



**João Henrique Paulino de Azevedo**

**Avaliação técnica, econômica e ambiental  
georreferenciada de sistemas fotovoltaicos**

**Dissertação de Mestrado**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-graduação em Engenharia Mecânica do Departamento de Engenharia Mecânica do Centro Técnico Científico da PUC-Rio.

Orientador: Prof. Sergio Leal Braga

Rio de Janeiro

Agosto de 2020



**João Henrique Paulino de Azevedo**

**Avaliação técnica, econômica e ambiental  
georreferenciada de sistemas fotovoltaicos**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-graduação em Engenharia Mecânica do Departamento de Engenharia Mecânica do Centro Técnico Científico da PUC-Rio. Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo:

**Prof. Sergio Leal Braga**

Orientador

Departamento de Engenharia Mecânica - PUC-Rio

**Prof. Phillippe Vilaça Gomes**

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica - PUC-Rio

**Prof. Florian Alain Yannick Pradelle**

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica - PUC-Rio

**Prof. Rodrigo Flora Calili**

Programa de Pós-Graduação em Metrologia - PUC-Rio

Rio de Janeiro, 19 de Agosto de 2020

Todos os direitos reservados. E proibida a reprodução total ou parcial do trabalho sem autorização da universidade, do autor e do orientador.

### **João Henrique Paulino de Azevedo**

Graduou-se em Engenharia Mecânica pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio) em 2014 com graduação sanduíche sendo realizada na Australian National University (ANU) em 2013. Em 2016 foi parte integrante do projeto Atlas Rio Solar, desenvolvendo o simulador publicado no website. Atuante no setor de energia solar fotovoltaica desde 2014 com diversas instalações concluídas e em funcionamento no Rio de Janeiro.

#### Ficha Cartográfica

Paulino de Azevedo, João Henrique

Avaliação técnica, econômica e ambiental georreferenciada de sistemas fotovoltaicos / João Henrique Paulino de Azevedo; Orientador Sergio Leal Braga – 2020

133 f: il. color. 29,7 cm

Dissertação (mestrado) - Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio), Departamento de Engenharia Mecânica 2020.

Inclui referências bibliográficas.

1. Engenharia Mecânica – Teses 2. Energia solar. 3. Radiação solar. 4. Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos 5. Análise econômica 6. Mapas solarimétricos. I. Leal Braga, Sergio II. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Mecânica 2020. III. Título.

## Agradecimentos

A minha família, pela educação, atenção, carinho e amor incondicional, estando sempre próximos e me incentivando a seguir meu caminho.

A minha namorada Gisele Veras Alves por apoiar e me acompanhar nas escolhas de nossas vidas, sendo essencial incentivo e inspiração para progresso desta dissertação.

Ao meu orientador Dr. Sergio Leal Braga por dividir seus conhecimentos, acreditar no meu potencial, me cedendo à oportunidade e confiança necessária para realizar este trabalho.

A Dra. Angela Ourivio Nieckele que acompanhou, orientou e guiou toda minha vida acadêmica, responsável pelo meu desenvolvimento e gosto pela pesquisa científica.

A Fiorella del Carmen Alvaro Cabrera por iniciar os estudos do mapa solar do Rio de Janeiro e me ceder dados essenciais para o desenvolvimento deste trabalho.

Ao meu amigo, irmão Daniel Humberto Trigo por me auxiliar no extenso trabalho de análise econômica aqui revelado.

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001

## Resumo

Paulino de Azevedo, João Henrique; Leal Braga, Sergio. **Avaliação técnica, econômica e ambiental georreferenciada de sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro, 2020. 133p. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Com a necessidade de uma maior diversificação da matriz energética mundial e a inevitabilidade de investimento em fontes de energia limpa, a energia solar fotovoltaica tem se mostrado uma fonte energética promissora. Seu crescimento hoje é exponencial e se revela cada vez mais presente na matriz energética da maioria dos países. No Brasil, já se vê um mercado fotovoltaico sólido com geração de milhares de empregos e investimentos de bilhões de reais. Sua intermitência e imprevisibilidade é razão de grande pesquisa, no intuito de obter dados confiáveis que estimam a geração de um sistema solar fotovoltaico ao longo de seu ciclo de vida. Sendo assim, este trabalho conduz uma extensa revisão bibliográfica, passando pelos fundamentos básicos, até o desenvolvimento de um algorítmico robusto, integrando modelos matemáticos presentes na literatura. Os dados de radiação solar global, velocidade do vento e temperatura, são obtidos de mapas gerados por 39 estações solarimétricas dentro e próximas das fronteiras do estado do Rio de Janeiro. O simulador, também conta com uma extensa base de dados atual de módulos solares e inversores. Após uma série de validações e análises de sensibilidade, apresentou resultados satisfatórios quanto a sua capacidade de previsão. Dessa forma, é possível simular e dimensionar sistemas solares fotovoltaicos, calculando indicadores e fluxo de caixa detalhado que refletem a viabilidade de um determinado projeto. Além disso, o simulador tem a capacidade de gerar mapas georreferenciados que contribuem para uma avaliação técnica, econômica e ambiental, de uma região a ser analisada. Com isso, se torna uma ferramenta fundamental para investidores do setor.

## Palavras-chave

Energia solar; radiação solar; dimensionamento de sistemas fotovoltaicos; análise econômica; mapas solarimétricos

## Abstract

Paulino de Azevedo, João Henrique; Leal Braga, Sergio (Advisor). **Technical, economic and environmental georeferenced assessment of photovoltaic systems**. Rio de Janeiro, 2020. 133p. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

With the need for greater diversification of the world energy matrix and the inevitability of investment in clean energy sources, photovoltaic solar energy has proved to be a promising energy source. Its growth today is exponential and is increasingly present in the energy matrix of most countries. In Brazil, there is already a solid photovoltaic market with the generation of thousands of jobs and investments of billions of reais. Its intermittency and unpredictability is the reason for great research, in order to obtain reliable data that estimate the generation of a photovoltaic solar system throughout its life cycle. Therefore, this work conducts an extensive bibliographic review, going through the basic foundations, until the development of a robust algorithm, integrating mathematical models present in the literature. Global solar radiation, wind speed and temperature data are obtained from maps generated by 39 solarimetric stations within and near the borders of the state of Rio de Janeiro. The simulation tool also has an extensive current database of solar modules and inverters. After a series of validations and sensitivity analyzes, it presented satisfactory results in terms of its forecasting capacity. In this way, it is possible to simulate and size solar photovoltaic systems, calculating indicators and detailed cash flow that reflect the viability of a given project. In addition, the simulation tool has the ability to generate georeferenced maps that contribute to a technical, economic and environmental assessment of a region to be analyzed. As a result, it becomes a fundamental tool for investors in the sector.

## Keywords

Solar energy; solar radiation; photovoltaic systems sizing; economic analysis; solarimetric maps

## Sumário

1	Introdução.....	15
1.1	Motivação .....	16
1.2	Objetivos .....	18
1.3	Escopo do Trabalho .....	19
2	Energia Solar Fotovoltaica: Panorama .....	20
2.1	Setor Fotovoltaico no Mundo .....	20
2.2	Setor Fotovoltaico no Brasil .....	24
2.3	Visão Geral dos Avanços da Tecnologia .....	28
2.4	Variabilidade e Incerteza .....	30
3	Fundamentos Teóricos da Energia Solar.....	32
3.1	Radiação Solar no Espaço.....	32
3.2	Radiação Solar Terrestre.....	34
3.2.1	Radiação Solar Extraterrestre .....	35
3.2.2	Efeitos Atmosféricos .....	37
3.2.3	Massa de Ar .....	39
3.3	Posição do Sol.....	41
3.3.1	Hora Solar.....	42
3.3.2	Ângulo de Declinação .....	44
3.3.3	Ângulo de Elevação .....	45
3.3.4	Ângulo Azimutal Solar .....	46
3.4	Tecnologia Fotovoltaica .....	47
3.4.1	Módulo Fotovoltaico .....	47
3.4.2	Inversores .....	49
3.4.3	Tipos de Sistema.....	51
4	Modelagem Computacional .....	53
4.1	Importação da Base de Dados.....	54
4.1.1	Dados Técnicos de Módulos e Inversores .....	55
4.1.2	Dados TMY .....	56
4.2	Ângulos de Posicionamento do Sol .....	58
4.3	Radiação Global Média Horária .....	59
4.4	Radiação Solar Direta e Difusa em Superfícies Horizontais .....	61
4.5	Radiação Solar em Superfícies Inclinadas .....	62
4.5.1	Inclinação e Ângulo Azimutal Fixos .....	63
4.5.2	Rastreamento em Um Eixo Vertical.....	63

4.5.3	Rastreamento em Um Eixo com Inclinação Fixa .....	64
4.5.4	Rastreamento em Dois Eixos.....	66
4.6	Modelos de Radiação Difusa .....	67
4.7	Desempenho do Painel Fotovoltaico .....	71
4.7.1	Modelo CEC.....	71
4.7.2	Modelo SANDIA.....	77
4.7.3	Modelo IEC 61853 .....	79
4.8	Método de dimensionamento.....	80
4.9	Análise de Benefícios Ambientais .....	81
4.10	Análise Econômico-financeira .....	83
4.10.1	Pagamento de Dívidas e Financiamento.....	83
4.10.2	Fluxos de Caixa Antes dos Impostos.....	85
4.10.3	Depreciação .....	89
4.10.4	Imposto de Renda .....	90
4.10.5	Custo Médio Ponderado de Capital .....	91
4.10.6	Indicadores de Viabilidade Financeira .....	93
4.10.7	Tarifa de Energia Elétrica.....	95
4.11	Geração de Mapas Georreferenciados.....	99
5	Resultados .....	100
5.1	Matriz de Testes.....	100
5.2	Validação da Modelagem Desenvolvida .....	102
5.3	Comparação Entre Modelos de Radiação Difusa .....	103
5.4	Comparação Entre Modelos de Rastreamento .....	104
5.5	Análise Econômico-financeira.....	107
5.5.1	Análise de Sensibilidade.....	113
5.5.2	Mapas de Indicadores Econômicos .....	115
6	Conclusões e Recomendações.....	128
7	Referências bibliográficas .....	130

## Lista de Figuras

Figura 1- Mapa da radiação global horizontal anual do estado do Rio de Janeiro. Utilizado com autorização de (Cabrera, 2014). .....	16
Figura 2 – Composição aproximada da tarifa de energia elétrica base determinada pela ANEEL.....	27
Figura 3 - Representação gráfica do Sol. ....	32
Figura 4 - Absorção e dispersão da luz solar incidente típica de um céu limpo. Adaptado de (HU; WHITE, 1983). ....	37
Figura 5 - Mecanismos de dispersão da luz solar. ....	38
Figura 6 - Ângulos de posicionamento solar. ....	41
Figura 7 – Componentes de um painel solar fotovoltaico e estrutura de suporte. Adaptado de (SHUBBAK, 2019). ....	48
Figura 8 – Esquematisação de um sistema solar fotovoltaico residencial conectado à rede elétrica.....	52
Figura 9 - Rotina simplificada do modelo computacional do simulador desenvolvido.....	54
Figura 10 – Localização das estações INMET (CABRERA, 2014). ....	57
Figura 11 – Explicação da dimensão da base de dados meteorológicos utilizada. ....	58
Figura 12 - Configuração de painel com ângulos de inclinação e azimutal da superfície fixos. ....	63
Figura 13 - Configuração de painel com rastreamento um eixo vertical. ....	64
Figura 14 - Configuração de painel com rastreamento em um eixo e inclinação fixa.....	65
Figura 15 - Configuração de painel com rastreamento em dois eixos. ....	66
Figura 16 - Diagrama simplificado das componentes de radiação. ....	68
Figura 17 - Circuito equivalente representando o modelo de 5 parâmetros. ....	72
Figura 18 – Área de atuação das distribuidoras de energia elétrica no estado do Rio de Janeiro considerado neste trabalho. ....	96
Figura 19 - Malha computacional utilizada para simulações.....	99
Figura 20 - Mapa do Índice de Competitividade para C1.....	116
Figura 21 - Mapa do Índice de Competitividade para C2.....	116
Figura 22 - Mapa do Taxa Interna de Retorno para C1. ....	117
Figura 23 - Mapa do Taxa Interna de Retorno para C2. ....	117
Figura 24 - Mapa do Razão Custo-Benefício para C1. ....	118
Figura 25 - Mapa do Razão Custo-Benefício para C2. ....	118
Figura 26 – Mapa do Custo Anual do Ciclo de Vida para C1. ....	119
Figura 27 - Mapa da Economia Anual do Ciclo de Vida para C2. ....	119
Figura 28 - Mapa do Valor Presente Líquido para C1.....	120
Figura 29 - Mapa do Valor Presente Líquido para C2.....	120
Figura 30 - Mapa do Custo Nivelado de Eletricidade para C1. ....	121
Figura 31 - Mapa do Custo Nivelado de Eletricidade para C2. ....	121
Figura 32 - Mapa do equity payback para C1.....	122
Figura 33 - Mapa do equity payback para C2.....	122
Figura 34 - Mapa da quantidade painéis necessários para C1. ....	123
Figura 35 - Mapa da quantidade painéis necessários para C2. ....	123
Figura 36 - Mapa da geração de eletricidade por painel para C1.....	124

Figura 37 - Mapa da geração de eletricidade por painel para C2.....	124
Figura 38 – Mapa do Custo de Produção para C1. ....	125
Figura 39 - Mapa do Custo de Produção para C2. ....	125
Figura 40 - Mapa da quantidade de tCO2 evitado na atmosfera para C1. .	126
Figura 41 - Mapa da quantidade de tCO2 evitado na atmosfera para C2 ..	127

## Lista de Gráficos

Gráfico 1 - Projeção do horizonte 2017-2024 para o número de unidades consumidoras que receberiam créditos (ANEEL, 2017a) com dados reais divulgados pela ANEEL. ....	17
Gráfico 2 - Evolução do preço das tarifas de energia residenciais e o aumento percentual anual médio no Brasil e distribuidoras do Rio de Janeiro (ANEEL, 2020a).....	17
Gráfico 3 - Curva de aprendizado do preço do módulo fotovoltaico (PHILIPPS; WARMUTH, 2020). ....	18
Gráfico 4 - Preço médio dos módulos fotovoltaicos por tecnologia ao longo dos anos e a evolução do preço de 2013 para 2018 nos principais países em USD/W (IRENA, 2019a).....	21
Gráfico 5 - Adicional global de energia solar fotovoltaica por ano para cada segmento (IEA, 2019). ....	22
Gráfico 6 - Evolução de preço de instalação de sistema solar fotovoltaico com estrutura de telhado por faixa de potência (GREENER, 2017, 2020b). ....	25
Gráfico 7 - Recorde de eficiência de acordo com tecnologia de célula fotovoltaica ao longo dos anos (NREL, 2020). ....	28
Gráfico 8 - Comparação entre correlações para a variação da irradiância solar normal a superfície terrestre ao longo do ano com diferentes constantes solares adotadas na literatura. ....	36
Gráfico 9 - Comparação entre diferentes equações para a massa de ar e sua variação com a altitude. ....	40
Gráfico 10 - Comportamento de diferentes espectros da luz solar. ....	41
Gráfico 11 - Comparação entre aproximações para equação do tempo. ....	43
Gráfico 12 - Comportamento do ângulo de declinação para diferentes correlações. ....	45
Gráfico 13 - Curva característica I-V de um modulo fotovoltaico. ....	49
Gráfico 14 – Parcela percentil do kit do sistema solar fotovoltaico e serviço de instalação no Brasil (GREENER, 2020a). ....	87
Gráfico 15 – Custo de O&M de acordo com faixa de potência do sistema fotovoltaico (FU et al., 2018). ....	88
Gráfico 16 - Taxa de degradação para diferentes tecnologias de célula fotovoltaica (JORDAN et al., 2016; JORDAN; KURTZ, 2013).....	89
Gráfico 17 - Resultado da comparação da energia elétrica gerada pelo sistema C1 nos softwares comerciais Pvsyst, PV*Sol e RETScreen, com o simulador desenvolvido. ....	102
Gráfico 18 - Resultado da comparação da energia elétrica gerada pelo sistema C2 nos softwares comerciais Pvsyst, PV*Sol e RETScreen, com o simulador desenvolvido. ....	103
Gráfico 19 - Comparação entre modelos de radiação difusa com a variação do albedo para o módulo fotovoltaico e localização de C1. ....	104
Gráfico 20 - Comparação entre modelos de rastreamento solar. ....	105
Gráfico 21 - Resultado da radiação incidente de um sistema fixo no município de Teresópolis - RJ, variando os ângulos azimutal e de inclinação do painel. ....	105
Gráfico 22 - Resultado da radiação incidente de um sistema fixo no município de Cambuci - RJ, variando os ângulos azimutal e de inclinação do painel. ....	106

Gráfico 23 - Resultado da radiação incidente de um sistema fixo no município de Resende - RJ, variando o ângulo azimutal e de inclinação do painel. .....	106
Gráfico 24 - Fluxo de caixa acumulado para C1.....	109
Gráfico 25 - Fluxo de caixa acumulado para C2.....	110
Gráfico 26 - Simulação de financiamento para C1 com método PRICE... ..	111
Gráfico 27 - Simulação de financiamento para C1 com método SAC. ....	111
Gráfico 28 - Simulação de financiamento para C1 com método SAA. ....	112
Gráfico 29 - Comparação entre métodos de financiamento para C1. ....	113
Gráfico 30 - Variação do equity payback, índice de competitividade e relação C-B com relação à tarifa de remuneração de energia para C1 e C2. ....	114
Gráfico 31 - Dependência de LCOE e o Índice de Competitividade com a taxa de desconto para C1 e C2.....	114

## Lista de Tabelas

Tabela 1 - Distância média entre a superfície do Sol e planetas do sistema solar. ....	34
Tabela 2 - Parâmetros dos módulos fornecidos pela base de dados CEC....	55
Tabela 3 – Parâmetros dos inversores fornecidos pela base de dados. ....	56
Tabela 4 - Índice de refletância do solo para diversas condições. ....	68
Tabela 5 - Coeficientes de brilho para o modelo de Perez et al., 1990.....	71
Tabela 6 - Coeficientes determinados empiricamente utilizados para prever a temperatura da superfície traseira do modulo fotovoltaico em função da radiação, temperatura ambiente e velocidade do vento (KING; BOYSON; KRATOCHVIL, 2004). ....	79
Tabela 7 - Matriz de testes de módulos IEC-61853.....	79
Tabela 8 - Valor cobrado pelo custo de disponibilidade com relação à ligação da unidade consumidora.....	81
Tabela 9 - Potencial de aquecimento global de gases do efeito estufa (IPCC, 2014). ....	82
Tabela 10 - Cálculo da Taxa Regulatória de Remuneração de Capital para concessionárias de geração, realizado pela ANEEL em 2020.....	92
Tabela 11 - Tarifas convencionais das principais concessionárias de energia elétrica do Rio de Janeiro. ....	97
Tabela 12 - Bandeiras tarifárias e seus respectivos acréscimos na tarifa de energia. ....	97
Tabela 13 - Regras de cobrança da alíquota de ICMS para tarifa de energia no estado do Rio de Janeiro.....	97
Tabela 14 - Parâmetros de simulação da configuração C1. ....	100
Tabela 15 - Parâmetros do painel solar da configuração C1.....	100
Tabela 16 - Parâmetros de simulação da configuração C2. ....	101
Tabela 17 - Parâmetros do painel solar da configuração C2.....	101
Tabela 18 - Taxas envolvidas na simulação da análise econômico-financeira realizada. ....	107
Tabela 19 - Dados dimensionados para o sistema C1.....	108
Tabela 20 - Indicadores de viabilidade econômica para C1. ....	109
Tabela 21 - Dados dimensionados para o sistema C2.....	109
Tabela 22 - Indicadores de viabilidade econômica para C2. ....	110

"Nossa maior fraqueza está em desistir. O caminho mais certo de vencer é tentar mais uma vez."

