.606.372,44	1.116.702,23	803.410,45	803.410,45	3.782.468,57
13	-R\$	208.339,03	119.050,88	1.598.340,58	1.166.674,66	839.284,75	839.284,75	4.621.753,32
14	-R\$	217.714,29	124.408,17	1.590.348,87	1.218.883,35	876.760,89	876.760,89	5.498.514,22
15	-R\$	227.511,43	130.006,53	1.582.397,13	1.273.428,38	915.910,41	915.910,41	6.414.424,63
16	-R\$	237.749,45	135.856,83	1.574.485,14	1.330.414,30	956.808,02	956.808,02	7.371.232,65
17	-R\$	248.448,17	141.970,38	1.566.612,72	1.389.950,34	999.531,78	999.531,78	8.370.764,43
18	-R\$	259.628,34	148.359,05	1.558.779,65	1.452.150,62	1.044.163,22	1.044.163,22	9.414.927,66
19	-R\$	271.311,62	155.035,21	1.550.985,76	1.517.134,36	1.090.787,53	1.090.787,53	10.505.715,19
20	-R\$	283.520,64	162.011,79	1.543.230,83	1.585.026,12	1.139.493,69	1.139.493,69	11.645.208,88
21	-R\$	296.279,07	169.302,32	1.535.514,67	1.655.956,04	1.190.374,65	1.190.374,65	12.835.583,52
22	-R\$	309.611,63	176.920,93	1.527.837,10	1.730.060,07	1.243.527,52	1.243.527,52	14.079.111,04
23	-R\$	323.544,15	184.882,37	1.520.197,91	1.807.480,26	1.299.053,74	1.299.053,74	15.378.164,78
24	-R\$	338.103,64	193.202,08	1.512.596,92	1.888.365,00	1.357.059,29	1.357.059,29	16.735.224,07
25	-R\$	353.318,30	201.896,17	1.505.033,94	1.972.869,34	1.417.654,86	1.417.654,86	18.152.878,93
Totais	-R\$ 5.474.836,07	-R\$ 3.128.477,75	40.019.442,11	R\$ 30.656.192,75	R\$ 22.052.878,93	R\$ 18.152.878,93		

Fonte: Elaborado pelo autor

Tabela 20 – Fluxo de caixa da Planta de Uberlândia-MG

Ano	Investimento	Demanda	Gestão+O&M	Geração kWh/ano	Receita Bruta	Receita Líquida	Fluxo de Caixa	Payback
0	-R\$ 3.900.000,00	R\$	-	-	-	-R\$	3.900.000,00	-R\$ 3.900.000,00
1	-R\$ 153.195,00	-R\$ 153.195,00	70.200,00	2.026.861,00	844.743,36	621.348,36	621.348,36	R\$ 3.278.651,64
2	-R\$ 160.088,78	-R\$ 160.088,78	73.359,00	1.976.189,48	864.806,01	631.358,24	631.358,24	R\$ 2.647.293,40
3	-R\$ 167.292,77	-R\$ 167.292,77	76.660,16	1.966.308,53	903.506,08	659.553,16	659.553,16	R\$ 1.987.740,25
4	-R\$ 174.820,94	-R\$ 174.820,94	80.109,86	1.956.476,98	943.937,98	689.007,17	689.007,17	R\$ 1.298.733,07
5	-R\$ 182.687,89	-R\$ 182.687,89	83.714,81	1.946.694,60	986.179,20	719.776,51	719.776,51	R\$ 578.956,56
6	-R\$ 190.908,84	-R\$ 190.908,84	87.481,97	1.936.961,13	1.030.310,72	751.919,91	751.919,91	R\$ 172.963,35
7	-R\$ 199.499,74	-R\$ 199.499,74	91.418,66	1.927.276,32	1.076.417,13	785.498,73	785.498,73	R\$ 958.462,08
8	-R\$ 208.477,23	-R\$ 208.477,23	95.532,50	1.917.639,94	1.124.586,80	820.577,07	820.577,07	R\$ 1.779.039,14
9	-R\$ 217.858,70	-R\$ 217.858,70	99.831,46	1.908.051,74	1.174.912,05	857.221,89	857.221,89	R\$ 2.636.261,03
10	-R\$ 227.662,35	-R\$ 227.662,35	104.323,88	1.898.511,48	1.227.489,37	895.503,14	895.503,14	R\$ 3.531.764,18
11	-R\$ 237.907,15	-R\$ 237.907,15	109.018,45	1.889.018,92	1.282.419,52	935.493,91	935.493,91	R\$ 4.467.258,09
12	-R\$ 248.612,97	-R\$ 248.612,97	113.924,28	1.879.573,83	1.339.807,79	977.270,54	977.270,54	R\$ 5.444.528,63
13	-R\$ 259.800,56	-R\$ 259.800,56	119.050,88	1.870.175,96	1.399.764,19	1.020.912,76	1.020.912,76	R\$ 6.465.441,38
14	-R\$ 271.491,58	-R\$ 271.491,58	124.408,17	1.860.825,08	1.462.403,64	1.066.503,89	1.066.503,89	R\$ 7.531.945,27
15	-R\$ 283.708,70	-R\$ 283.708,70	130.006,53	1.851.520,96	1.527.846,20	1.114.130,96	1.114.130,96	R\$ 8.646.076,24
16	-R\$ 296.475,59	-R\$ 296.475,59	135.856,83	1.842.263,35	1.596.217,32	1.163.884,90	1.163.884,90	R\$ 9.809.961,13
17	-R\$ 309.817,00	-R\$ 309.817,00	141.970,38	1.833.052,03	1.667.648,04	1.215.860,66	1.215.860,66	R\$ 11.025.821,80
18	-R\$ 323.758,76	-R\$ 323.758,76	148.359,05	1.823.886,77	1.742.275,29	1.270.157,48	1.270.157,48	R\$ 12.295.979,28
19	-R\$ 338.327,90	-R\$ 338.327,90	155.035,21	1.814.767,34	1.820.242,11	1.326.879,00	1.326.879,00	R\$ 13.622.858,28
20	-R\$ 353.552,66	-R\$ 353.552,66	162.011,79	1.805.693,50	1.901.697,95	1.386.133,49	1.386.133,49	R\$ 15.008.991,77
21	-R\$ 369.462,53	-R\$ 369.462,53	169.302,32	1.796.665,04	1.986.798,93	1.448.034,08	1.448.034,08	R\$ 16.457.025,84
22	-R\$ 386.088,34	-R\$ 386.088,34	176.920,93	1.787.681,71	2.075.708,18	1.512.698,91	1.512.698,91	R\$ 17.969.724,75
23	-R\$ 403.462,32	-R\$ 403.462,32	184.882,37	1.778.743,30	2.168.596,12	1.580.251,43	1.580.251,43	R\$ 19.549.976,18
24	-R\$ 421.618,12	-R\$ 421.618,12	193.202,08	1.769.849,59	2.265.640,80	1.650.820,60	1.650.820,60	R\$ 21.200.796,78
25	-R\$ 440.590,94	-R\$ 440.590,94	201.896,17	1.761.000,34	2.367.028,23	1.724.541,11	1.724.541,11	R\$ 22.925.337,90
Totais	-R\$ 6.827.167,37		3.128.477,75	46.825.688,92	36.780.983,02	26.825.337,90	22.925.337,90	