Thomas A. Edison

# 1 Introdução

Com a necessidade de uma maior diversificação da matriz energética mundial e a inevitabilidade de investimento em fontes de energia limpa visando uma menor emissão de gases do efeito estufa, a energia solar fotovoltaica tem se mostrado a fonte energética mais promissora, pelo seu potencial e capacidade de produção de eletricidade. Seu crescimento hoje é exponencial e se revela cada vez mais presente na matriz energética em grande parte do mundo. No Brasil, já se vê um mercado fotovoltaico sólido com geração de milhares de empregos e investimentos de bilhões de reais. Segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) em 2029 haverá 1,3 milhão de adotantes de sistemas de micro ou minigeração distribuída fotovoltaica, totalizando 11,4 GW, que exigirão quase R\$ 50 bilhões em investimentos ao longo do período. A geração solar centralizada se prevê um adicional de mais 7 GW até 2029, somando 10,6 GW. (MME/EPE, 2020).

Por depender da radiação emitida pelo Sol em um determinado local da Terra, temperatura, velocidade do vento e outras condições climáticas, sua intermitência e imprevisibilidade é razão de grande pesquisa. No intuito de obter dados mais confiáveis que estimam a geração de um sistema solar fotovoltaico ao longo de seu ciclo de vida, é preciso definir uma metodologia e modelo adequado, para que se tenham estimativas o mais próximas da realidade.

Tendo dados mais precisos e próximos da realidade de geração, é possível realizar análise econômico-financeira mais confiável de um empreendimento fotovoltaico, que é essencial para o estudo e comparação de viabilidade entre diferentes projetos. O investidor carece de informações adequadas e fundamentadas para decisão de investimento dentro dos estados brasileiros ou pequenas regiões, pois a literatura carece destas informações. As informações divulgadas hoje em forma de mapas geralmente são de radiação e geração local, porém estas não podem ser fator decisório para viabilidade de um projeto.

Sendo assim, este trabalho conduz uma extensa revisão bibliográfica, passando por dados atuais do setor fotovoltaico, fundamentos básicos, até o desenvolvimento de um algoritmo robusto, onde é possível simular diversas configurações de rastreamento solar (BRAUN; MITCHELL, 1983), além de utilizar diversos modelos matemáticos presentes na literatura para radiação difusa (LIU; JORDAN, 1963; PEREZ et al., 1990; REINDL; BECKMAN; DUFFIE, 1990). Os dados de radiação solar, velocidade do vento e temperatura são providas de mapas gerados por 39 estações solarimétricas dentro e próximas das fronteiras do estado do Rio de Janeiro (CABRERA, 2014). O simulador também conta com uma extensa base de dados atual de módulos solares e inversores. Dessa forma, com os dados de consumo mensal de uma unidade consumidora, é possível simular e dimensionar sistemas solares fotovoltaicos para o estado do Rio de Janeiro, calculando indicadores de viabilidade econômico-financeira e ambiental e fluxo de caixa detalhado (NATURAL RESOURCES CANADA, 2005; SHORT; PACKY; HOLT, 1995) que refletem a viabilidade de um determinado projeto, utilizando dados atuais de preços praticados no mercado fotovoltaico brasileiro (GREENER, 2020a). Além disso, o simulador tem a

capacidade de gerar mapas de cada município do estado, com suas respectivas tarifas de energia adotadas pela concessionária local.

## 1.1 Motivação

A motivação principal do trabalho é a complementação do projeto Atlas Solar do Rio de Janeiro, desenvolvido pelo Instituto de Energia da PUC-Rio (IEPUC), em parceria que se estende à EDF Norte Fluminense e à EGPEnergia, e continuação do trabalho realizado por (CABRERA, 2014). Os mapas foram gerados com informações de 39 estações do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), localizadas no estado do Rio de Janeiro e regiões adjacentes pertencentes aos estados de Minas Gerais, São Paulo e Espírito Santo. A Figura 1 mostra o mapa da radiação global horizontal anual realizado por (CABRERA, 2014).

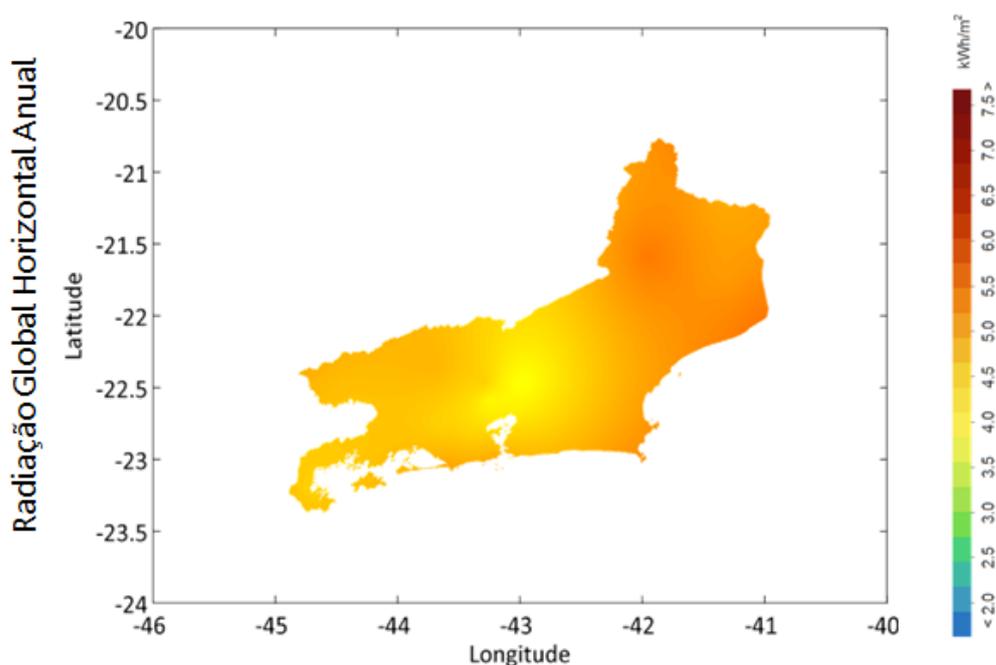
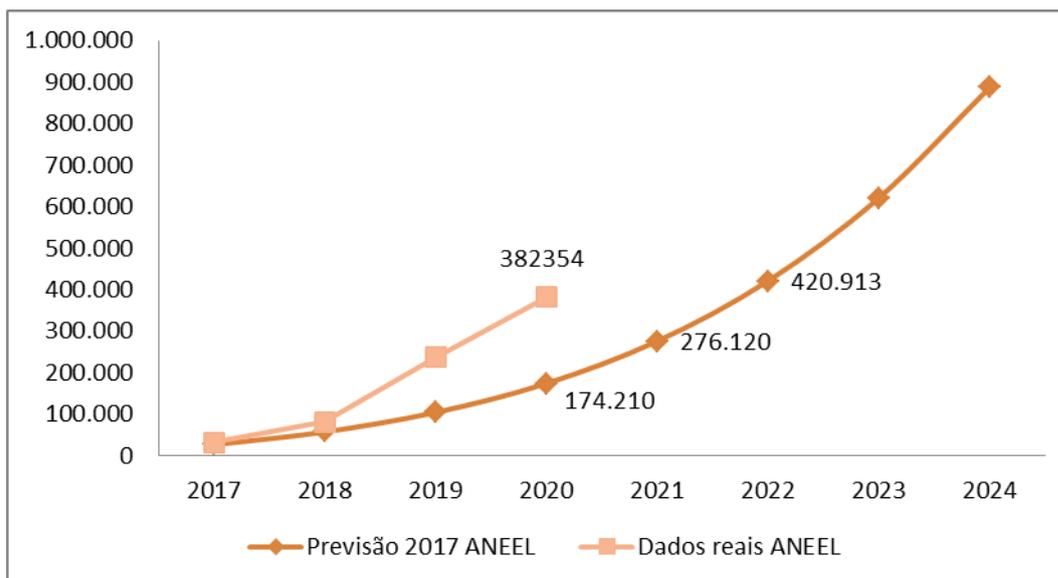


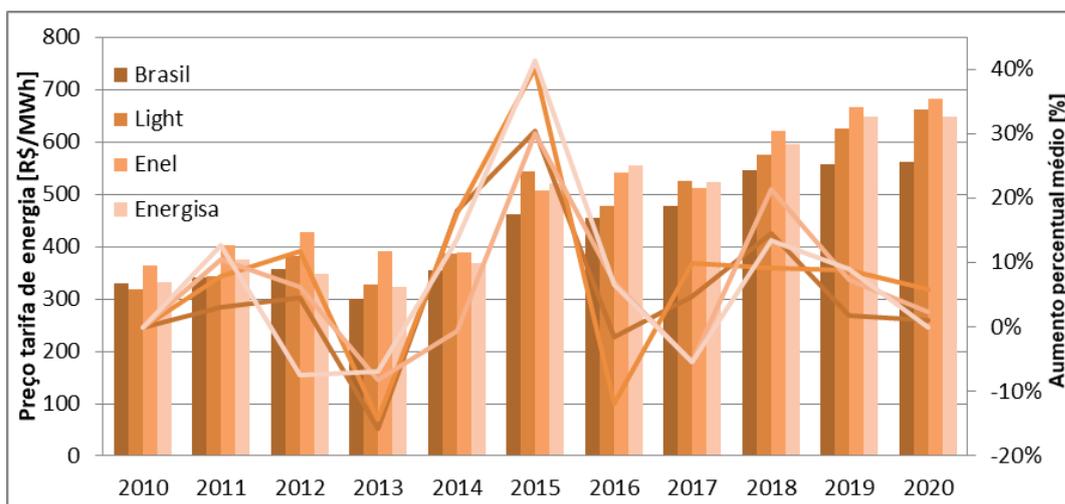
Figura 1- Mapa da radiação global horizontal anual do estado do Rio de Janeiro. Utilizado com autorização de (Cabrera, 2014).

Em prospecção realizada pela (ANEEL, 2017a) estimava-se que em 2024 serão quase 900 mil unidades consumidoras com GD no Brasil. Ainda que os números pareçam promissores, já não corresponde à realidade. Em setembro de 2020 mais de 382mil unidades consumidoras se beneficiam da GD (ABSOLAR, 2020), superando as estimativas da ANEEL para final de 2021, vide dados do Gráfico 1Gráfico .



**Gráfico 1 - Projeção do horizonte 2017-2024 para o número de unidades consumidoras que receberiam créditos (ANEEL, 2017a) com dados reais divulgados pela ANEEL.**

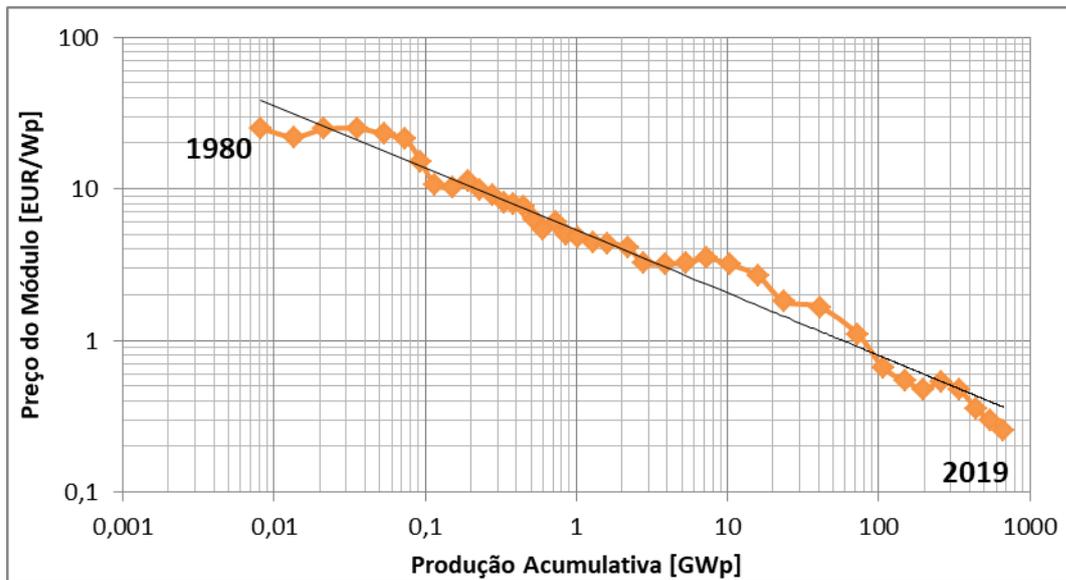
A energia elétrica no Brasil é uma das mais caras do mundo. No Rio de Janeiro, a três principais distribuidoras de energia adotam tarifas que estão acima da média adotada no território brasileiro. De 2010 para 2020 houve um aumento percentual médio de 70% para tarifas residenciais no Brasil. Já para as distribuidoras Light, Enel e Energisa que atuam no estado do Rio de Janeiro, os aumentos foram de 109%, 88% e 95%, respectivamente (ANEEL, 2020a). Por este fato, o investimento na geração da própria energia elétrica se torna mais viável financeiramente.



**Gráfico 2 - Evolução do preço das tarifas de energia residenciais e o aumento percentual anual médio no Brasil e distribuidoras do Rio de Janeiro (ANEEL, 2020a).**

A tecnologia fotovoltaica está cada vez mais barata aumentando sua viabilidade de instalação. De acordo com uma curva de aprendizado do Gráfico 3 divulgada por (PHILIPPS; WARMUTH, 2020), nos últimos 39 anos, cada vez

que a produção acumulada de módulos fotovoltaicos dobra, o preço do módulo cai 24%.



**Gráfico 3 - Curva de aprendizado do preço do módulo fotovoltaico (PHILIPPS; WARMUTH, 2020).**

A transição da utilização de combustíveis fósseis para geração de eletricidade por energias renováveis se faz necessária para manutenção das condições de vida da nossa espécie no planeta Terra. Estima-se que as atividades humanas tenham causado aproximadamente 1,0 °C do aquecimento global acima dos níveis pré-industriais, com um intervalo provável de 0,8 °C a 1,2 °C (ROGELJ et al., 2018). É provável que o aquecimento global atinja 1,5 °C entre 2030 e 2052 se continuar a aumentar na taxa atual. Limitar o aquecimento a 1,5 °C depende das emissões de gases de efeito estufa (GEE) nas próximas décadas, onde emissões mais baixas de GEE em 2030 levam a uma chance maior de manter o pico de aquecimento a 1,5 °C (ROGELJ et al., 2018).

A energia solar fotovoltaica oferece excelentes características para desempenhar um papel importante nessa transição energética. A fim de cumprir o acordo da COP21 (Conferência das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas), estimular a penetração da energia solar fotovoltaica na matriz energética, se faz primordial, para desacelerar as mudanças climáticas. O Brasil apresentou metas ambiciosas para os próximos anos com a Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC, sigla em inglês). O intuito é chegar a 2025 com 37% menos das emissões de carbono e em 2030 com 43% menos com relação ao ano base de 2005 (MMA, 2017).

## 1.2 Objetivos

O objetivo geral é desenvolver um programa que seja de fácil utilização para simulação e geração de mapas georreferenciados que indicam as oportunidades de negócio de sistemas fotovoltaicos em uma determinada área/

região, com o intuito de atender investidores e futuros beneficiados da geração distribuída.

Este trabalho também tem como objetivos específicos:

- I. Validar equações empíricas constantes na literatura como, por exemplo, modelos de radiação difusa.
- II. Desenvolver algoritmo para análise econômico-financeira que seja capaz de simular não apenas com investimentos iniciais, mas também diferentes formas de financiamento com dados reais de instituições de pagamento. Assim como fornecer indicadores econômicos precisos e essenciais para análise de viabilidade de um projeto.
- III. Apresentar métodos para dimensionamento de sistemas fotovoltaicos simulados de acordo com geolocalização e consumo de energia da unidade consumidora.
- IV. Desenvolver métodos para estimar a geração fotovoltaica de sistemas fixos, com rastreamento solar em um eixo e dois eixos.

### **1.3 Escopo do Trabalho**

Esta dissertação está organizada em seis capítulos.

O primeiro é a introdução que revela a motivação e os objetivos principais para realização desse trabalho.

O segundo capítulo transcreve o atual cenário da energia solar fotovoltaica, fornecendo dados recentes do panorama atual no Brasil e no mundo. Também busca transparecer as atuais soluções empregadas para o ponto fraco de variabilidade da tecnologia.

O terceiro capítulo tem como objetivo apresentar os fundamentos teóricos para entendimento dos conceitos básicos da energia solar fotovoltaica e o comportamento da tecnologia.

O quarto capítulo visa apresentar a modelagem computacional utilizada no simulador desenvolvido nesta dissertação, apresentado também a origem das bases de dados utilizadas para as simulações. Este capítulo ainda revela todas as equações utilizadas para os cálculos do desempenho e dimensionamento de um sistema solar fotovoltaico, assim como para análise econômico-financeira e seus indicadores. São também apresentadas equações empíricas desenvolvidas para estimativa dos custos envolvidos em um projeto de energia solar fotovoltaica.

O quinto capítulo exhibe alguns resultados obtidos pelo simulador, a fim de demonstrar sua validação e capacidade. Também são realizadas algumas comparações entre os modelos utilizados, complementando com uma análise de sensibilidade para algumas variáveis. Por fim, são revelados os mapas georreferenciados de indicadores técnicos, econômicos e ambientais para o estado do Rio de Janeiro.