Fonte: Elaborado pelo autor

A análise do Valor Presente Líquido permitiu identificar se um determinado projeto apresentava viabilidade econômica, ou seja, se era capaz de gerar maior receita do que custos.

Para o perfil de consumo estudado, o projeto solar de 1,2 MWpico de potência instalada proposto foi suficiente para atender a demanda de energia elétrica de 125000 kWh consumo mensal médio e, a partir das premissas já descritas, todos os 14 projetos solares avaliados apontam um VPL >0, indicando que retorno de investimento é positivo, e, portanto, os projetos são considerados viáveis economicamente segundo este índice.

O cálculo da TIR, buscou ampliar as informações do projeto quanto ao viés econômico, pois, permitiu a comparação com outras possibilidades de aplicação de capital se o investidor achar interessante.

A Tabela 21 exibe os resultados calculados para os Fluxos de Caixa, Valor Presente Líquido e a Taxa Interna de Retorno para cada projeto.

Tabela 21 – Resultados de Fluxo de Caixa, VPL e TIR dos projetos

Cidade	Fluxo de Caixa	VPL	TIR
Rio de Janeiro-RJ	R\$ 34.357.355,44	R\$ 10.588.417,39	26,48%
Goiânia-GO	R\$ 29.594.589,19	R\$ 9.271.211,38	23,61%
Porto Alegre-RS	R\$ 27.080.894,25	R\$ 8.575.865,44	22,07%
Fortaleza-CE	R\$ 25.255.464,55	R\$ 8.069.915,88	20,94%
Cuiabá-MT	R\$ 23.374.642,28	R\$ 7.550.512,10	19,76%
Uberlândia-MG	R\$ 22.925.337,90	R\$ 7.425.831,76	19,48%
Joinville-SC	R\$ 22.090.587,77	R\$ 7.194.214,68	18,94%
Belo Horizonte-MG	R\$ 21.489.002,80	R\$ 7.028.601,29	18,56%
Recife-PE	R\$ 19.934.764,20	R\$ 6.598.969,38	17,56%
Curitiba-PR	R\$ 19.151.543,40	R\$ 6.382.160,69	17,05%
São Paulo-SP	R\$ 18.152.878,93	R\$ 6.105.009,30	16,39%
Campo Grande-MS	R\$ 15.828.343,01	R\$ 5.464.462,49	14,83%
Remanso-BA	R\$ 11.019.532,56	R\$ 4.136.450,67	11,37%
Salvador-BA	R\$ 7.932.510,03	R\$ 3.282.708,81	8,90%

Fonte: Elaborado pelo autor

Pela Tabela 21 pode-se verificar que o valor da taxa interna de retorno obtido para a maioria dos projetos encontra-se acima dos 12% estabelecidos como taxa mínima de interesse, porém, as plantas projetadas para as cidades baianas de Remanso e Salvador, exibem uma taxa de retorno de 11,37% e 8,9% respectivamente, o que indica baixa atratividade ao negócio, visto que para o perfil do investidor estudado se estabeleceu uma TMA de 12% a.a.

Por fim, foi calculado o período de tempo necessário para recuperar o investimento inicial no projeto, avaliando-se os fluxos de caixa descontados, ou seja, considerando-se o valor do dinheiro no tempo. A análise foi realizada para um horizonte de 25 anos, período de tempo este garantido por fabricantes como a validade quanto rendimento dos módulos

solares. Os resultados encontrados são exibidos na Tabela 22.