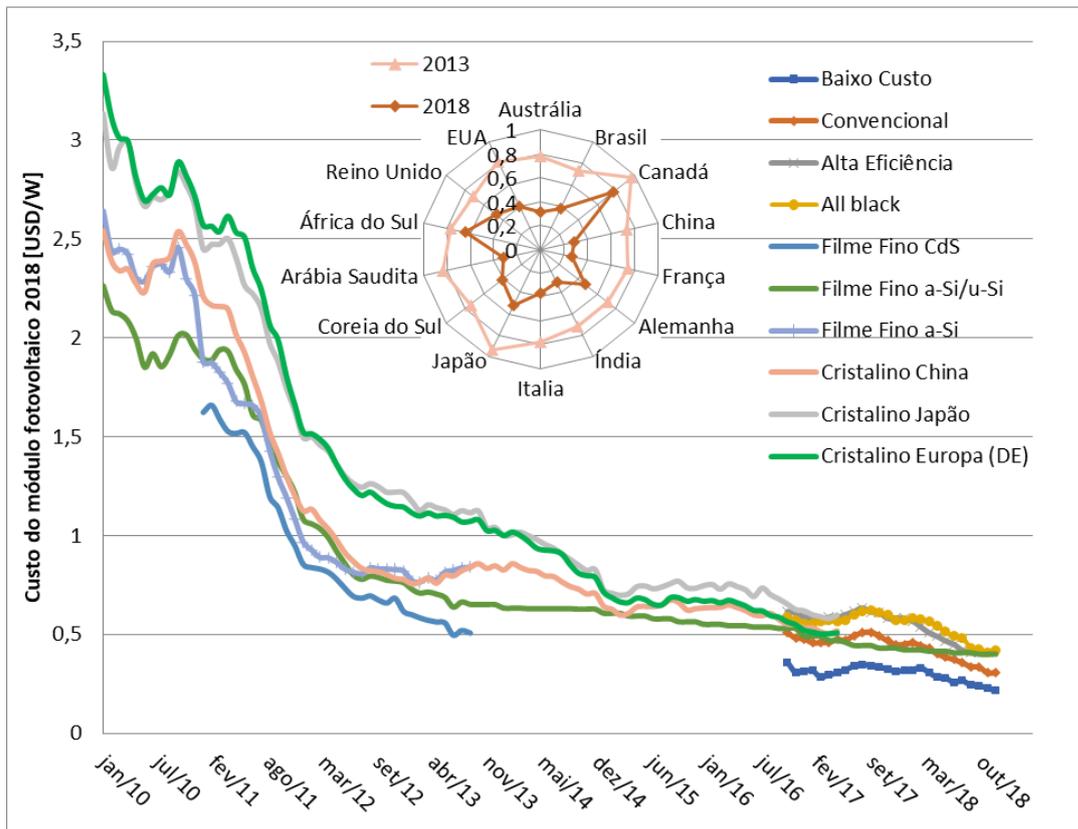
Por fim, o sexto capítulo trabalha nas conclusões e expõe as recomendações pertinentes para próximos trabalhos.

## 2 Energia Solar Fotovoltaica: Panorama

Este capítulo visa realizar uma análise documental, relatando o atual cenário de progresso do mercado e tecnologia da energia solar fotovoltaica no Brasil e no mundo, assim como revelar as atuais soluções que estão sendo desenvolvidas e aprimoradas para mitigar sua incerteza e variabilidade.

### 2.1 Setor Fotovoltaico no Mundo

A energia solar fotovoltaica é considerada a energia com maior potencial de geração de energia elétrica (HOOGWIJK; GRAUS, 2008). A indústria PV sofreu uma mudança radical nos últimos 20 anos, o volume de produção de energia solar fotovoltaica aumentou com uma taxa de crescimento anual superior a 40%, o que torna a indústria uma das que mais crescem no mundo (PHILIPPS; WARMUTH, 2020). Até 2006, a produção de células solares era dominada pelo Japão e pela Europa. Após o rápido aumento da produção anual na China e Taiwan desde 2006, surgiu uma nova tendência em 2014 para aumentar rapidamente as capacidades de produção em outros países asiáticos, como Índia, Malásia, Tailândia, Filipinas ou Vietnã (JÄGER-WALDAU, 2019). Os preços dos módulos fotovoltaicos solares caíram cerca de 90% desde o final de 2009 (IRENA, 2019a). No final de 2018, os preços dos módulos na Europa variaram de US\$ 0,22 / W para módulos de "baixo custo" a US\$ 0,42 / W para tecnologias "all-black". Com o dobro do preço, a tecnologia "all-black" tem um design arrojado por ser todo da cor preta, porém não oferece nenhuma vantagem técnica (IRENA, 2019a). Os preços dos módulos fotovoltaicos caíram rapidamente entre 2010 e 2013, e continuaram caindo entre 2013 e 2018, com declínios anuais médios entre 34% e 61% nos mercados em escala de gigawatt (IRENA, 2019a). A taxa global de capacidades recém-instaladas anuais, que foi de 7 GW em 2009, foi 5 vezes maior em 2013. O custo total médio ponderado global instalado de energia solar fotovoltaica em escala de utilidade caiu 74% entre 2010 e 2018 (IRENA, 2019a). Os custos instalados também convergiram mais perto da média, caindo dos US\$ 3.300-7.900 / kW em 2010 para US\$ 800-2.700 / kW em 2018 (IRENA, 2019a). Os custos de investimento médio em projetos fotovoltaicos de grande escala também caíram de US\$ 4.621 / kW para US\$ 1.210 / kW, refletindo uma queda global que fica entre 66% e 84% entre 2010 e 2018 (IRENA, 2019a).

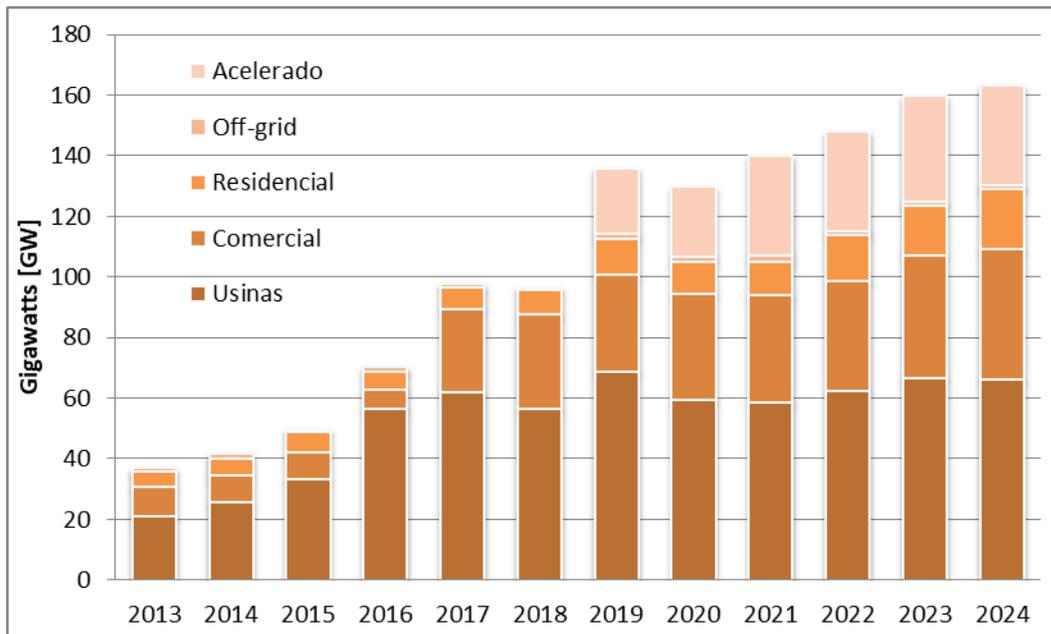


**Gráfico 4 - Preço médio dos módulos fotovoltaicos por tecnologia ao longo dos anos e a evolução do preço de 2013 para 2018 nos principais países em USD/W (IRENA, 2019a).**

O crescimento recorde da capacidade de energia solar fotovoltaica instalada tem sido o principal foco das energias renováveis, uma vez que os preços caíram drasticamente desde 2010. Nos últimos 10 anos a taxa de crescimento anual de instalações fotovoltaicas foi de 35% (PHILIPPS; WARMUTH, 2020). E 2017, quase 100 gigawatts (GW) de capacidade fotovoltaica foram instalados em aproximadamente 110 países (REN21, 2018). Em 2018, novas adições ficaram um pouco acima de 100 GW e após um ano de demanda estável, o mercado de energia solar fotovoltaica aumentou 12% em 2019 para um recorde de 115 GW, atingindo um total de 627 GW (REN21, 2019, 2020). Em 2017, a China ultrapassou a União Europeia em termos de capacidade total instalada de energia fotovoltaica. Com mais de 44 GW adicionados, atingiu uma capacidade total de energia fotovoltaica instalada de 175 GW ou 34% da capacidade de energia solar fotovoltaica em todo o mundo no final de 2018 (JÄGER-WALDAU, 2019). A União Europeia segue com uma energia fotovoltaica instalada cumulativa de 117 GW ou 23% da capacidade global. Isso está abaixo da participação de 66% em 2012, quando a energia solar fotovoltaica instalada cumulativa havia chegado a 100 GW em todo o mundo (JÄGER-WALDAU, 2019).

Na principal previsão de casos da IEA (Agencia Internacional de Energia), a capacidade total instalada de energia fotovoltaica atinge quase 1 terawatt (TW), ou seja, 1 000 GW, até 2023, ou já até 2022 no caso acelerado, o que elevaria em 2024 a cerca de 1 375 GW (IEA, 2019). Os sistemas distribuídos representam quase metade do crescimento da capacidade fotovoltaica até 2024, com projetos

comerciais e industriais de grande escala representando 70%, sistemas residenciais 28% e instalações off-grid 2%.



**Gráfico 5 - Adicional global de energia solar fotovoltaica por ano para cada segmento** (IEA, 2019).

A energia solar fotovoltaica se tornou a tecnologia de energia que mais cresce no mundo, com mercados em escala de gigawatts em um número crescente e está começando a desempenhar um papel importante na geração de energia elétrica em muitos países. A demanda por energia solar fotovoltaica está se espalhando e se expandindo, à medida que se torna a opção mais competitiva para a geração de eletricidade em um número crescente de mercados - para aplicações residenciais e comerciais e cada vez mais para projetos em larga escala - mesmo sem contabilizar os custos externos de combustíveis fósseis. Em 2018, 11 países adicionaram mais de 1 GW de nova capacidade durante o ano, contra 9 países em 2017 e 7 países em 2016, e os mercados ao redor do mundo começaram a contribuir significativamente para o crescimento global. Até o final de 2018, pelo menos 32 países tinham uma capacidade cumulativa de 1 GW ou mais, contra 29 países um ano antes (MASSON; BRUNISHOLZ, 2019).

A energia solar fotovoltaica já desempenha um papel significativo e crescente na geração de eletricidade em vários países. Em 2018, representou 12,1% da geração total em Honduras e participações substanciais também na Itália (quase 8,2%), Grécia (8,2%), Alemanha (7,7%) e Japão (6,5%). Até o final de 2018, havia capacidade suficiente em operação em todo o mundo para produzir perto de 640 TWh de eletricidade por ano, ou cerca de 2,4% da geração global anual de eletricidade (REN21, 2019). Ainda existem desafios a serem enfrentados para que a energia solar fotovoltaica se torne uma importante fonte de eletricidade para a maioria dos países, incluindo políticas e instabilidade regulatória, desafios financeiros e de bancabilidade e a necessidade de integrar a energia solar fotovoltaica nos mercados e sistemas de eletricidade de maneira justa e sustentável.

Diversos países vêm adotando políticas de modo a alocar propostas de PPAs (Contratos de Compra de Energia) para projetos fotovoltaicos de grande escala. O valor desses PPAs alcançou níveis baixos recordes em 2019 (GREENER, 2020b). Esses níveis são suficientemente baixos para serem mencionados, uma vez que se aproximam ou, em muitos casos, ficam abaixo do preço do atacado de eletricidade em vários países. Embora essas propostas não representem a maioria dos projetos fotovoltaicos, eles demonstraram a capacidade da tecnologia fotovoltaica de fornecer eletricidade extremamente barata. O recorde mais recente foi de 17,5 USD / MWh para projetos fotovoltaicos no Brasil, 18,2 USD / MWh em Portugal e 24,4 USD / MWh na Tunísia a serem construídos nos próximos anos, sob condições específicas (MASSON; KAIZUKA, 2019). Muitas outras propostas vencedoras atingiram globalmente um nível abaixo de 40 USD / MWh. PPAs baixos foram concedidos em 2018 nos EUA, mas com a ajuda do crédito tributário. Na Europa, projetos vinculados a licitações representam as instalações fotovoltaicas mais competitivas e sua participação está crescendo à medida que mais e mais segmentos do mercado estão mudando para esse tipo de aquisição.

A geração distribuída (GD) de energia são fontes de energia pequenas ou médias que estão principalmente conectadas aos níveis mais baixos de tensão do sistema (rede de distribuição), próximos aos usuários finais. No contexto da energia solar fotovoltaica, na maioria dos casos, a GD vem de usinas conectadas a baixas e médias tensões, como painéis fotovoltaicos nos telhados ou condomínios solares. A implantação de sistemas fotovoltaicos solares no telhado aumentou significativamente nos últimos anos, assim como o armazenamento distribuído, em grande parte graças às políticas de suporte, principalmente “net-metering” e incentivos fiscais, e queda de custos. Por exemplo, sistemas híbridos de GD permitem que os consumidores armazenem a eletricidade gerada pelos painéis no telhado e consumam mais tarde, quando necessário, ou a vendam para a rede. Em 2018, as adições de capacidade da GD totalizaram 41 GW (IEA, 2019). A China representa o principal mercado solar não apenas na Ásia, mas também no mundo, com a GD contribuindo com 47% da capacidade instalada em 2018. A GD também tem crescido na Índia, onde a capacidade instalada no telhado atingiu 6 GW em 2018, representando a adição de mais de 2,5 GW em relação ao ano anterior (MICHAEL SCHMELA, 2019). Esse aumento, no entanto, é marginal quando comparado às instalações em grande escala na Índia, que representavam 82% da capacidade instalada cumulativa, enquanto a GD representava apenas 10%. A Coreia do Sul, que fez da expansão da produção de energia distribuída uma meta política para seu planejamento energético, devido principalmente a problemas relacionados ao terreno montanhoso, o que dificulta o desenvolvimento de grandes usinas fotovoltaicas. O plano nacional de energia visa aumentar a geração de energia distribuída para atingir 18,4% da geração total até 2030, em comparação com os atuais 11,2% (MICHAEL SCHMELA, 2019). Na América Latina, o México testemunhou um forte crescimento da capacidade solar instalada, também graças a um “boom” na GD. Atualmente são mais de 100.000 telhados solares em residências e edifícios industriais e comerciais. A competitividade da energia solar distribuída é sustentada por seus baixos custos de instalação e economia de até 95% ao mês nas tarifas de eletricidade pagas pelos usuários (MICHAEL SCHMELA, 2019). O investimento global em GD de pequeno e médio porte (menores que 1 megawatt) totalizou US\$ 36,3 bilhões em 2018, uma queda de 15% em relação aos níveis de 2017. Enquanto Alemanha, Austrália, Índia, Japão e Holanda mantiveram mercados significativos em mais

de US\$ 1 bilhão cada, os Estados Unidos, que é o maior mercado de energia solar em pequena escala, testemunhou uma queda de 15% ao ano para US\$ 8,9 bilhões (REN21, 2019).

Existem vários modelos de GD cada vez mais sendo aplicados de forma global. Por exemplo, a *sonnenCommunity* é uma plataforma de compartilhamento de eletricidade na Alemanha que consiste em cerca de 10.000 clientes com geração solar fotovoltaica, armazenamento de bateria ou ambos. A plataforma foi lançada em 2015 principalmente para o comércio ponto a ponto como uma usina virtual (VPP), mas a partir de 2017 o VPP tornou-se disponível na rede elétrica para fornecer serviços de rede, como regulação de frequência. Comparado a alternativas, como *pumped-storage hydro (PSH)*, esse recurso de armazenamento “virtual” distribuído pode reagir muito rapidamente (em segundos), tornando-o um ótimo provedor de serviços de frequência primária para operadores de rede. Uma pequena parte desse armazenamento é disponibilizada à rede elétrica alemã. Isso reduz tanto a variabilidade na geração renovável quanto os altos custos com requisitos de expansão de rede (IRENA, 2019b).

## 2.2 Setor Fotovoltaico no Brasil

O setor fotovoltaico brasileiro iniciou seu estágio de maturidade a partir da Resolução Normativa (RN) nº 482, publicada pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) no dia 17 de abril de 2012. Esta resolução estabeleceu as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, juntamente com o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE). De 2012 para cá, a RN 482 passou por duas revisões, em 2015 e 2017, que deram origem às RN 687 e 786 (ANEEL, 2017b).

O ano de 2014 também foi considerado um marco histórico para o setor fotovoltaico brasileiro com o 6º Leilão de Energia de Reserva (LER), representando a primeira contratação da fonte em um leilão federal de energia elétrica no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) totalizando 744,9 MW de potência dos projetos contratados. Apesar disso, foi só em 2015 que a ANEEL publicou a RN nº 676, substituída em 2020 pela RN nº 876, que estabelece os requisitos necessários à outorga de autorização para exploração e alteração da capacidade instalada de centrais geradoras fotovoltaicas acima de 5 MW (ANEEL, 2020b). A partir disso, a fonte também participou do 7º e 8º LER em 2015, contratando 833,8 MW e 929,3 MW respectivamente. Em 2017 foi a vez da energia também entrar no 25º Leilão de Energia Nova (LEN) A-4 com 574 MW contratados, e em sequência LEN A-4 2018, LEN A-4 2019 e LEN A-6 2019, contratando 806,4 MW, 203,7 MW e 530 MW respectivamente. Apesar do montante de contratações, até março de 2020 tem-se 2,57 GW em operação, 416 MW em construção e 1,4 GW de construções ainda não iniciadas (GREENER, 2020b).

O setor solar fotovoltaico deu um salto marcante de 93 MW em 2016 para 1.159 MW em 2017 de potência instalada. Desses 1.159 MW apenas 16% de GD, refletindo que o mercado ainda tinha muita capacidade de expansão. Até fevereiro

de 2020, foram contabilizados um total de 4.899 MW de potência instalada, sendo e 2.673 MW de geração centralizada (GC) e 2.226 MW de GD, representando um forte crescimento no mercado de GD que já equivale a 45%. São mais de 240 mil unidades consumidoras (UC) se beneficiando da GD (ABSOLAR, 2020). Entre 2012 e 2019, o setor gerou mais de 130 mil empregos.