Tabela 22 – Tempo de Retorno do Investimento dos Projetos

Cidade	<i>Payback</i>
Rio de Janeiro-RJ	4 anos e 2 meses
Goiânia-GO	4 anos e 8 meses
Porto Alegre-RS	5 anos
Fortaleza-CE	5 anos e 4 meses
Cuiabá-MT	5 anos e 8 meses
Uberlândia-MG	5 anos e 9 meses
Joinville-SC	5 anos 11 meses
Belo Horizonte-MG	6 anos
Recife-PE	6 anos e 4 meses
Curitiba-PR	6 anos e 7 meses
São Paulo-SP	6 anos e 10 meses
Campo Grande-MS	7 anos e 6 meses
Remanso-BA	9 anos e 6 meses
Salvador-BA	11 anos e 5 meses

Fonte: Elaborado pelo autor.

O melhor caso encontrado para o período foi o da planta projetada para a cidade do Rio de Janeiro-RJ, e apontou que seriam necessários aproximadamente 4 anos e 2 meses para que o investimento aplicado fosse recuperado, significando que o projeto geraria caixa aproximadamente pelos próximos 20 anos.

A Tabela 23 exhibe um resumo contendo os valor de geração anual de energia, o valor cobrado pela distribuidora local de energia para cada kWh , o imposto estadual, o custo total de energia (valor do kWh+impostos) e os índices de análise econômica calculados para cada um dos projetos.

Tabela 23 – Resultados de VPL e TIR dos projetos

Cidade	MWh	Valor kWh	ICMS	Total kWh*	VPL	TIR	Payback
Rio de Janeiro-RJ	1888	R\$ 0,395	30%	R\$ 0,602	R\$ 10.588.417,39	26,48%	4 anos e 2 meses
Goiânia-GO	2025	R\$ 0,358	25%	R\$ 0,507	R\$ 9.271.211,38	23,61%	4 anos e 8 meses
Porto Alegre-RS	1699	R\$ 0,372	30%	R\$ 0,568	R\$ 8.575.865,44	22,07%	5 anos
Fortaleza-CE	2194	R\$ 0,277	27%	R\$ 0,403	R\$ 8.069.915,88	20,94%	5 anos e 4 meses
Cuiabá-MT	1889	R\$ 0,315	27%	R\$ 0,459	R\$ 7.550.512,10	19,76%	5 anos e 8 meses
Uberlândia-MG	2026	R\$ 0,323	18%	R\$ 0,416	R\$ 7.425.831,76	19,48%	5 anos e 9 meses
Joinville-SC	1547	R\$ 0,365	25%	R\$ 0,517	R\$ 7.194.214,68	18,94%	5 anos e 11 meses
Belo Horizonte-MG	1947	R\$ 0,323	18%	R\$ 0,416	R\$ 7.028.601,29	18,56%	6 anos
Recife-CE	1977	R\$ 0,279	25%	R\$ 0,396	R\$ 6.598.969,38	17,56%	6 anos e 4 meses
Curitiba-PR	1595	R\$ 0,335	25%	R\$ 0,475	R\$ 6.382.160,69	17,05%	6 anos e 7 meses
São Paulo-SP	1732	R\$ 0,315	18%	R\$ 0,469	R\$ 6.105.009,30	16,39%	6 anos e 10 meses
Campo Grande-MS	1958	R\$ 0,291	17%	R\$ 0,307	R\$ 5.464.462,49	14,83%	7 anos e 6 meses
Remanso-BA	2208	R\$ 0,253	13%	R\$ 0,306	R\$ 4.136.450,67	11,37%	9 anos e 6 meses
Salvador-BA	1976	R\$ 0,253	13%	R\$ 0,306	R\$ 3.282.708,81	8,90%	11 anos e 5 meses

Fonte: Elaborado pelo autor

Analisando a tabela é possível observar que para o SF de 1,2 MWp estudado, nem sempre o elevado potencial de produção de energia da planta será proporcional a sua atratividade como projeto de investimento. Os indicadores econômicos de um sistema FV sofrem grande influência do valor final do kWh cobrado na tarifa de energia da UC, tal efeito fica evidente ao comparar as plantas de Joinville-SC e Remanso-BA. Joinville apesar de apresentar os piores índices de produção e desempenho para geração de energia ao ano, possui uma TIR de 19,48% e apresentou um VPL de R\$ 7.194214,68. enquanto, Remanso-BA o local de maior capacidade de produção de energia no Brasil apresenta um VPL de R\$ 4.136450,67 e uma TIR de 11,37%.

Ainda mencionando as maiores plantas produtoras de energia, apesar de Fortaleza-CE (2º) e Uberlândia-MG (3º) apresentarem valores anuais de produção de energia aproximadamente 29% e 20%, respectivamente, superiores a geração da planta de Porto Alegre-RS, a capital gaúcha se encontra na 3ª posição quando são analisados VPL e TIR. Reflexo do custo total do kWh, pois, enquanto em Porto Alegre-RS custa R\$ 0,568, em Fortaleza o valor cobrado é de R\$ 0,403 e em Uberlândia R\$ 0,416.