Uma demanda maior por equipamentos, um mercado mais consolidado e grande concorrência entre empresas, permitiu que os preços para os projetos caíssem de forma rápida nos últimos anos. No ACR em 2015 os preços dos projetos contratados ficaram na casa dos R\$300/MWh e foram decaindo até que em 2019 chegou a um preço recorde a nível mundial de R\$ 67,48/MWh, em função de uma baixa contratação e alta competitividade. Cerca de R\$10,6 bilhões foram demandados até 2019 pelos projetos solares e outros R\$ 9,5 bilhões deverão ser investidos até 2025, acrescidos aos investimentos dos futuros leilões (GREENER, 2020b). Como mostrado no Gráfico 6, na GD não foi diferente, os preços para o cliente final de instalação de um sistema caíram de R\$5,60 a 10,45/Wp em 2016 para cerca de R\$3,08 a 6,06/Wp em 2020, dependendo do porte do projeto, significando uma redução média de 86%. O mercado de integradores fotovoltaicos atinge 12.500 de empresas ativas, somando 1,39GW em sistemas fotovoltaicos conectados apenas em 2019, um investimento superior a R\$6 bilhões para atender a GD. (GREENER, 2020a). Apesar da redução dos preços dos sistemas fotovoltaicos ao cliente final, o desembolso inicial é considerado elevado, sendo apontado como um dos principais entraves para a aquisição de um sistema fotovoltaico. Taxas de juros mais baixos continuam sendo fator fundamental, porém a simplicidade e flexibilidade na aprovação do crédito são fatores relevantes para alavancar o volume de financiamentos no setor.

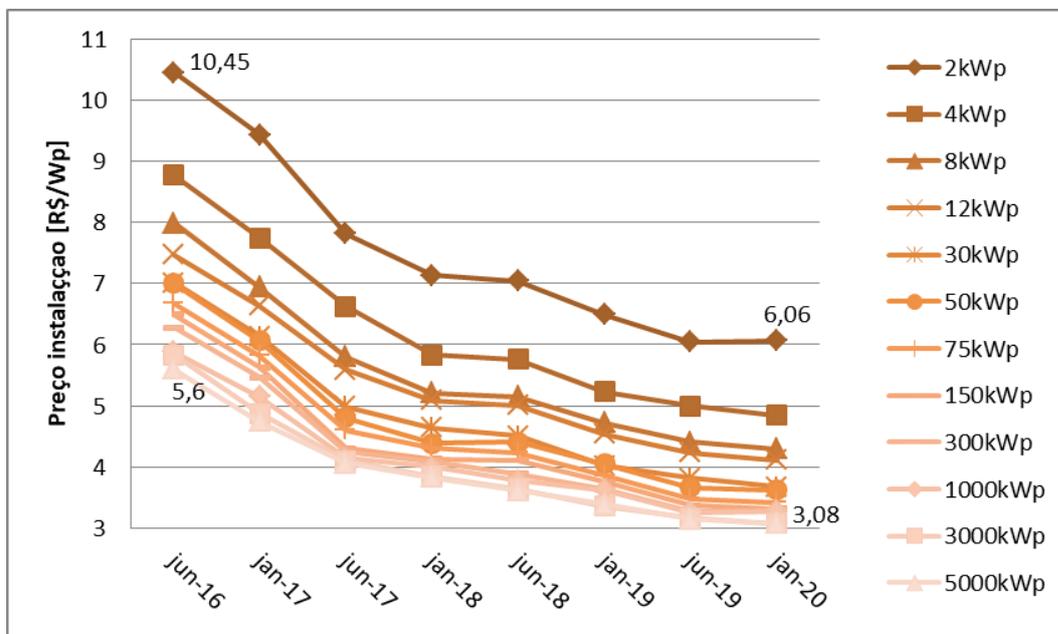


Gráfico 6 - Evolução de preço de instalação de sistema solar fotovoltaico com estrutura de telhado por faixa de potência (GREENER, 2017, 2020b).

A expansão da GC não se baseia única e exclusivamente em leilões regulados. Há também o ACL (Ambiente de Contratação Livre) ou mercado livre de energia. Com a penetração da energia solar no ACL, começa-se a experimentar um ambiente de crescimento econômico mais pujante, dinâmico e liberalizado. Neste ambiente, vê-se cada vez mais, grandes clientes do mercado livre, industriais e comerciais, reduzindo sua capacidade ociosa de produção e partindo para uma contratação de energia elétrica que garanta a seus negócios maior competitividade e sustentabilidade no médio e longo prazo. De acordo com um estudo da CELA (Clean Energy Latin América) realizado em 2020, foram analisados 58 contratos de energia solar no mercado livre, apontando um somatório de 6,3 GWp de capacidade instalada. Desse total, 27 contratos já estão assinados, somando 2,3 GWp de capacidade ou 672,4 MW médios em energia vendida (CANALENERGIA, 2020).

Apesar dos números promissores e evolução do setor elétrico para GD solar fotovoltaica, o mercado se vê ameaçado por mudanças previstas para o final do ano de 2020. Em 2018, iniciou-se um novo processo de revisão que ainda está em curso e pretende afetar negativamente o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE). Em seu modelo atual, a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa dessa mesma unidade consumidora ou de outra unidade consumidora de mesma titularidade. Esse sistema é também conhecido pelo termo em inglês “net metering”. Quando a geração for maior que o consumo, o saldo positivo de energia poderá ser utilizado para abater o consumo em outro posto tarifário ou na fatura do mês subsequente. Os créditos de energia gerados continuam válidos por 36 meses. Há ainda a possibilidade do consumidor utilizar esses créditos em outra unidade (desde que as duas unidades consumidoras estejam na mesma área de concessão e sejam do mesmo titular).

As discussões sobre as mudanças regulatórias na RN 482 se iniciaram com publicação da Nota Técnica 062/2018 em maio de 2018 pela ANEEL. Esta teve como objetivo a abertura de Consulta Pública (CP) 010/2018 para o recebimento de contribuições visando o aprimoramento das regras aplicáveis à micro e minigeração. Com a análise das contribuições recebidas pela CP 010/2018 foi elaborado Relatório de Análise de Impacto Regulatório (AIR) 004/2018 pela ANEEL, revelando 5 diferentes alternativas para alteração do SCEE, fora a alternativa 0 que mantém o sistema atual. Em janeiro de 2019, foi iniciada a segunda etapa desse processo, com abertura da Audiência Pública nº 001/2019 e divulgação dos resultados preliminares da AIR, produzida a partir da coleta de contribuições da CP 010/2018. No dia 15 de outubro de 2019, a ANEEL realizou sua 38ª reunião ordinária de diretoria, para deliberar a abertura de consulta pública com vistas a colher subsídios para o aprimoramento das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída (GD). A diretoria, por unanimidade, decidiu instaurar CP 025/2019 com o objetivo de discutir a minuta de um novo marco regulatório para a GD.

O mercado de GD recebeu com grande surpresa a proposta de minuta, divulgada após a reunião do dia 15 de outubro. A metodologia anteriormente

utilizada pela Aneel para a elaboração da AIR e dos diferentes cenários de modelagem regulatória foi abandonada pela agência. Em seu lugar, a Aneel propôs, unilateralmente, novas premissas e métodos de análise, com novas planilhas de cálculo e novos parâmetros matemáticos. Outro ponto que causou estranheza ao setor é o fato de a diretoria da Aneel ter limitado o prazo de para o envio de contribuições pela sociedade à CP 025/2019 em apenas 45 dias, em vez de 90 dias, como feito na etapa anterior.

A última proposta para revisão da RN 482 sugerida pela ANEEL pretende que os consumidores que possuem sistema de mini e microgeração permaneçam com o faturamento da regra em vigor até o ano de 2030. Os consumidores que realizarem o pedido da instalação de geração distribuída após a publicação da norma, passam a pagar o custo da rede (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) - Fio B e Fio A). Em 2030, ou quando atingido uma quantidade de GD pré-determinada em cada distribuidora, esses consumidores passam a compensar a componente de energia da Tarifa de Energia (TE), e pagam além dos custos de rede, os encargos. A Figura 2 mostra a composição aproximada da tarifa de energia elétrica no Brasil.

COMPOSIÇÃO TARIFA BASE DE ENERGIA					
TE		TUSD			
ENERGIA	ENCARGOS	FIO A	FIO B	ENCARGOS	PERDAS
38%	12%	6%	28%	8%	8%

**Figura 2 – Composição aproximada da tarifa de energia elétrica base determinada pela ANEEL.**

No caso da geração remota, a proposta prevê dois cenários. Os consumidores que já possuem GD continuam com as regras atualmente vigentes até o final de 2030. E os novos pedidos de acesso após a publicação da norma, prevista para 2020, passam a pagar custos de rede e encargos, também compensando a componente de energia da Tarifa de Energia.

A proposta desagradou não só o segmento, mas também grande parte da população que aderiu a uma movimentação contra as medidas de “taxa a energia solar”. As associações ligadas ao setor de energia solar buscaram representação no Congresso e no Governo Federal para pressionar a ANEEL, gerando uma grande discussão no congresso. No dia 7 de janeiro 2019 a ANEEL paralisou a análise da revisão por tempo indeterminado. Até agosto de 2020, existem dois projetos de lei em pauta na câmara: o projeto de lei 2215/2020, do dep. Beto Pereira que propõe alterar o SCEE, e a revisão do Código Brasileiro de Energia Elétrica (CBEE), proposta pelo deputado Lafayette de Andrada. Apesar da forte incerteza do mercado, as possíveis mudanças no modelo de tarifação, em muitos casos, acelerou a decisão de compra pelo consumidor, sendo um importante mecanismo para impulsionar os volumes de crescimento no 2º Semestre/ 19 (GREENER, 2020a).

## 2.3 Visão Geral dos Avanços da Tecnologia

A eficiência recorde das células fotovoltaicas em laboratório é de 26,7% para a tecnologia mono-Si e 23,2% para a tecnologia poly-Si. Já em tecnologia de filme fino (“thin film”) é 23,4% para células de Cobre-Índio-Gálio-Selênio (CIGS) e 21% para células de telureto de cádmio (CdTe). No laboratório, as células solares multi-junção atingem hoje uma eficiência de 47,1% com concentração e 38,8% sem concentração. Também é preciso dar atenção a tecnologias emergentes de células fotovoltaicas como de perovskita (PSC), pontos quânticos (QDSC) e orgânica (OSC), que tiveram suas eficiências com uma elevação considerável nos últimos anos, chegando a 21,6%, 17,4% e 13,5% respectivamente (NREL, 2020).

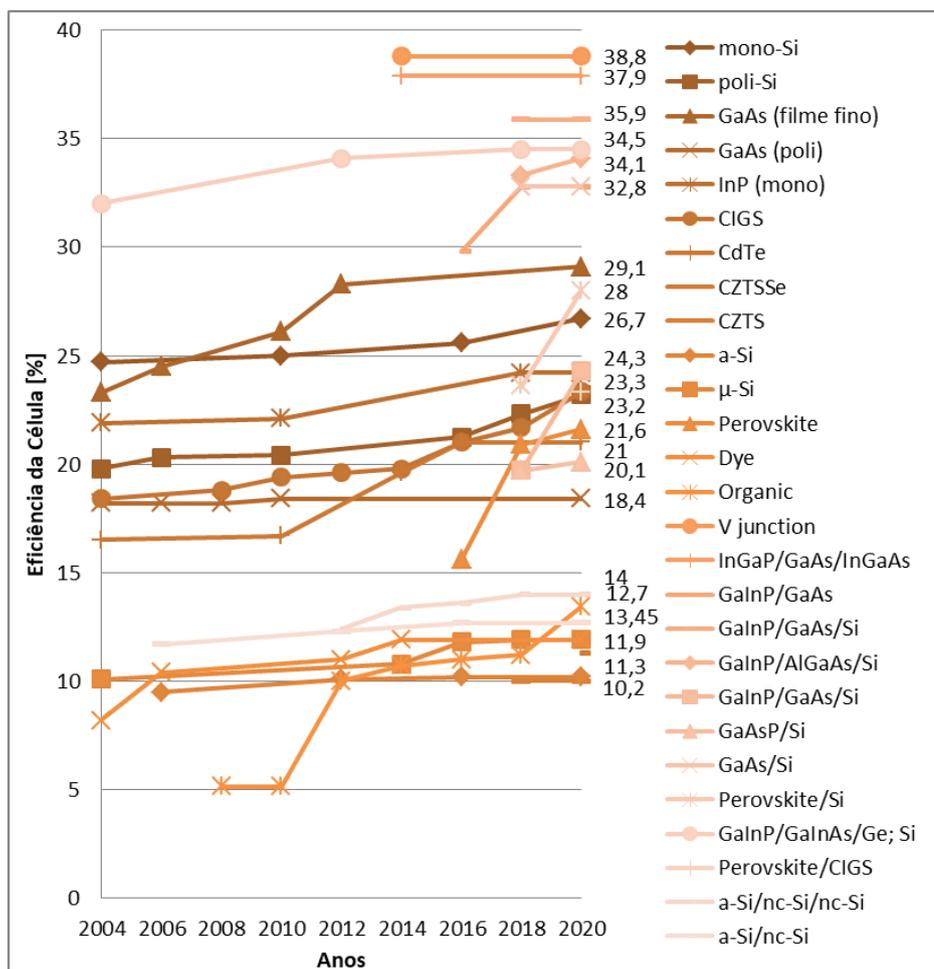


Gráfico 7 - Recorde de eficiência de acordo com tecnologia de célula fotovoltaica ao longo dos anos (NREL, 2020).

Há diversas tecnologias de células solares, porém a tecnologia de silício domina o mercado compondo cerca de 95% da produção de módulos fotovoltaicos seguida da de filme fino com cerca de 5% dessa fatia (PHILIPPS; WARMUTH, 2020). Apesar das tecnologias emergentes ainda não ocuparem uma fatia expressiva do mercado, já existe produção comercial, porém com aplicações

específicas. Nos últimos 10 anos, a eficiência média dos módulos comerciais de silício aumentou de cerca de 12% para 19%. Ao mesmo tempo, a eficiência dos módulos de filme fino CdTe aumentou de 9% para 18% (PHILIPPS; WARMUTH, 2020).

As melhorias no desempenho do módulo são importantes não apenas para reduzir o custo dos painéis por watt, mas também contribuem para reduzir os custos dos outros componentes de um sistema fotovoltaico (BOS). Módulos mais eficientes levam a menos módulos necessários para um determinado tamanho de sistema, portanto, menos componentes BOS são necessários, menos espaço no terreno e custo com mão de obra reduzido, o que ajuda a diminuir o custo nivelado de eletricidade (LCOE) para todo o sistema. Outro ponto que também contribui é que o uso de material para células de silício foi reduzido significativamente nos últimos 13 anos, de cerca de 16g/Wp para cerca de 4g/Wp devido ao aumento da eficiência, wafers e fios mais finos, além de lingotes maiores (PHILIPPS; WARMUTH, 2020).

A tendência do uso da tecnologia de células monocristalinas é um fator cada vez mais importante quando se trata de aumentar a eficiência média. Em particular, as células PERC (*Passivated Emitter and Rear Cell*) estão se tornando uma tecnologia convencional, representando metade da produção global de células em 2019, em comparação com apenas 14% em 2016 (IHS-MARKIT, 2019). A possibilidade de módulos com mais de 400 Watt (Wp) usando células PERC do tipo p atingirem a produção em massa nos próximos anos, já são uma realidade. Até o momento, essas classificações de potência eram alcançáveis apenas usando tecnologias de células do tipo n, com um custo de produção mais alto e compõem uma parcela menor da indústria, mas os desenvolvimentos de novas tecnologias com células do tipo p já quebraram a marca dos 400 Wp em 2020. Longi, Jinko Solar, Canadian Solar e outros fabricantes de primeira linha já estão fabricando produtos que atingem esse nível, por meio de diferentes combinações de tecnologia, incluindo meias células e tamanhos de células e módulos um pouco maiores, em alguns casos. Muita pesquisa e desenvolvimento estão sendo realizados nos dois tipos de células solares; procurando maneiras de melhorar a eficiência das células solares do tipo p e reduzir o custo de fabricação de células solares do tipo n. O *International Technology Roadmap for Photovoltaic* (ITRPV, 2019) prevê que a participação de mercado do mono c-Si do tipo p será de cerca de 30% até 2028, enquanto o mono c-Si do tipo n aumentará para cerca de 28%, partindo de apenas 5% em 2017. Isso em resposta à demanda do setor por mais módulos de alta eficiência, logo há a expectativa de novas tendências de painéis com células do tipo n. A produção de módulos bifaciais para projetos em grande escala é mais um desenvolvimento que ajuda a indústria superar a marca dos 400 Wp. No entanto, não se prevê um crescimento significativo de produtos bifaciais em 2020, enquanto mais projetos-piloto não forem instalados e um melhor histórico for estabelecido para proporcionar segurança para instituições financeiras investirem na tecnologia.

## 2.4 Variabilidade e Incerteza

Um desafio para a adoção generalizada de energia solar fotovoltaica é a dificuldade de integrar grandes quantidades de geração de energia solar à rede elétrica. Esta dificuldade surge porque, o recurso solar é extremamente variável por sua natureza flutuante, exibindo padrões diários e sazonais que são bastante imprevisíveis e intermitentes, se traduzindo em mudanças potencialmente rápidas na produção de eletricidade. Esta variabilidade do recurso solar explica porque a energia fotovoltaica não é despachável. Sua geração é conduzida pela insolação e não pode ser intencionalmente ajustada para cima ou para baixo.

Além disso, há uma incapacidade de prever perfeitamente a produção futura de fontes de energia solar. Esta incerteza é devida a forte dependência de variáveis climáticas que se alteram ao longo do tempo e revelam um problema que é parcialmente solucionado utilizando-se médias de valores climáticos obtidos nos últimos anos de medição, criando anos meteorológicos típicos. Porém, ainda com os métodos utilizados hoje, revelam um erro significativo na previsão de geração.

Atender aos ditames da segurança energética e da redução das emissões de  $CO_2$ , mediante a ampliação da participação das Energias Renováveis Variáveis (ERVs) como a solar fotovoltaica, constitui o maior desafio do setor elétrico desde o seu nascimento no final do século XIX. Em essência, manter o equilíbrio de oferta e demanda torna-se mais um desafio. A intermitência da geração de energia solar fotovoltaica requer um operador de sistema para manter a geração despachável em reserva para tanto preencher quedas imprevistas na produção de energia solar fotovoltaica ou reduzir a produção quando a produção de energia solar fotovoltaica é inesperadamente elevada.

São necessários sistemas de energia mais flexíveis e integrados para maximizar o valor das ERVs de baixo custo, ou seja, solar e eólico. Flexibilidade é a capacidade de um sistema de energia lidar com a variabilidade e incerteza que as energia solar e eólica introduzem em diferentes escalas de tempo, do muito curto ao longo prazo, evitando o corte de energia proveniente dessas ERVs e suprir, de forma confiável, toda a demanda de energia (IRENA, 2019b). As inovações para solução desse problema giram basicamente em quatro dimensões:

Em primeiro lugar, tecnologias facilitadoras: tecnologias que desempenham um papel fundamental na facilitação da integração de energia renovável. Neste grupo, são incluídas as tecnologias de armazenamento de energia que é sem dúvida a grande barreira atualmente. Inclui-se também tecnologias que facilitam a eletrificação de outros setores como carros e aquecedores elétricos. É também possível citar tecnologias digitais como inteligência artificial, blockchain e internet das coisas, que colaboram para modelos inovadores e redes inteligentes, constituindo novas maneiras de gerenciamento da geração.