Dentre os projetos analisados o que obteve melhores resultados na avaliação financeira foi o SF proposto para a cidade do Rio de Janeiro-RJ com um tempo de retorno do investimento de aproximadamente 4 anos e 2 meses, VPL de 10.588.417,39 e TIR de 26,48, e o caso oposto foi apontado para a cidade de Salvador-BA, onde a planta apresentou os piores resultados na análise financeira com um retorno do investimento em 11 anos e 5 meses, VPL de R\$ 3.282708,81 e uma TIR de 8,9%.

7 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Nesta monografia foi realizada a avaliação de viabilidade técnica e econômico-financeira da minigeração geração distribuída de energia fotovoltaica. Tomou-se como referência o grupo de consumo A4, para um cliente da classe comercial. Para tal, uma planta de 1,2 MWpico de potência instalada foi projetado, com o objetivo de fornecer a demanda de energia elétrica necessária ao perfil de consumo traçado.

A viabilidade da minigeração depende de condições diversas como, por exemplo, investimento, desempenho do sistema, nível de irradiação solar, energia gerada, além das condições normativas vigentes nas tarifas de energia elétrica e tributação, tais variáveis, foram incluídas no método para a avaliação.

Após dimensionada a planta, foram realizadas simulações de geração de energia em 14 diferentes cidades brasileiras com o intuito de se avaliar o potencial de geração fotovoltaica e a variabilidade do recurso solar em diferentes regiões ao longo do território brasileiro. Os resultados de geração e performance dos sistemas foram positivos em todas as cidades analisadas, onde a planta projetada é capaz de suprir a necessidade de consumo inicialmente estabelecido. Nesta etapa, foi possível constatar a influência do recurso solar e a grande variação da irradiação principalmente quando comparado as regiões nordeste e sul do Brasil. Na média a produção de energia anual estimada para os sistemas instalados nas cidades nordestinas ficou 30% maior do que para as cidades do sul, ainda é importante salientar que o sistema com a menor produção estimada é o da cidade de Joinville-SC 1547 MWh ano e o de maior capacidade o da cidade baiana de Remanso 2208 MWh.

Na análise econômica foram utilizados os métodos: VPL, TIR e Payback. Quanto a viabilidade econômica os resultados se mostraram satisfatórios na maioria dos casos. Os resultados do VPL para todos os projetos foram positivos, e, portanto, considerados viáveis financeiramente de serem utilizados.

Para a avaliação referente ao potencial do investimento, os números encontrados nem sempre apontam atratividade, pois, em alguns casos a TIR ficou abaixo ou muito próxima ao valor mínimo estabelecido de 12% para a TMA. E, por se tratar de uma proposição de investimento para estabelecimentos comerciais poderia indicar em algumas das cidades analisadas um baixo nível de atração, visto que, o investidor poderia optar por não descapitalizar esse montante ou ainda investir em ampliação de suas instalações ou abertura de novos pontos de venda o que poderia ser mais rentável do que o investimento em energia.

Essa pesquisa mostrou que apesar do recurso solar disponível impactar significativamente de maneira positiva na capacidade de produção de energia elétrica de um sistema fotovoltaico, o mesmo não ocorre diretamente na viabilidade do negócio. Quando comparado os resultados de geração de energia com os resultados de retorno econômico, nos casos estudados neste trabalho os sistemas de maior produção de energia elétrica anual não se mostraram financeiramente tão atrativos quanto sistemas de menor capacidade.

De maneira simplificada conclui-se que uma usina que apresenta maior geração de energia, não necessariamente é o melhor negócio a se investir quando comparado a outras usinas de menor capacidade, reflexo da variação dos valores cobrados pela distribuidora local de energia elétrica para o kWh de energia e para custo do kW de demanda contratada, bem como a diferença dos impostos, que variam de estado para estado e que, podem tornar este sistema de maior potencial de geração de energia do ponto de vista financeiro, um negócio não tão atrativo quanto sistemas menores.

7.1 Sugestões para Trabalhos Futuros

- Expandir o estudo para um maior número de cidades brasileiras;
- Considerar o potencial de geração de energia da região norte do Brasil;
- Comparar o valor do kWh produzido pela planta solar com a utilização de energia do mercado livre;
- Avaliar a rentabilidade e a atratividade do negócio comparando com outros projetos de investimento.

REFERÊNCIAS

ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SÖDER, L. Distributed generation: a definition. **Electric power systems research**, Elsevier, v. 57, n. 3, p. 195–204, 2001. Citado na página 39.

AGÊNCIA EBPR - JORNALISMO E POLÍTICA ENERGÉTICA. **Projeto zero impostos para energia solar e cria programa para 5 milhões de sistemas de cogeração até 2030**. 2018. Disponível em: <<http://twixar.me/QN5n>>. Acesso em: 20 jan. 2019. Citado na página 25.

AGNALDO, J. et al. Células solares de ti-o2 sensibilizado por corante. **Revista Brasileira de Ensino de Física**, v. 28, n. 1, p. 77–84, 2006. Citado na página 48.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **REN 482**: Condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica. Brasília, 2012. 12 p. Citado 2 vezes nas páginas 29 e 40.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **REN 687**: Altera a resolução normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os módulos 1 e 3 dos procedimentos de distribuição – prodist. Brasília, 2015. 25 p. Citado 2 vezes nas páginas 40 e 41.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Cadernos Temáticos de Micro e Minigeração Distribuída**: Sistema de compensação de energia elétrica. Brasília, 2016. Citado na página 41.

ALMEIDA, M. P. **Qualificação de sistemas fotovoltaicos conectados á rede**. 171 p. Dissertação (Mestrado) — Universidade de São Paulo, Programa Pós-Graduação em Energia, São Paulo, 2012. Citado na página 54.

ALTOÉ, L. et al. Políticas públicas de incentivo à eficiência energética. **Estudos Avançados**, SciELO Brasil, v. 31, n. 89, p. 285–297, 2017. Citado na página 40.

ÁLVARES, A. C. T.; BARBIERI, J. C.; MACHLINE, C. Taxa interna de retorno: controvérsias e interpretações. **Revista GEPROS**, n. 4, p. 131, 2007. Citado na página 61.

ASSAF NETO, A. **Fundamentos de Administração Financeira**. São Paulo: Atlas, 2017. v. 3. 400 p. Citado na página 65.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA. **Energia Solar no Brasil: Um panorama para você entender tudo**. 2019. Disponível em: <<http://www.absolar.org.br/infografico-absolar-.html>>. Acesso em: 20 jan. 2019. Citado na página 31.

BALARINE, O. F. O. **Tópicos de matemática financeira e engenharia econômica**. Porto Alegre: 2004, EDIPUCRS. v. 2. 77 p. Citado na página 62.

BAPTISTA, J. P. M. **Distribuição angular da radiação solar: aplicação do modelo de Perez**. 72 p. Dissertação (Mestrado) — Universidade de Lisboa, Faculdade de Ciências, Departamento de Engenharia Geográfica, Geofísica e Energia, Mestrado em Engenharia da Energia e do Ambiente, Lisboa-PT, 2016. Citado na página 60.

- BASSAN, T. A. M.; URBANETZ, J. J. Análises de equações de eficiências de inversores através de um comparativo prático. In: **VII Congresso Brasileiro de Energia Solar**. Gramado: [s.n.], 2018. Citado na página 52.
- BIAVA JUNIOR, R.; OYADOMARI, J. C. T. Impactos da substituição tributária do icms na lucratividade e nos custos empresariais. **Revista de Contabilidade da UFBA**, v. 4, n. 2, p. 71–91, 2010. Citado na página 41.
- BLUE SOL. **Energia Solar no Brasil: Um panorama para voce entender tudo**. 2018. Disponível em: <<https://blog.bluesol.com.br/energia-solar-no-brasil-panorama/>>. Acesso em: 20 jan. 2019. Citado 3 vezes nas páginas 30, 31 e 32.
- BORGES NETO, A.; CORRÊA, W. L. R.; PEROBELLI, F. S. Consumo de energia e crescimento econômico: uma análise do brasil no período 1970-2009. **Análise Econômica**, v. 34, n. 65, 2016. Citado na página 26.
- BOYLE, G. et al. **Energy systems and sustainability**. Oxônia-UK: Oxford University Press Oxford, 2003. v. 1. 619 p. Citado na página 34.
- BREALEY, R. A. et al. **Principles of corporate Finance**. USA: McGraw-Hill, 2012. v. 12. 2016 p. Citado na página 63.
- BUARQUE, C. **Avaliação econômica de projetos**. Rio de Janeiro: Campus, 1984. v. 1. 266 p. Citado na página 67.
- CALDAS FILHO, O. **Matemática financeira no cotidiano—um estudo de caso**. 66 p. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal da Bahia, Instituto de Matemática-Departamento de Matemática, Mestrado Profissional em Matemática, Salvador, 2017. Citado na página 64.
- CAMARGO, C. **Análise de Investimentos e Demonstrativos Financeiros**. Curitiba: Ibpex, 2007. v. 2. 256 p. Citado 2 vezes nas páginas 62 e 65.
- CAMARGO, R. F. D. **Veja como o Valor Presente Líquido (VPL) ajuda na análise de viabilidade de um investimento**. 2017. Disponível em: <<https://www.treasy.com.br/blog/valor-presente-liquido-vpl/>>. Acesso em: 20 jan. 2019. Citado na página 64.
- CARVALHO, A. F. **Qualificação e etiquetagem de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede**. 141 p. Dissertação (Mestrado) — Universidade de São Paulo, Instituto de Energia e Ambiente, Programa de Pós-Graduação em Energia, São Paulo, 2012. Citado 2 vezes nas páginas 52 e 53.
- CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA. **Atlas Solarimétrico do Brasil**: Banco de dados terrestres. Recife, 2000. 89 p. Citado 2 vezes nas páginas 36 e 57.
- CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA. **CRESESB**: Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. Rio de Janeiro, 2014. 530 p. Citado 3 vezes nas páginas 33, 55 e 57.
- CRESESB. **Energia Solar: princípios e aplicações**. 2006. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?link=/tutorial/tutorial_solar.htm>. Acesso em: 20 jan. 2019. Citado na página 32.

DALBELLO, L. **A relevância do uso do fluxo de caixa como ferramenta de gestão financeira para avaliação da liquidez e capacidade de financiamento de empresas**. 202 p. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Santa Catarina, Programa Pós-Graduação em Engenharia de Produção, Florianópolis, 1999. Citado na página 62.