Em segundo, modelos de negócios: modelos inovadores que criam oportunidades de negócios para novos serviços, aprimorando a flexibilidade do sistema e incentivando uma maior integração de tecnologias de energia renovável. Incluem-se modelos que empoderam consumidores a se tornarem participantes mais ativos desse mercado como, agregadores, comerciantes de eletricidade ponto a ponto e utilizarem energia como serviço;

Mercados inovadores: novas estruturas de mercado e mudanças na estrutura regulatória para incentivar a flexibilidade e valorizar os serviços necessários em um sistema de energia renovável, estimulando novas oportunidades de negócios como: novas regulamentações nos mercados atacadistas que incentivam a flexibilidade dos participantes do mercado e alterações regulatórias e de design no mercado de varejo que estimulam a flexibilidade do lado do consumidor / prosumidor.

E por último, na operação do sistema: maneiras inovadoras de operar o sistema elétrico, permitindo a integração de maiores participações na geração ERVs: novas funções dos operadores de sistemas de distribuição, cooperação entre operadores de sistemas de transmissão e distribuição, previsão avançada da geração variável de energia renovável, linhas de energia virtuais, linhas de distribuição de energia dinâmicas, dentre outras inovações que estão sendo aplicadas.

### 3 Fundamentos Teóricos da Energia Solar

Este capítulo visa traspor alguns conceitos essenciais para o entendimento do recurso solar advindo do sol e compreender o processo de conversão em energia elétrica por um sistema solar fotovoltaico. Mais adiante no capítulo 4 alguns destes conceitos são aprofundados para entendimento do modelo matemático utilizado no simulador desenvolvido.

#### 3.1 Radiação Solar no Espaço

O Sol é uma esfera quente de gás cujas temperaturas internas atingem mais de 20 milhões de Kelvin devido a reações de fusão nuclear no núcleo do Sol, que convertem hidrogênio em hélio. Esta convenção se da quando dois prótons de hidrogênio se fundem em uma partícula alfa (um núcleo de hélio), liberando dois pósitrons, dois neutrinos e energia. A radiação do núcleo interno não é visível, pois é fortemente absorvida por uma camada de átomos de hidrogênio mais próxima da superfície do sol. Como mostrado da Figura 3, o calor é transferido através desta camada por convecção.

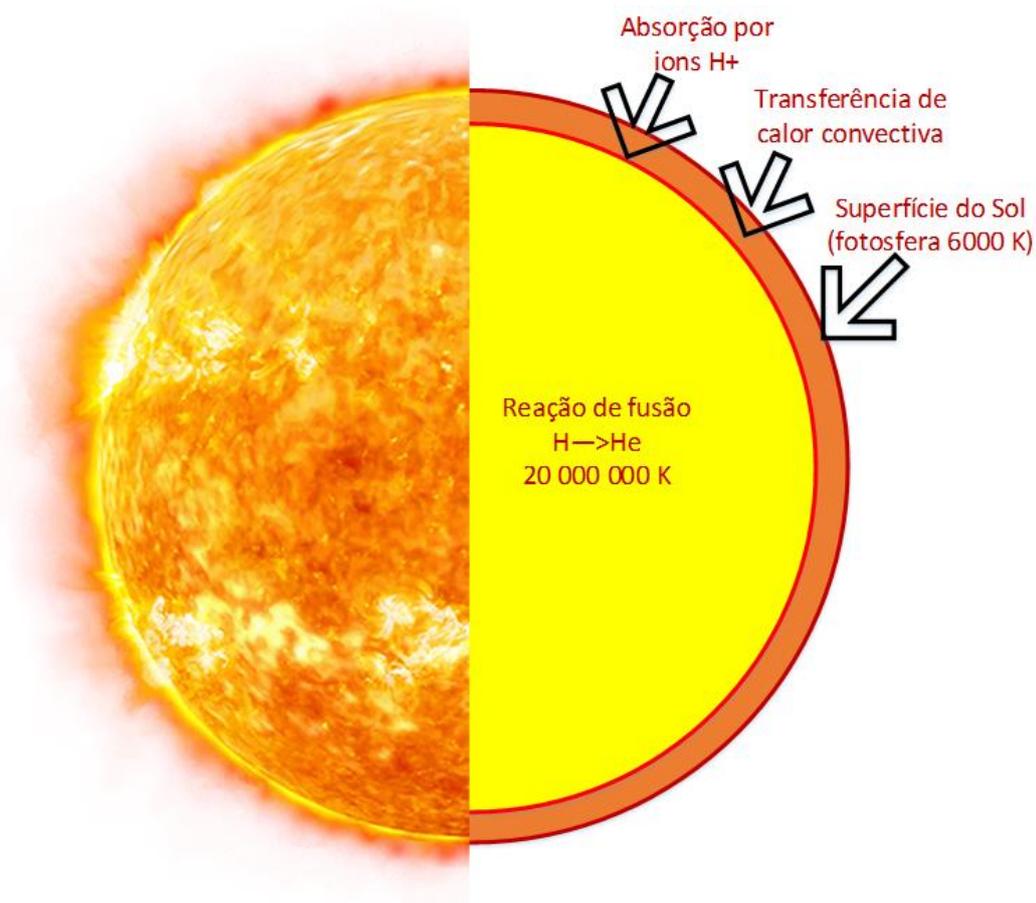


Figura 3 - Representação gráfica do Sol.

A superfície do Sol, chamada fotosfera, está a uma temperatura de cerca de 6000 K e se aproxima de um “corpo negro”. Por simplicidade, o espectro de

6000 K é comumente usado, mas temperaturas de  $5730 \pm 90$  K também foram propostas como um ajuste mais preciso ao espectro do sol. Os astrônomos usam 5778 K ao classificar o sol como uma estrela.

Um corpo negro absorve toda a radiação incidente em sua superfície e emite radiação com base em sua temperatura. Os corpos negros derivam seu nome do fato de que, se eles não emitem radiação na faixa visível, eles aparecem pretos devido à absorção completa de todos os comprimentos de onda. Para a energia fotovoltaica, o que interessa do corpo negro são as fontes que emitem luz na região visível. A irradiância espectral de um corpo negro é dada pela lei de radiação de Planck, mostrada na seguinte equação:

$$F(\lambda) = \frac{2\pi hc^2}{\lambda^5 \left( e^{\left(\frac{hc}{k\lambda T}\right)} - 1 \right)} \quad (3.1.1)$$

onde  $\lambda$  é o comprimento de onda da luz em micrometro,  $T$  é a temperatura do corpo negro em Kelvin,  $F$  é a irradiância espectral em  $Wm^{-2}\mu m^{-1}$ ,  $h$  é a constante de Planck,  $c$  é a velocidade da luz e  $k$  é a constante de Boltzmann.

A densidade total de energia emitida por uma fonte de luz pode ser calculada integrando a irradiância espectral em todos os comprimentos de onda ou energias

$$H = \int_0^{\infty} F(\lambda) d\lambda \quad (3.1.2)$$

Usando a equação acima, e uma temperatura de 5800 K, obtém-se uma luminosidade superficial de  $H_{sol} = 64 \times 10^6 W/m^2$ . A potência total emitida pelo sol é calculada multiplicando a densidade de potência emitida pela área de superfície do sol. O sol tem um raio de  $695 \times 10^6 m$ , dando uma superfície de  $6,07 \times 10^{18} m^2$ . Assim, a potência total do sol é  $64 \times 10^6 \times 6,07 \times 10^{18}$ , que é igual a  $3,9 \times 10^{26} W$ . Claramente, uma quantidade enorme de energia quando consideramos que o uso de energia do mundo inteiro está na ordem de apenas 18 TW ( $10^{12} watts$ ).

A potência total emitida pelo sol é composta não por um único comprimento de onda, mas por muitos comprimentos de onda e, portanto, parece branca ou amarela ao olho humano. Esses diferentes comprimentos de onda podem ser vistos passando a luz através de um prisma ou gotas de água no caso de um arco-íris. Diferentes comprimentos de onda aparecem em cores diferentes, mas nem todos os comprimentos de onda podem ser vistos, pois alguns são "invisíveis" para o olho humano.

Apenas uma fração da energia total emitida pelo sol colide com um objeto no espaço, pois a alguma distância do sol, a energia total do sol agora está espalhada por uma área de superfície no espaço muito maior e, portanto, a irradiância solar de um objeto no espaço diminui à medida que o objeto se afasta do sol.

A irradiância solar em um objeto a alguma distância  $D$  do sol é encontrada dividindo-se a potência total emitida pelo sol pela área da superfície sobre a qual a luz solar cai. A radiação solar total emitida pelo sol é dada por  $\sigma T^4$  multiplicado pela área da superfície do sol ( $4\pi R_{sol}^2$ ) onde  $R_{sol}$  é o raio do sol. A área de superfície sobre a qual a energia solar cai será de  $4\pi D^2$ . Onde  $D$  é a distância entre o objeto e o sol. Portanto, a intensidade da radiação solar,  $H_0$  em  $W/m^2$ , incidente em um objeto é:

$$H_0 = \frac{R_{sol}^2}{D^2} H_{sol} \quad (3.1.3)$$

Ou seja, a intensidade radiação solar em uma superfície no espaço cai com o quadrado da distância entre o centro do sol e a superfície. A Tabela 1 fornece valores padronizados para a radiação em cada um dos planetas. Estes valores são aproximados, pois a distância ao sol varia para cada planeta, pois as órbitas são elípticas e não lineares. Por exemplo, a distância entre o sol e a Terra é definida pela União Astronômica Internacional como  $149.597.870.700$  ( $149,5978707 \times 10^9$ ) metros, mas a distância real ao Sol varia de  $152,10 \times 10^9 m$  a  $147,10 \times 10^9 m$ .

**Tabela 1 - Distância média entre a superfície do Sol e planetas do sistema solar.**

Planeta	Distância [ $10^9$ m]	Irradiância Solar Média [ $W/m^2$ ]
Mercúrio	57	9116
Vênus	108	2611
Terra	150	1366,1
Marte	227	588,6
Júpiter	778	50,5
Saturno	1426	15,04
Urânio	2868	3,72
Netuno	4497	1,51
Plutão	5806	0,878

### 3.2 Radiação Solar Terrestre

Enquanto a radiação solar incidente na atmosfera da Terra é relativamente constante, a radiação na superfície da Terra varia amplamente devido a:

- Efeitos atmosféricos, incluindo absorção e dispersão;
- Variações locais na atmosfera, como vapor de água, nuvens e poluição;
- Latitude da localização;
- A estação do ano e a hora do dia.

Os efeitos acima têm vários impactos na radiação solar recebida na superfície da Terra. Essas mudanças incluem variações na potência total recebida, no conteúdo espectral da luz e no ângulo a partir do qual a luz incide na superfície. Além disso, uma mudança importante é que a variabilidade da radiação

solar em um local específico aumenta dramaticamente. A variabilidade se deve a efeitos locais, como nuvens e variações sazonais, além de outros efeitos, como a duração do dia em uma latitude específica. As regiões desérticas tendem a apresentar variações mais baixas devido a fenômenos atmosféricos locais, como as nuvens. Já as regiões equatoriais apresentam baixa variabilidade entre as estações.

A energia emitida pelo sol (aproximadamente 384,6 yotta watts) é praticamente invariável, estimada em cerca de 0,1% devido principalmente a variações associadas aos ciclos das manchas solares. Devido à excentricidade da órbita terrestre, no entanto, a constante solar varia cerca de 6,7% ao longo de um ano.

Os termos a seguir relacionados aos recursos solares são frequentemente encontrados na literatura e, portanto, uma definição de cada termo é fornecida aqui:

**Radiação solar:** Este termo é frequentemente usado de forma intercambiável com energia solar e irradiação e, menos comumente, insolação.

**Energia radiante, ou radiação:** Para os propósitos deste capítulo, é a quantidade de energia que emana do sol e geralmente é expressa em unidades de  $W/m^2$ . O sol irradia quase como um corpo negro, a uma temperatura efetiva de 5778 K. A energia radiante (às vezes chamada de intensidade radiante) diminui na taxa do quadrado inverso da distância da fonte.

**Irradiância:** é a densidade de potência incidente de radiação em uma superfície ou a taxa na qual a energia radiante incide em uma superfície, geralmente expressa em unidades de  $W/m^2$ . O símbolo  $G$  é usado para irradiância solar.

**Irradiação (ou insolação):** é a quantidade de energia solar (radiação), ou seja, a integral da irradiância que chega à superfície ao longo de um período de tempo especificado, geralmente expressa em unidades de  $J/m^2$ .

O símbolo  $H$  é usado para insolação por um dia. O símbolo  $I$  é usado para insolação por uma hora (ou outro período, se especificado). Os símbolos  $H$  e  $I$  podem representar feixe, difuso ou total e podem estar em superfícies de qualquer orientação. Os subscritos em  $G$ ,  $H$  e  $I$  são os seguintes:  $o$  refere-se à radiação no topo da atmosfera da Terra, denominada radiação extraterrestre;  $b$ ,  $d$  e  $g$  referem-se radiação direta, difusa e albedo (refletiva);  $T$  e  $n$  se referem à radiação em um plano inclinado e em um plano normal à direção de propagação. Se nem  $T$  nem  $n$  aparecerem, a radiação está no plano horizontal.

### 3.2.1 Radiação Solar Extraterrestre

A chamada radiação extraterrestre é calculada usando a densidade de potência radiante ( $H_{sol}$ ) na superfície do sol, o raio do sol ( $R_{sol}$ ) e a distância entre a terra e o sol. A irradiância solar calculada na atmosfera da Terra é de cerca de  $1,36 kW/m^2$ .

A densidade real de energia varia um pouco, pois a distância Terra-Sol muda à medida que a Terra se move em sua órbita elíptica ao redor do sol, e porque a energia emitida pelo Sol não é constante. A variação de energia devido à órbita elíptica é de cerca de 3,4%, com a maior irradiância solar em janeiro e a menor irradiância solar em julho. Essa variação pode ser contabilizada por uma equação simples amplamente utilizada na engenharia, ou um mais precisa desenvolvida por (SPENCER, 1971):

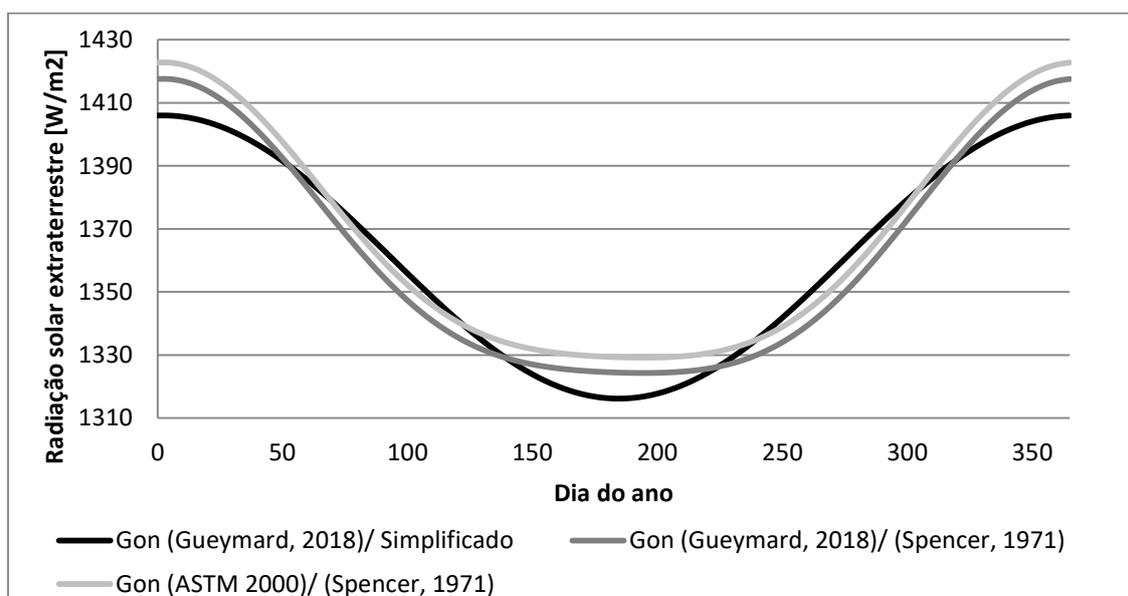
$$\frac{G_{o,n}}{G_{SC}} = \begin{cases} 1 + 0,033 \cos\left(\frac{360n}{365}\right) \\ 1,000110 + 0,034221 \cos B + 0,001280 \sin B \\ + 0,00719 \cos 2B + 0,000077 \sin 2B \end{cases} \quad (3.2.1)$$

onde  $G_{SC}$  é a constante solar e  $n$  é o dia do ano e  $B$  é dado pela seguinte equação:

$$B = (n - 1) \frac{360}{365} \quad (3.2.2)$$

Um valor de  $1366,1 \text{ W/m}^2$  para constante solar  $G_{SC}$  foi amplamente utilizada nos últimos 20 anos indicado pela (ASTM, 2000). Duffie & Beckman (DUFFIE, J. A.; BECKMAN, 2020) utilizam para fins de cálculo o valor de  $1367 \text{ W/m}^2$ . No entanto, Gueymard (GUEYMARD, 2018) examinou 42 anos de dados e recomenda um valor de  $1361,1 \text{ W/m}^2$  que será utilizado nesse trabalho.

O Gráfico 8 mostra como a radiação extraterrestre varia ao longo do ano pelas duas equações propostas, utilizando na equação de (SPENCER, 1971) duas constantes solares utilizadas hoje na literatura. É possível observar que há uma grande diferença de radiação para as duas equações, principalmente nos meses de Junho/ Julho e Dezembro/ Janeiro.



**Gráfico 8 - Comparação entre correlações para a variação da irradiância solar normal a superfície terrestre ao longo do ano com diferentes constantes solares adotadas na literatura.**

### 3.2.2 Efeitos Atmosféricos

Os efeitos atmosféricos têm vários impactos sob a radiação solar na superfície da Terra. Os principais efeitos para aplicações fotovoltaicas são:

- Redução na potência da radiação solar devido à absorção, dispersão e reflexão na atmosfera;
- Mudança no conteúdo espectral da radiação solar devido a uma maior absorção ou dispersão de alguns comprimentos de onda;
- Introdução de um componente difuso ou indireto na radiação solar;
- Variações locais na atmosfera (como vapor de água, nuvens e poluição) que têm efeitos adicionais no poder, espectro e direcionalidade.

Esses efeitos podem ser representados na Figura 4 que demonstra a absorção e dispersão da luz solar incidente típica de um céu limpo.