DASSI, J. A. et al. Análise da viabilidade econômico-financeira da energia solar fotovoltaica em uma instituição de ensino superior do sul do Brasil. In: **Anais do Congresso Brasileiro de Custos-ABC**. Vitória: Anais eletrônicos, 2015. Disponível em: <<https://anaiscbc.emnuvens.com.br/anais/article/view/3924/3925>>. Acesso em: 20 jan. 2019. Citado na página 64.

DEMONTI, R. et al. Geração de energia fotovoltaica: pesquisa e desenvolvimento de geração isolada e conexão com o sistema de distribuição. **Revista Tecnologia e Sociedade**, v. 8, n. 15, 2012. Citado na página 45.

ECOGREEN. **Solar PV Systems**. 2015. Disponível em: <https://energyeducation.ca/encyclopedia/Photovoltaic_effect#cite_note-3>. Acesso em: 20 jan. 2019. Citado na página 35.

ESPINOSA, N. et al. Solar cells with one-day energy payback for the factories of the future. **Energy & Environmental Science**, Royal Society of Chemistry, v. 5, n. 1, p. 5117–5132, 2012. Citado na página 65.

FINDER. **O mundo Sustentável das Energias Renováveis**. 2011. Disponível em: <<http://twixar.me/6GSn>>. Acesso em: 30 jan. 2019. Citado na página 37.

FREITAS, S. S. A. **Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos**. 95 p. Dissertação (Mestrado) — Instituto Politécnico de Bragança, Escola Superior de Tecnologia e de Gestão, Mestrado em Engenharia Industrial, Bragança-PT, 2008. Citado 2 vezes nas páginas 25 e 46.

GITMAN, L. J. **Princípios de administração financeira, 10 edição. Tradução técnica Antônio Zoratto Sanvicente**. São Paulo: Addison Wesley, 2004. Citado na página 63.

GODOI, R. R. d. et al. Análise comparativa de desempenho de inversor string e microinversor instalados no sistema fotovoltaico felt-nupep-ufu. In: **VII Congresso Brasileiro de Energia Solar**. Gramado: [s.n.], 2018. Citado 3 vezes nas páginas 45, 50 e 51.

GOMES, E. A importância da utilização do ICMS ecológico pelos estados. **Diálogos Multidisciplinares**, v. 1, n. 2, 2016. Citado na página 42.

GONÇALVES, E. d. J. d. R. **Inversor de baixa potência com seguidor do ponto de máxima potência integrado**. 105 p. Dissertação (Mestrado) — Universidade do Minho, Escola de Engenharia, Programa de Mestrado em Engenharia Eletônica Industrial e Computadores, Braga-PT, 2013. Citado na página 52.

HIRSCHFELD, H. **Engenharia econômica e análise de custos: aplicações práticas para economistas, engenheiros, analistas de investimentos e administradores**. São Paulo: Atlas, 2000. Citado na página 64.

- HOARCA, I. C.; RADUCU, M. On the micro-inverter performance based on three mppt controllers. **Journal of Electrical Engineering, Electronics, Control and Computer Science**, v. 1, n. 1, p. 7–14, 2015. Citado na página 43.
- INSTITUTO DE ENERGIA E AMBIENTE DA UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO. **Ensaios de inversores para sistemas conectados à rede**. São Paulo, 2018. Disponível em: <<http://lsf.usp.br/?q=pt-br/ensaios-de-inversores-para-sistemas-conectados-%C3%A0-rede>>. Acesso em: 20 fev. 2019. Citado na página 54.
- INSTITUTO SUPERIOR TÉCNICO DA UNIVERSIDADE TÉCNICA DE LISBOA. **Breve história da energia solar**. Lisboa-PT, 2004. Disponível em: <<http://web.ist.utl.pt/palmira/solar.html>>. Acesso em: 20 jan. 2019. Citado na página 34.
- INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 61724:1998**: Photovoltaic system performance monitoring — guidelines for measurement, data exchange and analysis. Genebra-SWI, 1998. 20 p. Citado na página 55.
- INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 61646:2008**: Thin-film terrestrial photovoltaic (pv) modules—design, qualification and type approval. Genebra-SWI, 2008. 12 p. Citado na página 47.
- INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC61853-1:2011**: Photovoltaic (pv) module performance testing and energy rating - part 1: Irradiance and temperature performance measurements and power rating. Genebra-SWI, 2011. 33 p. Citado na página 47.
- INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 61724-1:2017**: Standard for pv monitoring systems. Genebra-SWI, 2017. 12 p. Citado na página 47.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **PVPS**: Snapshot of global photovoltaic markets 2015. Becquerel Institute, 2015. 19 p. Citado na página 29.
- INTERNATIONAL FINANCE CORPORATION - WORLD BANK GROUP. **A Project Developer's Guide**: Utility-scale solar photovoltaic power plants. Washington DC, 2015. 216 p. Citado 5 vezes nas páginas 44, 47, 50, 56 e 58.
- ISHII, T. et al. Solar spectral influence on the performance of photovoltaic (pv) modules under fine weather and cloudy weather conditions. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, Wiley Online Library, v. 21, n. 4, p. 481–489, 2013. Citado na página 56.
- JANNUZZI, G. de M.; VARELLA, F. K.; GOMES, R. D. M. Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica no brasil: panorama da atual legislação. **International Energy Initiative**, Campinas, 2009. Disponível em: <http://www.fem.unicamp.br/~jannuzzi/documents/RELATORIO_PROJETO_2_FINAL.pdf>. Acesso em: 31 abr. 2019. Citado na página 53.
- JORDAN, D. C.; KURTZ, S. R. Photovoltaic degradation rates—an analytical review. **Progress in photovoltaics: Research and Applications**, Wiley Online Library, v. 21, n. 1, p. 12–29, 2013. Citado na página 56.