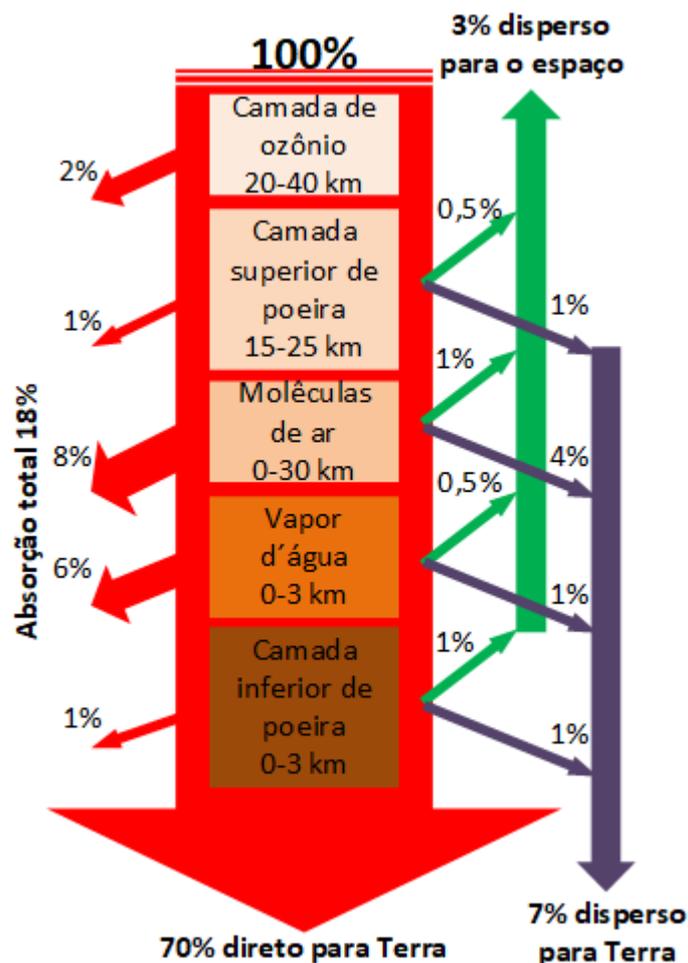


Figura 4 - Absorção e dispersão da luz solar incidente típica de um céu limpo.

Adaptado de (HU; WHITE, 1983).

À medida que a radiação solar passa pela atmosfera, gases, poeira e aerossóis absorvem os fótons incidentes. Gases específicos, como ozônio ( $O_3$ ),

dióxido de carbono ( $CO_2$ ) e vapor de água ( $H_2O$ ), têm uma absorção muito alta de fótons que possuem energias próximas às energias de ligação desses gases atmosféricos. Essa absorção produz cavidades profundas na curva de radiação espectral. Por exemplo, grande parte da luz infravermelha distante acima de  $2 \mu m$  é absorvida pelo vapor de água e dióxido de carbono. Da mesma forma, a maior parte da luz ultravioleta abaixo de  $0,3 \mu m$  é absorvida pelo ozônio (mas não o suficiente para evitar completamente as queimaduras solares).

Embora a absorção por gases específicos na atmosfera altere o conteúdo espectral da radiação solar terrestre, eles têm um impacto relativamente menor na potência total. Em vez disso, o principal fator que reduz a energia da radiação solar é a absorção e a dispersão da luz devido a moléculas de ar e poeira. Esse processo de absorção não produz as cavidades profundas na irradiância espectral, mas causa uma redução de potência dependente do comprimento do caminho através da atmosfera. A absorção devido a esses elementos atmosféricos causa uma redução relativamente uniforme em todo o espectro visível, de modo que a luz incidente parece branca. No entanto, para caminhos mais longos, a luz de maior energia (menor comprimento de onda) é absorvida e dispersa com mais eficiência. Assim, de manhã e à noite, o sol parece muito mais vermelho e tem uma intensidade mais baixa do que ao meio dia.

A luz é absorvida quando passa pela atmosfera, ao mesmo tempo está sujeita a dispersão. Um dos mecanismos de espalhamento de luz na atmosfera é conhecido como dispersão de Rayleigh, causado por moléculas na atmosfera. A dispersão de Rayleigh é particularmente eficaz para luz de comprimento de onda curto (ou seja, luz azul), pois possui uma dependência  $\lambda^{-4}$ . Além da dispersão de Rayleigh, os aerossóis e as partículas de poeira contribuem para a dispersão da luz incidente conhecida como dispersão de Mie.

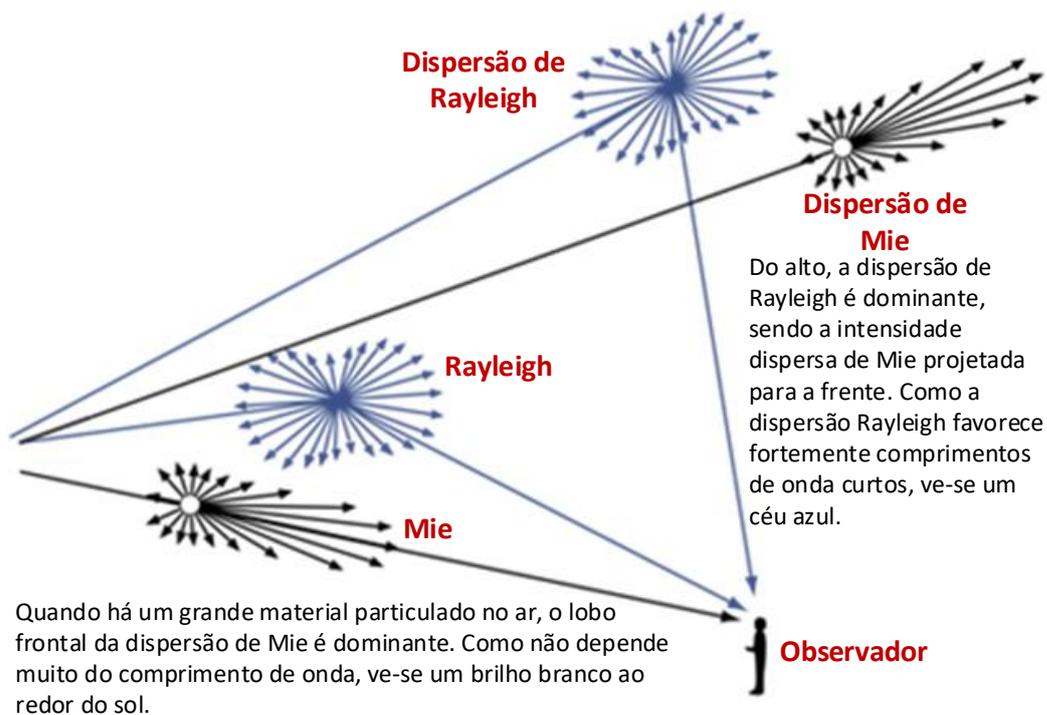


Figura 5 - Mecanismos de dispersão da luz solar.

A luz dispersa não é direcionada e, portanto, parece vir de qualquer região do céu. Essa luz é chamada de luz "difusa". Como a luz difusa é principalmente a luz "azul", a luz que vem de outras regiões do céu além de onde o sol está, aparece azul. Na ausência de dispersão na atmosfera, o céu pareceria preto e o sol apareceria como uma fonte de luz em disco. Em um dia claro, cerca de 10% da radiação solar incidente total é difusa. O efeito final da atmosfera na radiação solar incidente é devido a variações locais na atmosfera. Dependendo do tipo de cobertura de nuvens, a energia incidente é severamente reduzida.

### 3.2.3 Massa de Ar

A proporção da massa de atmosfera através da qual a radiação direta passa (menor comprimento possível do caminho) para a massa pela qual atravessaria se o sol estivesse no zênite (ou seja, quando o sol está diretamente acima da cabeça). A massa de ar quantifica a redução no poder da luz que passa pela atmosfera e é absorvida pelo ar e pela poeira. A massa de ar é definida como:

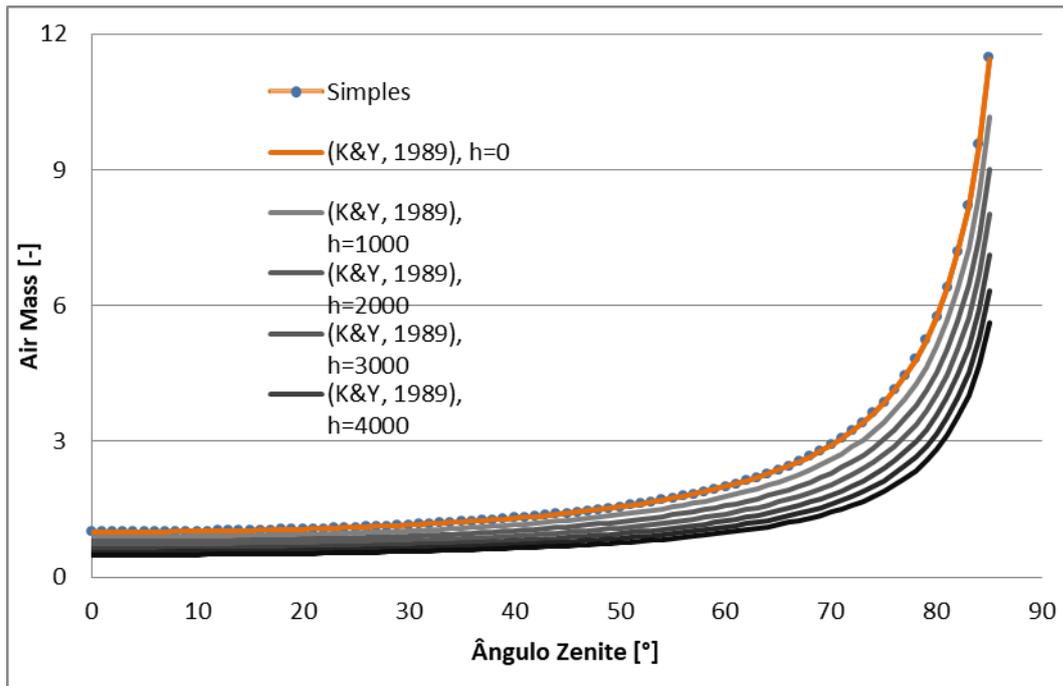
$$m = \frac{1}{\cos \theta_z} \quad (3.2.3)$$

onde  $\theta$  é o ângulo zênite dado pela equação (3.3.10). Quando o sol está diretamente acima, a massa de ar é igual a 1.

O cálculo acima para a massa de ar pressupõe que a atmosfera seja uma camada horizontal plana, mas devido à curvatura da atmosfera, a massa de ar não é exatamente igual ao comprimento do caminho atmosférico quando o sol está próximo do horizonte. Ao nascer do sol, o ângulo do sol na posição vertical é de  $90^\circ$  e a massa de ar é infinita, enquanto o comprimento do caminho claramente não é. Além disso, também não contabiliza a altitude  $h$ . Uma equação que incorpora a curvatura da terra e a altitude é proposta por (KASTEN; YOUNG, 1989).

$$m = \frac{e^{-0,0001184h}}{[\cos \theta_z + 0,50572(96,07995 - \theta_z)^{-1,634}]} \quad (3.2.4)$$

O Gráfico 9 mostra o comportamento das duas equações sugeridas para a massa de ar. Observa-se que a equação simples tem um comportamento muito próximo a equação de (KASTEN; YOUNG, 1989) no nível do mar, ou seja, quando a altitude  $h$  é igual a 0 m. O gráfico também mostra o comportamento da equação de (KASTEN; YOUNG, 1989) para outros níveis de altitude e como esperado, quanto maior a altitude menor a massa de ar com relação ao ângulo zênite.



**Gráfico 9 - Comparação entre diferentes equações para a massa de ar e sua variação com a altitude.**

A eficiência de uma célula solar é sensível a variações na potência e no espectro da luz incidente. Para facilitar uma comparação precisa entre as células solares medidas em diferentes momentos e locais, foi definido um espectro padrão e densidade de energia para a radiação fora da atmosfera da Terra e na superfície da Terra.

O espectro padrão na superfície da Terra é chamado AM1.5G (o G significa global e inclui radiação direta e difusa) ou AM1.5D (que inclui apenas radiação direta). A intensidade da radiação AM1.5D pode ser aproximada reduzindo o espectro AM0 em 28% (18% devido à absorção e 10% à dispersão). O espectro global é 10% maior que o espectro direto. Esses cálculos fornecem aproximadamente  $970 \text{ W/m}^2$  para AM1,5G. O espectro padrão fora da atmosfera da Terra é chamado AM0, porque em nenhum estágio a luz passa através da atmosfera. Esse espectro é normalmente usado para prever o desempenho esperado das células no espaço. O Gráfico 10 mostra o comportamento dos espectros mencionados.

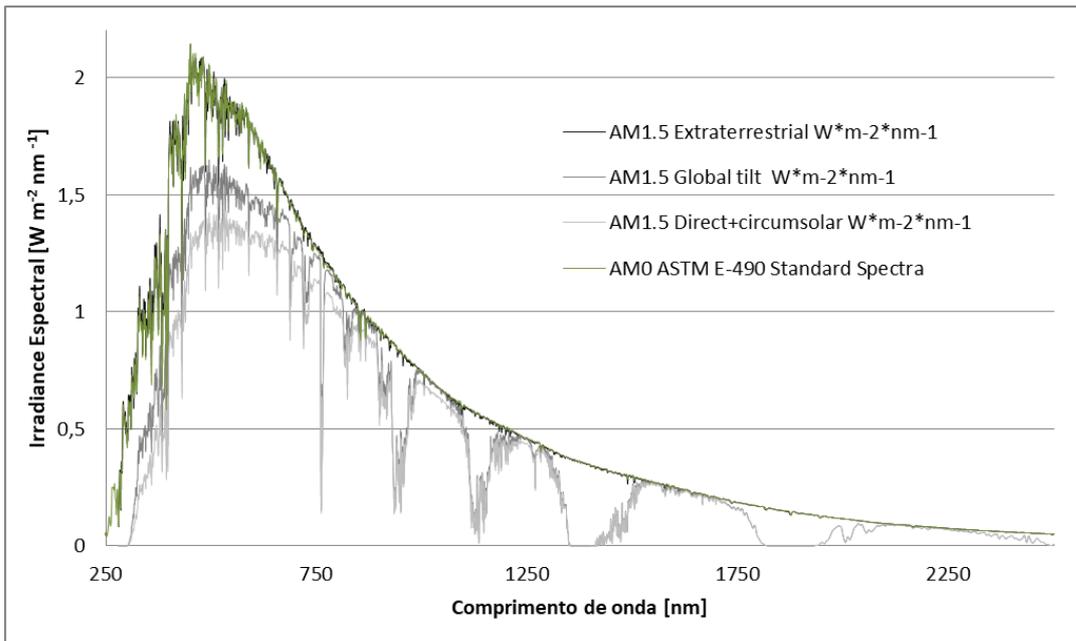


Gráfico 10 - Comportamento de diferentes espectros da luz solar.

### 3.3 Posição do Sol

O movimento aparente do sol, causado pela rotação da Terra em torno de seu eixo, altera o ângulo em que a componente de luz direta atinge a Terra. De um local fixo na Terra, o sol parece se mover pelo céu. A posição do sol depende da localização de um ponto na Terra, da hora do dia e da época do ano. A Figura 6 mostra os ângulos principais de posicionamento solar, onde  $\theta_z$  é o ângulo zênite,  $\theta$  de incidência,  $\beta$  de inclinação e  $\gamma$  azimuthal.

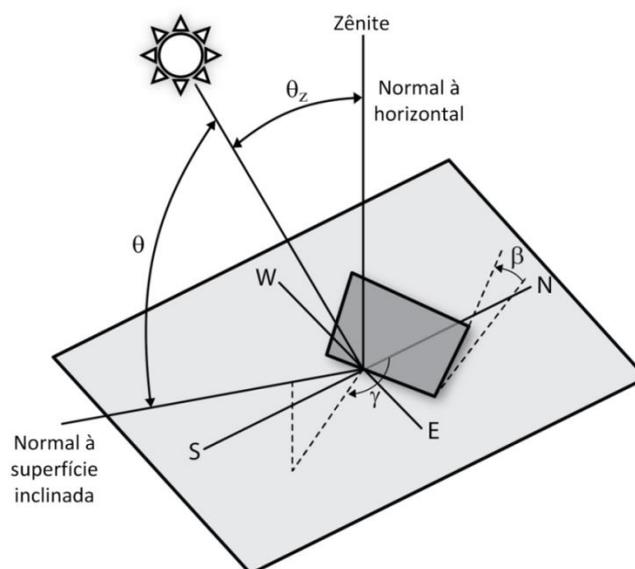


Figura 6 - Ângulos de posicionamento solar.

Esse movimento aparente do sol tem um grande impacto na quantidade de energia recebida por um painel solar. Quando os raios do sol são perpendiculares à superfície absorvente, a densidade de potência na superfície é igual à densidade de potência incidente. No entanto, à medida que o ângulo entre o sol e a superfície absorvente muda, a intensidade na superfície é reduzida. Quando o módulo é paralelo aos raios do sol (e o ângulo do módulo é normal =  $90^\circ$ ), a intensidade da luz cai essencialmente para zero.

O ângulo entre o sol e um local fixo na Terra depende do local específico (a longitude do local), da época do ano e da hora do dia. Além disso, o horário em que o sol nasce e se põe depende da longitude do local. Portanto, a modelagem completa do ângulo do sol para uma posição fixa na Terra requer latitude, longitude, dia do ano e hora do dia.

Neste capítulo serão discutidas as relações trigonométricas entre a posição do Sol e a superfície, que servem para calcular a radiação solar que chega a uma superfície horizontal na Terra.

### 3.3.1 Hora Solar

Até o final do século 19, a maioria das pessoas usava a hora solar local, de modo que o meio-dia era quando o sol estava diretamente acima do céu, e cada cidade tinha sua própria definição. O transporte era lento, por isso não importava que o tempo em uma cidade a quilômetros de distância variasse alguns minutos. O advento das ferrovias exigiu uma definição de tempo mais precisa e foram introduzidos fusos horários para manter uma região inteira no mesmo horário. Os fusos horários seguem os limites políticos para que a hora local possa ser de até 2 horas diferente da hora solar.

O horário solar local, em inglês *Local Solar Time* (LST), também conhecido como hora solar aparente, é definido como o tempo medido a partir do movimento angular do Sol, tendo como zero, o instante onde o Sol cruza o meridiano onde está o observador. O horário local (LT) geralmente difere do LST por causa da excentricidade da órbita da Terra e por causa de definições humanas, como fusos horários e horário de verão.

O Meridiano Padrão de Horário Local, em inglês *Local Standard Time Meridian* (LSTM) é um meridiano de referência usado para um fuso horário específico e é semelhante ao Meridiano Principal, usado para o Horário Médio de Greenwich em inglês *Greenwich Mean Time* (GMT). O LSTM é calculado de acordo com a equação:

$$LSTM = 15^\circ \Delta T_{UTC} \quad (3.3.1)$$

onde  $\Delta T_{UTC}$  é a diferença da hora local (LT) informado no Tempo Universal Coordenado (UTC) em horas.  $\Delta T_{UTC}$  corresponde ao fuso horário e  $15^\circ = 360^\circ / 24$  horas. Por exemplo, Rio de Janeiro - Brasil é UTC -3, portanto LSTM é  $45^\circ$  OESTE.

A equação do tempo  $E$  (em minutos) é uma equação empírica que corrige a excentricidade da órbita da Terra e a inclinação axial da Terra. (MILNE, 1921) propõe uma formulação para equação do tempo que entrega uma acurácia que fica em torno de meio minuto:

$$E = 9,87 \sin 2B_{milne} - 7,53 \cos B_{milne} - 1,5 \sin B_{milne} \quad (3.3.2)$$

onde especificamente para esse caso

$$B_{milne} = (n - 81) \frac{360}{365} \quad (3.3.3)$$

Uma aproximação mais precisa foi desenvolvida por (SPENCER, 1971) utilizando série de Fourier:

$$E = 229,2(0,000075 + 0,001868 \cos B - 0,032077 \sin B - 0,014615 \cos 2B - 0,04089 \sin 2B) \quad (3.3.4)$$

As duas equações do tempo são representadas no Gráfico 11. Observa-se que há uma diferença proporcional pequena entre as duas, porém para fins de engenharia com cálculos mais exatos, a equação de (SPENCER, 1971) é mais recomendada.

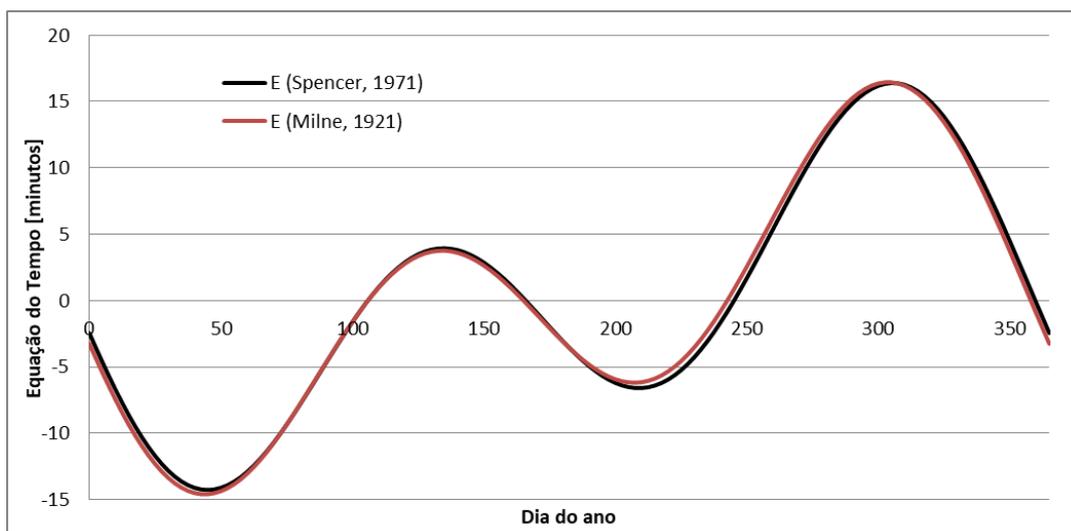


Gráfico 11 - Comparação entre aproximações para equação do tempo.

Com equação do tempo e as coordenadas geográficas do local em análise, é possível realizar cálculo da hora solar aparente (LST) que é o horário baseado no aparente movimento angular do sol através do céu, ao meio-dia solar, no momento em que o sol cruza o meridiano do observador.

$$\text{hora solar} - \text{hora civil} = 4(L_{st} - L_{loc}) + E \quad (3.3.5)$$

onde  $L_{st}$  é o meridiano padrão para o fuso horário local (LSTM),  $L_{loc}$  corresponde a longitude do local em questão. O fator 4 vem do fato de a Terra girar  $1^\circ$  a cada 4 minutos.

O ângulo horário  $\omega$  converte a hora solar (LST) no número de graus em que o sol se move no céu. Por definição, o ângulo horário é  $0^\circ$  ao meio-dia solar. Como a Terra gira  $15^\circ$  por hora, a cada hora do meio-dia corresponde a um movimento angular do sol no céu de  $15^\circ$ . De manhã, o ângulo da hora é negativo; à tarde, o ângulo horário é positivo.

$$\omega = (hora\ solar - 12) \cdot 15^\circ \quad (3.3.6)$$

### 3.3.2 Ângulo de Declinação

O ângulo de declinação, indicado por  $\delta$ , varia sazonalmente devido à inclinação da Terra em seu eixo de rotação e à rotação da Terra ao redor do sol. Se a Terra não estivesse inclinada em seu eixo de rotação, a declinação seria sempre  $0^\circ$ . No entanto, a Terra é inclinada em  $23,45^\circ$  e o ângulo de declinação varia mais ou menos esse valor. Somente nos equinócios de primavera e outono o ângulo de declinação é igual a  $0^\circ$ .

A declinação do sol é o ângulo entre o equador e uma linha traçada do centro da Terra para o centro do sol e pode ser aproximado pela equação sugerida por (COOPER, 1969):

$$\delta = 23.45^\circ \sin\left[\frac{360}{365}(284 + d)\right] \quad (3.3.7)$$

Esta equação assume que a órbita do sol é um círculo perfeito e o fator  $360/365$  converte o número do dia em uma posição na órbita. O planeta Terra, em sua translação ao redor do Sol, desenha uma trajetória elíptica. A excentricidade desta órbita é tal que a distância da Terra ao Sol varia em  $\pm 1.7\%$ .

Spencer (SPENCER, 1971) propõem a seguinte expressão para corrigir a radiação solar por efeito da excentricidade elíptica ( $erro < 0,035^\circ$ ):

$$\delta = \left(\frac{180}{\pi}\right) (0,006918 - 0,399912 \cos B + 0,070257 \sin B - 0,006758 \cos 2B + 0,000907 \sin 2B - 0,002697 \cos 3B + 0,00148 \sin 3B) \quad (3.3.8)$$

A declinação é zero nos equinócios (22 de março e 22 de setembro), positiva durante o verão no hemisfério sul e negativa durante o inverno no hemisfério norte. A declinação atinge um máximo de  $23,45^\circ$  em 22 de junho (solstício de verão no hemisfério norte) e um mínimo de  $-23,45^\circ$  em 21-22 de dezembro (solstício de inverno no hemisfério norte).

O Gráfico 12 mostra o comportamento do ângulo de declinação ao longo do ano. A diferença máxima entre as duas equações de declinação é  $1.428^\circ$  em 14 de outubro (dia 287 do ano).

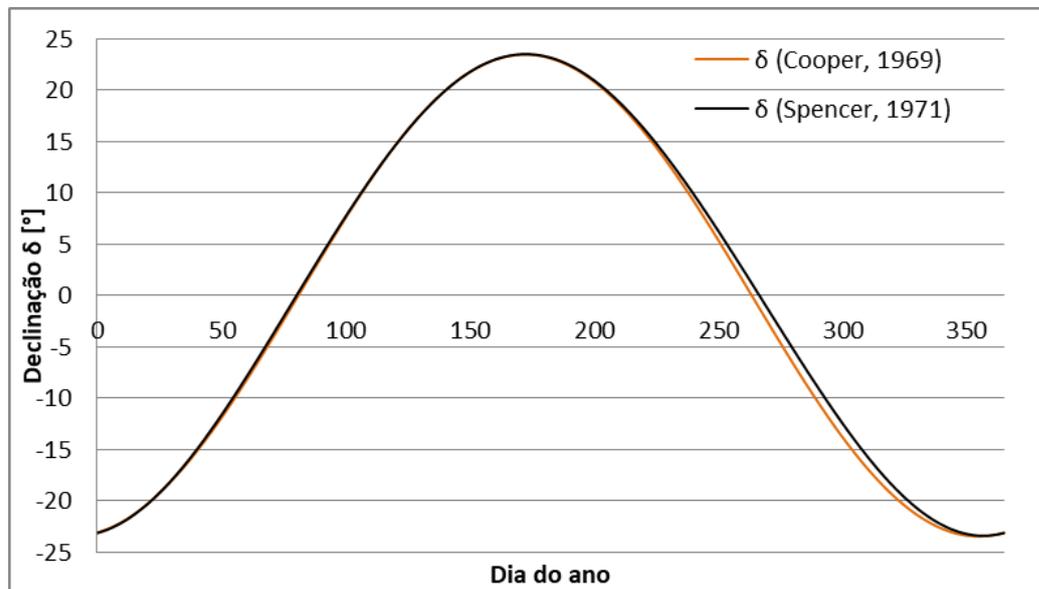


Gráfico 12 - Comportamento do ângulo de declinação para diferentes correlações.

A inclinação origina a variação da elevação do Sol, na linha do horizonte, com respeito à mesma hora, ao longo dos dias, originando as estações e modificando os cálculos da posição do Sol para uma determinada data. Nesta translação da Terra em torno do Sol destacam-se o solstício de verão, com uma máxima duração do dia, o solstício de inverno, com uma mínima duração do dia, e os equinócios de primavera e outono, com igual duração do dia e da noite.

A combinação da declinação com a latitude local determina a trajetória do movimento aparente do Sol para um determinado dia em uma localidade determinada na Terra.

### 3.3.3 Ângulo de Elevação

O ângulo de elevação, também chamado de ângulo de altitude, é a altura angular do sol no céu medida a partir da horizontal. De maneira similar, altitude e elevação também são usadas para descrever a altura em metros acima do nível do mar. A elevação é de  $0^\circ$  ao nascer do sol e  $90^\circ$  quando o sol está diretamente acima da cabeça (o que ocorre, por exemplo, no equador nos equinócios de primavera e outono).

O ângulo de elevação varia ao longo do dia. Também depende da latitude de um local específico e do dia do ano. Um parâmetro importante no projeto de sistemas fotovoltaicos é o ângulo máximo de elevação, ou seja, a altura máxima do sol no céu em uma determinada época do ano. Esse ângulo máximo de elevação ocorre ao meio-dia solar e depende do ângulo de latitude e declinação.

No Trópico de Câncer, no solstício de verão, o sol está diretamente acima e o ângulo de elevação é de  $90^\circ$ . No verão, nas latitudes entre o equador e o Trópico de Câncer, o ângulo de elevação ao meio-dia solar é superior a  $90^\circ$ , o que implica que a luz do sol vem do norte e não do sul, como na maior parte do hemisfério norte. Da mesma forma, nas latitudes entre o equador e o Trópico de Capricórnio, durante alguns períodos do ano, a luz solar é incidente do sul, e não do norte.

Embora o ângulo máximo de elevação seja usado mesmo em projetos de sistemas fotovoltaicos muito simples, a simulação mais precisa do sistema fotovoltaico exige o conhecimento de como o ângulo de elevação varia ao longo do dia. Dessa forma o ângulo de elevação do sol  $\alpha_s$  pode ser encontrado usando a seguinte fórmula:

$$\alpha_s = \sin^{-1}[\sin \delta \sin \phi + \cos \delta \cos \phi \cos \omega] \quad (3.3.9)$$

O ângulo zênite é o ângulo entre o sol e a vertical. Ele é semelhante ao ângulo de elevação, mas é medido a partir da vertical e não da horizontal, logo:

$$\theta_z = 90^\circ - \alpha_s = \cos^{-1}[\sin \delta \sin \phi + \cos \delta \cos \phi \cos \omega] \quad (3.3.10)$$

Para calcular o ângulo horário do nascer do sol,  $\omega_{sr}$  e do pôr do sol  $\omega_s$ , a elevação é definida como zero e a equação de elevação acima é reorganizada para fornecer:

$$\omega_s = \cos^{-1}[-\tan \phi \tan \delta] \quad (3.3.11)$$

$$\omega_{sr} = -\omega_s = -\cos^{-1}[-\tan \phi \tan \delta] \quad (3.3.12)$$

### 3.3.4 Ângulo Azimutal Solar

O ângulo azimutal solar  $\gamma_s$  corresponde ao deslocamento angular a partir do eixo sul da projeção da radiação direta no plano horizontal. Por convenção neste trabalho, os deslocamentos a leste do sul são negativos e o oeste do sul é positivo. Ao meio-dia solar, o sol está sempre diretamente ao sul no hemisfério norte e diretamente ao norte no hemisfério sul. (DUFFIE, J. A.; BECKMAN, 2020) sugere a seguinte equação para este ângulo:

$$\gamma_s = \text{sign}(\omega) \left| \cos^{-1} \left( \frac{\cos \theta_z \sin \phi - \sin \delta}{\sin \theta_z \cos \phi} \right) \right| \quad (3.3.13)$$

Nos equinócios, o sol nasce diretamente para o leste e se põe diretamente para o oeste, independentemente da latitude, fazendo com que o ângulo azimutal seja  $90^\circ$  ao nascer do sol e  $-90^\circ$  ao pôr do sol. Para latitudes norte ou sul entre  $23,45^\circ$  e  $66,45^\circ$ ,  $\gamma_s$  estará entre  $90^\circ$  e  $-90^\circ$  em dias com menos de 12 horas de duração; em dias com mais de 12 horas entre o nascer e o pôr do sol, será maior que  $90^\circ$  ou menor que  $-90^\circ$  de manhã e no final do dia em que o sol estiver ao norte da linha leste-oeste no hemisfério norte ou ao sul da linha leste-oeste no hemisfério sul.

Para latitudes tropicais,  $\gamma_s$  pode ter qualquer valor quando  $\delta - \phi$  é positivo no hemisfério do norte ou negativo no sul. Por exemplo, logo antes do meio dia em  $\phi = 10^\circ$  e  $\delta = 20^\circ$ ,  $\gamma_s = -180^\circ$ , e logo após o meio-dia  $\gamma_s = +180^\circ$ . Assim,  $\gamma_s$  é negativo quando o ângulo horário é negativo e positivo quando o ângulo horário é positivo.

### 3.4 Tecnologia Fotovoltaica

A energia fotovoltaica recebe esse nome do processo de conversão da luz (fótons) em eletricidade (tensão), que é chamada de efeito fotovoltaico. O desenvolvimento de células solares se origina do trabalho do físico francês Alexander-Edmond Becquerel em 1839. Ele descobriu o efeito fotovoltaico ao experimentar um eletrodo sólido em solução eletrolítica. Ele observou que, quando a luz incidia sobre o eletrodo, uma tensão se desenvolvia. A descoberta da fotocondutividade no selênio levou à fabricação da primeira célula solar de selênio por W. G. Adams em 1877. Em 1883, a primeira célula solar verdadeira, com apenas 1% de eficiência, foi construída por Charles Fritts, que revestiu o selênio semicondutor com uma camada muito fina e transparente de ouro para formar a junção.

Porém, foi apenas em 1954 que cientistas do Bell Laboratories, criaram uma célula solar feita de silício que gerava corrente elétrica quando exposta à luz solar. Células solares logo estavam sendo usadas para alimentar satélites espaciais e itens menores, como calculadoras e relógios. Hoje, a eletricidade das células solares tornou-se competitiva em custos em muitas regiões e os sistemas fotovoltaicos estão sendo implantados em larga escala para ajudar a alimentar a rede elétrica.

#### 3.4.1 Módulo Fotovoltaico

As células fotovoltaicas são dispositivos semicondutores fotossensíveis que tem a propriedade de converter parte da energia solar incidente em energia elétrica. Como já mencionado, o fenômeno físico de conversão foi descoberto por Becquerel em 1839, mas sua utilização e desenvolvimento começaram nos anos 50, conjuntamente com o período da conquista espacial. Por ter um espectro de absorção da luz dentro da faixa de comprimentos de ondas abrangida pela radiação solar, e por ter um desenvolvimento tecnológico sólido na indústria de microeletrônica, o silício (Si) é o material mais utilizado na fabricação de células fotovoltaicas. Para que um material semicondutor se transforme em uma célula fotovoltaica, deve passar por uma série de processos até chegar a seu estado final. As diferentes formas de realizar estes processos são as que diferenciam as distintas técnicas industriais de fabricação.

As células solares são classificadas em três gerações de tecnologia. Enquanto a primeira geração (1G) engloba células baseadas em wafer de silício cristalino (c-Si), a segunda geração (2G) compreende tecnologias de filmes finos

como telureto de cádmio (CdTe), diseleneto de cobre-índio-gálio (CIGS), silício amorfo (a-Si) e células de junção única de arseneto de gálio (GaAs). Por outro lado, a terceira geração (3G) inclui as tecnologias celulares emergentes de materiais orgânicos, bem como as células de múltiplas junções. Somente as tecnologias c-Si e filmes finos estão disponíveis na produção em massa para aplicações civis. Em termos de participação de mercado, as células c-Si são predominantes no mercado com 96% da capacidade total produzida em 2018, enquanto as tecnologias de filmes formam apenas 4% da produção total (1% de a-Si, 2% de CdTe e 1% de CIGS) (KOEBRICH; BOWEN; SHARPE, 2018). Por outro lado, as tecnologias caras e de alta eficiência como GaAs e células de múltiplas junções são usadas principalmente para aplicações de energia espacial.

O módulo fotovoltaico, também comumente chamado de painel solar ou placa solar, é a unidade básica do sistema: está composto por células, encapsuladas para protegê-las dos efeitos climáticos, conectadas em série ou paralelo, assegurando a produção de tensão e corrente suficientes para a utilização da energia. Antes de serem encapsuladas, as células são conectadas em série através de tiras de metal soldadas na parte de trás das células e na face frontal da seguinte. A face que recebe a radiação solar é coberta geralmente por vidro temperado, plástico ou resina de silicone, todos transparentes e resistentes, para dar rigidez e proteger as células fotovoltaicas. A cobertura utilizada na face frontal deve apresentar um baixo índice de refração, resistência à degradação por radiação ultravioleta e boa resistência mecânica contra a abrasão. Os lados restantes são cobertos com materiais planos que fornecem proteção para os módulos. Finalmente, é instalada uma estrutura metálica, geralmente de alumínio anodizado, que facilita uma rápida montagem, porém também existem tecnologias que não utilizam estruturas metálicas que facilitam o aterramento como tecnologia vidro-vidro.

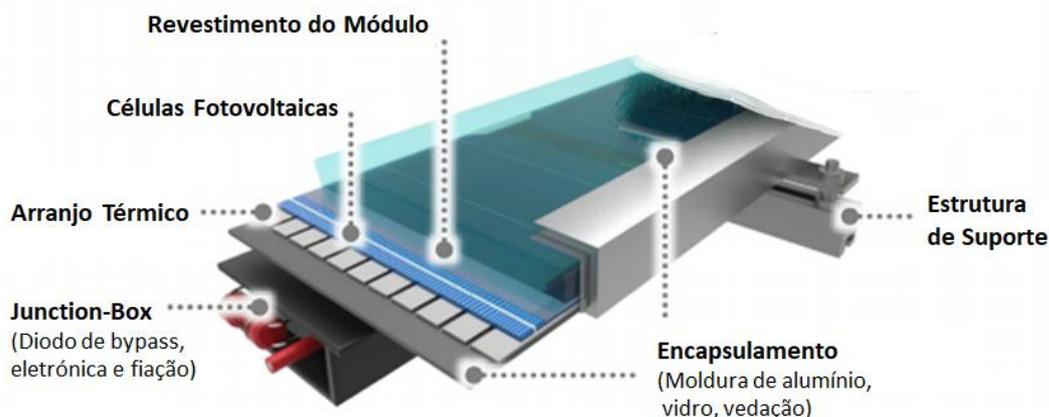


Figura 7 – Componentes de um painel solar fotovoltaico e estrutura de suporte. Adaptado de (SHUBBAK, 2019).