- KAYO, E. K. et al. Ativos intangíveis, ciclo de vida e criação de valor. **Revista de administração contemporânea**, SciELO Brasil, v. 10, n. 3, p. 73–90, 2006. Citado na página 63.
- KEYNES, J. M. **The General Theory of Employment, Interest and Money**. London: Palgrave Macmillan, 1936. Citado na página 64.
- KOŁODZIEJ, A. Staebler-wronski effect in amorphous silicon and its alloys. **Opto-electronics review**, v. 12, n. 1, p. 21–32, 2004. Citado na página 56.
- KORMANN, L. et al. Desenvolvimento de mapas de avaliação do desempenho de sistemas fotovoltaicos em diferentes ângulos de inclinação e de azimute. **Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente**, v. 18, p. 4–8, 2014. Citado 2 vezes nas páginas 55 e 56.
- LIMA, J. et al. Propostas de ajuste no cálculo do payback de projetos de investimentos financiados. **CEP**, v. 85, p. 390, 2013. Citado na página 65.
- LOPES, P. H. S. O papel da aneel na regulação da geração distribuída. **Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição**, São Paulo, 2011. Citado na página 39.
- LOPES, Y.; FERNANDES, N. C.; MUCHALUAT-SAADE, D. C. Geração distribuída de energia: Desafios e perspectivas em redes de comunicação. **Simpósio Brasileiro de Redes de Computadores e Sistemas Distribuídos**, v. 33, 2015. Citado na página 40.
- MEDIAVILLA, M. D. et al. Performance of grid-tied pv facilities based on real data in spain: Central inverter versus string system. **Energy conversion and management**, Elsevier, v. 86, p. 1128–1133, 2014. Citado na página 51.
- MONDOL, J. D.; YOHANIS, Y. G.; NORTON, B. Optimal sizing of array and inverter for grid-connected photovoltaic systems. **Solar energy**, Elsevier, v. 80, n. 12, p. 1517–1539, 2006. Citado na página 53.
- MOTTA, R. D. R. et al. **Engenharia econômica e finanças**. São Paulo: Elsevier Brasil, 2008. Citado na página 61.
- NAKABAYASHI, R. K. **Microgeração fotovoltaica no Brasil: condições atuais e perspectivas futuras**. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, Instituto de Energia e Ambiente, Programa de Pós-Graduação em Energia, São Paulo, 2014. Citado na página 33.
- NARUTO, D. T. Vantagens e desvantagens da geração distribuída e estudo de caso de um sistema solar fotovoltaico conectado à rede elétrica. **Monografia de Graduação. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro**, 2017. Citado 2 vezes nas páginas 40 e 57.
- NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY. **Renewable Energy Data Book**. 2018. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/72170.pdf>>. Acesso em: 20 jan. 2019. Citado na página 49.

- PERAZA, D. G.; GASPARIN, F. P.; KRENZINGER, A. Estudo de viabilidade da instalação de usinas solares fotovoltaicas no estado do rio grande do sul. **Revista Brasileira de Energia Solar**, v. 6, p. 47–56, 2015. Citado 2 vezes nas páginas 44 e 57.
- PEREIRA, E. et al. Atlas brasileiro de energia solar: Inpe. **São José dos Campos**, 2006. Citado 2 vezes nas páginas 32 e 35.
- PEREIRA, O. L.; GONÇALVES, F. F. Dimensionamento de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica: Estudo de caso do sistema de tubarão-sc. **Revista Brasileira de Energia**, v. 14, n. 1, p. 25–45, 2008. Citado na página 44.
- PEREIRA, W. A.; ALMEIDA, L. d. S. Método manual para cálculo da taxa interna de retorno. **Revista Objetiva**, n. 04, 2008. Citado na página 64.
- PIANCASTELLI, M.; PEROBELLI, F. S. **ICMS: evolução recente e guerra fiscal**. Brasília: Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (Ipea), 1996. Citado na página 42.
- PINTO, A.; ZILLES, R.; ALMEIDA, M. Eficiência brasileira de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede. **ASADES: Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente**, v. 15, 2011. Citado na página 52.
- PINTO FILHO, G. **Degradação induzida pelo potencial em módulos e instalações fotovoltaicas de c-Si**. 149 p. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, Instituto de Energia e Ambiente, Programa Pós-Graduação em Energia, São Paulo, 2017. Citado na página 46.
- QUERINO, C. A. S. et al. Avaliação e comparação de radiação solar global e albedo com ângulo zenital na região amazônica. **Revista Brasileira de Meteorologia**, v. 21, n. 3a, p. 42–49, 2006. Citado na página 60.
- RAMPINELLI, G. A.; KRENZINGER, A.; ROMERO, F. C. Descrição e análise de inversores utilizados em sistemas fotovoltaicos. **RECEN-Revista Ciências Exatas e Naturais**, v. 15, n. 1, p. 25–50, 2013. Citado na página 51.
- RAUSCHENBACH, H. S. **Solar Cell Array Design Handbook: The principles and technology of photovoltaic energy conversion**. [S.l.]: Springer Science & Business Media, 2012. Citado na página 45.
- REGAN, A.; PUNTO, R. Basic understanding of iec standard testing for photovoltaic panels. **Retrieved July, 2012**, v. 9, 2012. Citado 2 vezes nas páginas 25 e 47.
- REIS, F. **Development of photovoltaic systems with concentration**. 190 p. Tese (Doutorado) — Universidade de Lisboa, Faculdade de Ciências, Departamento de Engenharia Geográfica, Geofísica e Energia, Doutorado em Sistemas Sustentáveis de Energia, Lisboa-PT, 2013. Citado 2 vezes nas páginas 33 e 40.
- REVISTA O SETOR ELÉTRICO. **Os 3 estados brasileiros que mais utilizam energia solar**. 2018. Disponível em: <<https://www.osetoreletrico.com.br/os3-estados-brasileiros-que-mais-utilizam-energia-solar/>>. Acesso em: 20 jan. 2019. Citado na página 31.

ROSSA, C. H. **Simulação Computacional e Análise da Produção de Energia Para Sistemas Fotovoltaicos em Conexão com a Rede Elétrica**. 90 p. Dissertação (Mestrado) — Universidade do Vale dos Sinos, Unidade Acadêmica de Pesquisa e Pós-Graduação, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, São Leopoldo, 2014. Citado na página 60.

SECRETARIA DE ESTADO DE MEIO AMBIENTE E DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL DO ESTADO DE GOIÁS. **Geracao Distribuída**. 2019. Disponível em: <https://http://goiassolar.secima.go.gov.br/?page_id=42>. Acesso em: 20 jan. 2019. Citado na página 30.

SERRANO, R. O. P. et al. Integração de sistemas fotovoltaicos e aquecedores de água solar em telhados residenciais. **Nativa, Sinop**, v.5, n.3, p.182-188, 2017. Citado na página 46.

SEYR JUNIOR, U. **Avaliação de programas computacionais para dimensionamento de sistemas fotovoltaicos conectados à rede**. 110 p. Dissertação (Mestrado) — Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Departamento Acadêmico de Eletrotécnica, Programa de Pós-Graduação em Eficiência Energética, Curitiba, 2013. Citado na página 60.

SILUK, A. R. **Análise do desempenho de sistemas fotovoltaicos aplicados à edificação**. 136 p. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Santa Maria, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, Santa Maria, 2017. Citado na página 43.

SILVA, M. d.; FONTES, A. A. Discussão sobre os critérios de avaliação econômica: valor presente líquido (vpl), valor anual equivalente (vae) e valor esperado da terra (vet). **Revista Árvore**, SciELO Brasil, v. 29, n. 6, p. 931–936, 2005. Citado na página 63.

SOLARGIS. **Global Solar Atlas - Energy Data**. 2019. Disponível em: <<https://globalsolaratlas.info/>>. Acesso em: 20 jan. 2019. Citado 5 vezes nas páginas 36, 37, 38, 39 e 73.

SOLENERG - ENERGIA SOLAR. **Em crescimento acelerado, setor de energia solar fotovoltaica é promissor em Minas Gerais**. 2019. Disponível em: <<https://www.osetoreletrico.com.br/os3-estados-brasileiros-que-mais-utilizam-energia-solar/>>. Acesso em: 20 jan. 2019. Citado na página 32.

TIEPOLO, G. M. et al. Comparação entre o potencial de geração fotovoltaica no estado do paraná com alemanha, itália e espanha. **V Congresso Brasileiro de Energia Solar**, CBENS, Gramado, 2014. Citado na página 57.

TOLEDO, F. **Desvendando as Redes Elétricas Inteligentes-Smart Grid Handbook**. [S.l.]: Brasport, 2012. Citado na página 25.

TRIGOSO, F. M. et al. Panorama da geração distribuída no brasil baseada no uso da tecnologia solar fotovoltaica. **Revista Brasileira de Energia Solar**, v. 2, p. 127–138, 2010. Citado na página 25.

VARSANO, R. A tributação do comércio interestadual: Icms atual versus icms partilhado. **Sistema Tributário**, IPEA, Brasília, 1995. Citado na página 42.

VERA, L. H. **Programa computacional para dimensionamento e simulação de sistemas fotovoltaicos autônomos**. 187 p. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Programa Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Porto Alegre, 2004. Citado 2 vezes nas páginas 50 e 60.

WALKER, G. R.; SERNIA, P. C. Cascaded dc-dc converter connection of photovoltaic modules. **IEEE transactions on power electronics**, Citeseer, v. 19, n. 4, p. 1130–1139, 2004. Citado na página 44.

YAMAMOTO, N. A. D. **Células solares orgânicas baseadas nas estruturas heterojunção em bicamada e heterojunção de volume**. 133 p. Tese (Doutorado) — Universidade Federal do Paraná, Programa Pós-Graduação em Física do Setor de Ciências Exatas, Curitiba, 2014. Citado na página 48.

ZANESCO, I. et al. Análise da degradação de módulos fotovoltaicos fabricados com diferentes células solares. **Revista Brasileira de Energia Solar**, v. 5, p. 101–108, 2014. Citado na página 46.

ZHENG, H. et al. Shading and bypass diode impacts to energy extraction of pv arrays under different converter configurations. **Renewable Energy**, Elsevier, v. 68, p. 58–66, 2014. Citado na página 43.