### 3.4.1.1 Curva característica I-V

Quando um módulo sem carga é exposto ao sol, a tensão medida nos terminais denomina-se tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ); nesta situação, não há

circulação de corrente. Através de um shunt, pode-se medir a tensão associada à corrente gerada quando seus terminais estão conectados entre si, sendo a corrente chamada corrente de curto-circuito ( $I_{sc}$ ). Quando se conecta uma carga, estabelecem-se valores de corrente e tensão entre aqueles extremos. Variando a carga aplicada obtêm-se novos pontos, que podem ser arranjados em uma linha denominada curva característica I-V.

A norma NBR10899 (ABNT, 2013) define a curva característica de tensão versus corrente como a “representação dos valores da corrente de saída de um gerador fotovoltaico, em função da tensão, para condições preestabelecidas de temperatura e de irradiância”. A análise da curva I-V é de fundamental importância na caracterização de um gerador fotovoltaico, pois a partir dela é possível obter os principais parâmetros que determinam sua qualidade e desempenho. Uma boa célula de silício cristalino apresenta, partindo do curto-circuito, uma corrente quase constante, decrescendo levemente com o aumento da tensão até chegar a um joelho, a partir do qual assume um comportamento de rápida diminuição, até cortar quase verticalmente o eixo das tensões. A potência fotogerada, obtida multiplicando-se a corrente pela tensão, apresenta um máximo nitidamente localizado próximo ao joelho da curva I-V (Gráfico 13). Cada ponto da curva de potência versus tensão interpreta-se como a potência gerada para uma determinada resistência da carga. No módulo, existe só um ponto para o qual a potência máxima pode ser extraída (na zona do joelho da curva). Assim, o ponto de potência máxima é produto da tensão de potência máxima ( $V_{mp}$ ) e pela corrente de potência máxima ( $I_{mp}$ ). A potência nominal dos módulos está dada pela potência de pico expressa na unidade Wp (Watt pico).

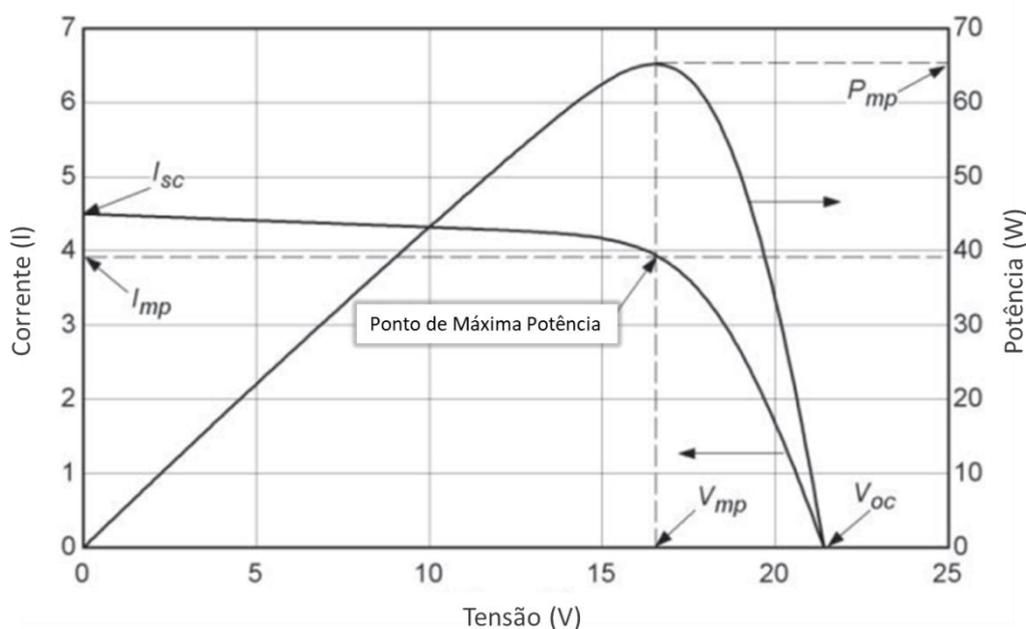


Gráfico 13 - Curva característica I-V de um módulo fotovoltaico.

### 3.4.2 Inversores

As cargas de uma instalação fotovoltaica normalmente trabalham em corrente alternada, e por isso deve-se incluir um dispositivo que converta a corrente contínua (CC) que sai do painel ou bateria em corrente alternada (CA), tarefa realizada por um inversor. O principal objetivo de um inversor é colher a energia máxima disponível do sistema fotovoltaico e transmitir para a rede elétrica. Assim, os algoritmos de controle conhecidos como MPPT (*Maximum Power Point Tracking*) desempenham um papel crucial na maximização da potência de saída produzida pelo painel fotovoltaico. A configuração definida por arranjos fotovoltaicos determina as configurações do inversor e dos métodos de controle. Embora existam várias definições nos tipos de conversores de energia usados na conexão à rede de usinas fotovoltaicas, três categorias principais são as topologias mais comuns, conhecidas como inversor centralizado, de string e de multi-string (KABALCI, 2020).

Para aplicações de baixa potência (até 6 kWp) geralmente usam-se inversores monofásicos e para potências maiores recomendam-se inversores trifásicos. A escolha de um inversor é uma questão importante, pois tem relação com o desempenho, confiabilidade e custo do sistema fotovoltaico. Deve-se ter em conta que os inversores acrescentam complexidade ao sistema, mas podem facilitar a instalação elétrica e permitem o funcionamento de aparelhos elétricos convencionais: televisores, geladeiras, vídeos, eletrodomésticos, etc.

Nos sistemas de maior potência, maior será a vantagem de usar inversores centrais, pelo fato de que esta opção diminui a seção dos cabos para a ligação de cargas a distâncias longas. Isto acontece uma vez que nos circuitos de CA as tensões de operação são mais elevadas e conseqüentemente diminuem as correntes.

A maioria dos aparelhos e cargas dentro de uma casa usa CA operando a 60 Hz na América do Norte e alguns países da América Central e do Sul, como o Brasil, e 50 Hz na maior parte do resto do mundo. Os inversores devem ser projetados para suportar a quantidade máxima de tensão, corrente e energia que podem ser produzidas pelos módulos fotovoltaicos. Ao dimensionar os inversores, uma análise de engenharia precisa ocorrer para atender aos seguintes requisitos:

- I. A tensão máxima de circuito aberto do sistema não excede os requisitos de tensão.
- II. O requisito mínimo de tensão do inversor será atendido pelo sistema para funcionar corretamente.
- III. A potência máxima de saída dos módulos é menor que a tensão máxima permitida pelo inversor.
- IV. A corrente máxima no ponto de operação é menor que corrente máxima permitida pelo inversor.

Todo inversor tem sua característica de eficiência  $\eta_{inv}$  da conversão de potência CC em potência CA, que no geral gira em torno de 95% a 98%. Esta é uma informação importante que interfere diretamente nos cálculos de produção de eletricidade de um sistema solar fotovoltaico e pode ser expressa pela seguinte equação:

$$P_{cc} = \frac{P_{ac}}{\eta_{inv}} \quad (3.4.1)$$

onde  $P_{cc}$  é a potência gerada em CC e  $P_{ac}$  é a potência gerada em CA.

### 3.4.3 Tipos de Sistema

Um sistema fotovoltaico compreende na fixação e conexão de painéis fotovoltaicos interligados a equipamentos de condicionamento, proteção e conversão e/ou armazenamento de energia elétrica. Pode-se dividir em três categorias distintas.

Sistemas conectados a rede ou “on grid”: esta categoria compreende os sistemas que utilizam inversores para conversão da energia elétrica gerada por um arranjo fotovoltaico em CC para CA. No Brasil estes sistemas são caracterizados como geração centralizada (grandes usinas) que compõe a rede nacional de energia elétrica ou geração distribuída, onde a energia pode ser consumida no local e o excedente é diretamente injetado na rede elétrica disponível. A GD se distingue em 4 modalidades possíveis (ANEEL, 2017b):

- I. Junto à carga: É caracterizada pela geração de energia elétrica na mesma unidade consumidora onde os créditos de energia serão utilizados para abater do valor da conta (Figura 8).
- II. Autoconsumo remoto: Essa modalidade de geração de energia solar é caracterizada por unidades consumidoras de mesma titularidade, podendo ser Pessoa Jurídica ou Física, que possua essas unidades consumidoras com micro/mini-geração distribuída em locais diferentes. Entretanto, elas devem ser dentro da mesma área de concessão ou permissão nas quais a energia excedente será compensada.
- III. Geração compartilhada: caracterizada pela reunião de consumidores dentro da mesma área de concessão ou permissão, por meio de consórcio ou cooperativa, que possuam unidade consumidora com micro/mini-geração distribuída em local diferente das unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada.
- IV. Empreendimento com múltiplas unidades consumidoras (condomínios): É caracterizada pela utilização da energia elétrica de forma independente, onde cada fração de uso individualizado é constituída por uma unidade consumidora. As instalações para atendimento das áreas de uso comum constituem uma unidade consumidora distinta – de responsabilidade do condomínio, da administração ou do proprietário do empreendimento, com micro/mini-geração distribuída. Há necessidade das unidades consumidoras estarem localizadas em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas (lado a lado), sendo vedada a utilização de vias públicas, passagem aérea ou subterrânea e de propriedades de terceiros não integrantes do empreendimento.

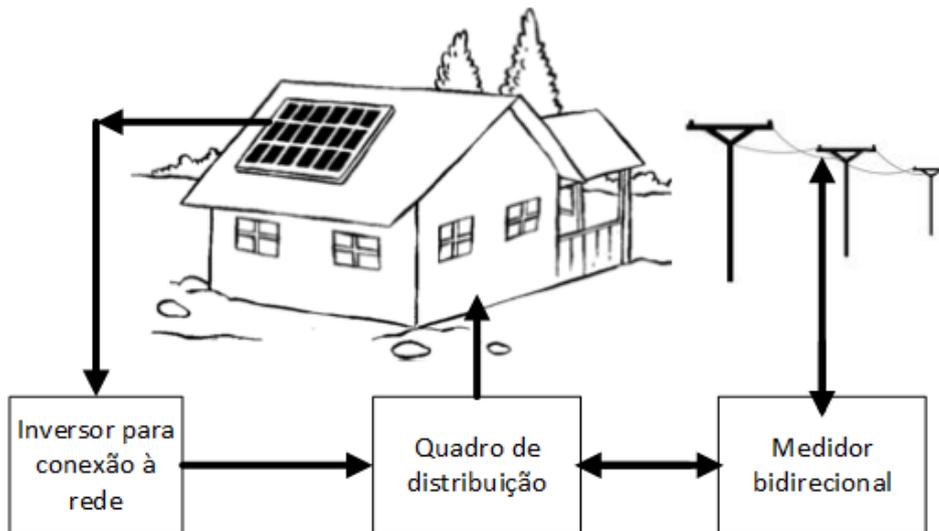


Figura 8 – Esquematização de um sistema solar fotovoltaico residencial conectado à rede elétrica.

Sistemas isolados ou “*off grid*”: o excesso energia gerada pelo arranjo fotovoltaico é armazenada, para então ser direcionada a um inversor e ser consumida localmente por aparelhos eletrônicos.

Sistemas híbridos: se caracterizam por um sistema solar *on grid* juntamente de um sistema de armazenamento de energia (sistema *off grid*). A energia gerada pelo arranjo fotovoltaico pode tanto ser armazenada em bateria para consumo posterior e/ou consumida localmente, assim como injetar diretamente na rede. Também são chamados de sistema híbridos aqueles que utilizam mais de uma fonte de geração de energia.

No Brasil a instalação de sistemas solares fotovoltaicos é hoje regulamentada basicamente por duas normas técnicas: NBR 16274 (ABNT, 2014) e NBR-16690 (ABNT, 2019). Deve-se pontuar que a lei brasileira ainda não permite sistemas *on grid* com armazenamento.

## 4 Modelagem Computacional

O simulador é desenvolvido em linguagem MATLAB, seguindo uma rotina de cálculos e dando a possibilidade do usuário optar por diferentes correlações presentes na literatura. A Figura 9 demonstra a rotina simplificada do modelo computacional. O primeiro passo consiste em especificar a coordenada geográfica, latitude e longitude, de onde o projeto de energia solar fotovoltaico pretende ser instalado. Além disso, é possível que o usuário insira o consumo mês a mês de energia elétrica do empreendimento para que o sistema seja dimensionado de acordo com o consumo. É preciso também optar por qual modelo de placa fotovoltaica e inversor que será utilizado no sistema, disponibilizada em uma extensa base de dado que é melhor explicada no capítulo 4.1.1.

Com a coordenada geográfica é possível optar por dados médios mensais diários de radiação, velocidade do vento e temperatura adquiridos pela metodologia descrita no capítulo 4.1.2 ou dados horários obtidos diretamente de uma das 35 estações especificadas (CABRERA, 2014). Quando utilizados dados médios mensais diários, é preciso utilizar uma das seis correlações para transformação em dados horários. Também com as coordenadas, é possível calcular todos os ângulos de posicionamento solar.

Com isso, é utilizada a correlação de (ERBS; KLEIN; DUFFIE, 1982) para o cálculo da radiação difusa e direta incidente em uma superfície horizontal. No passo seguinte, o usuário pode optar dentre quatro configurações distintas de rastreamento solar: fixa, um eixo vertical, um eixo com inclinação fixa e dois eixos. Para o cálculo da radiação difusa incidente na superfície inclinada é preciso então optar por um dos três modelos disponíveis.

O cálculo desempenho do módulo fotovoltaico é então possibilitado por quatro metodologias distintas, com seus respectivos modelos de temperatura do módulo solar. O cálculo da tarifa de energia é necessário, por variar de acordo com a localização e consumo. Finalizando então, com um algoritmo robusto de análise econômico-financeira.

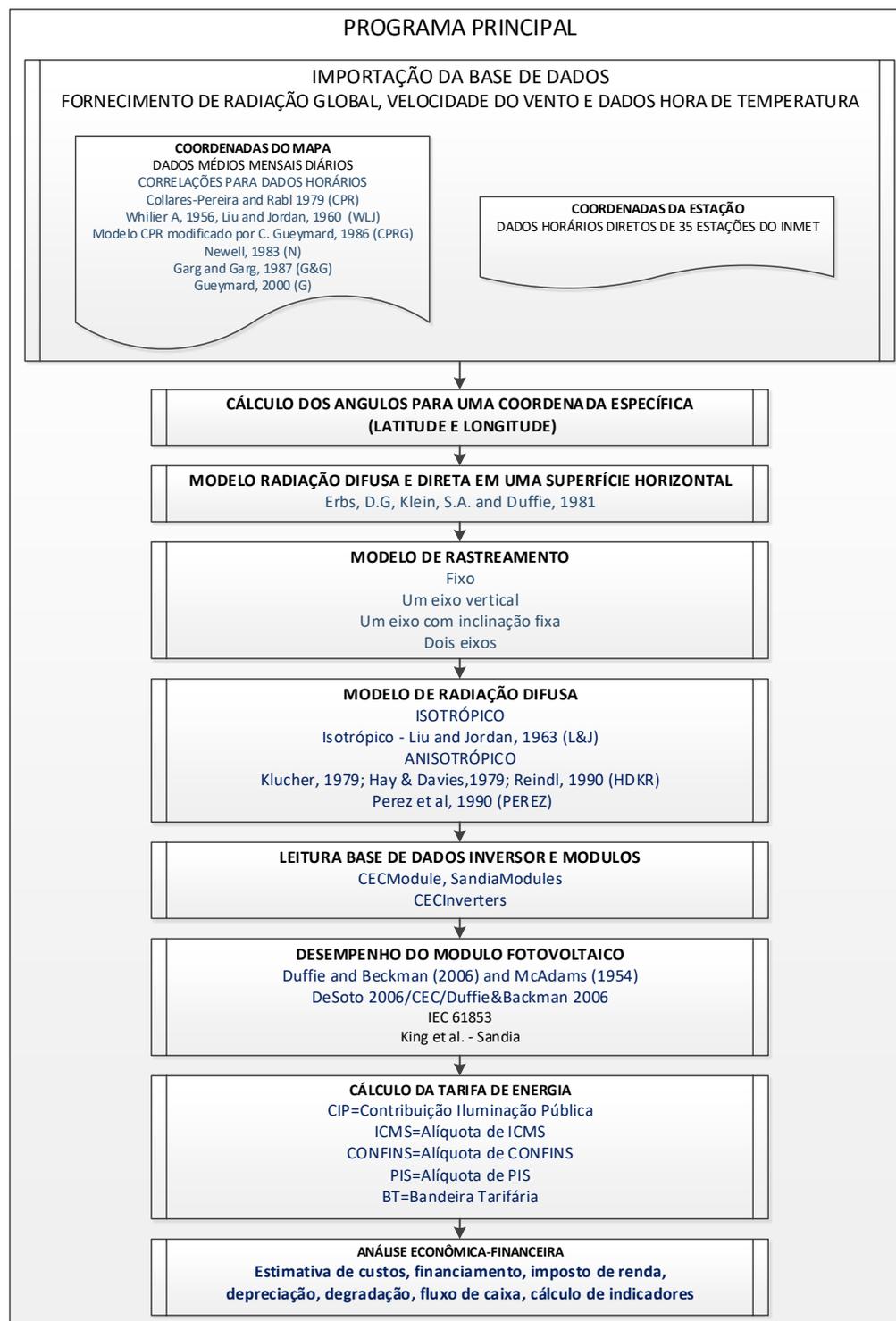


Figura 9 - Rotina simplificada do modelo computacional do simulador desenvolvido.

#### 4.1 Importação da Base de Dados

Para os cálculos, o programa disponibiliza de uma base de dados extensa de módulos fotovoltaicos e inversores, além de utilizar dados confiáveis de radiação, velocidade do vento e temperatura para o estado do Rio de Janeiro.

#### 4.1.1 Dados Técnicos de Módulos e Inversores

Para que haja o cálculo correto da eficiência do sistema solar fotovoltaico simulado, é preciso que sejam importados os dados técnicos específicos de cada modelo de módulo solar fotovoltaico e inversor. Dessa forma, é importante fornecer ao programa os parâmetros corretos disponibilizados por laboratórios confiáveis que realizam os testes dentro das normas e padrões de alto rigor.

A California Energy Commission (CEC) possui um banco de dados de módulos aprovados para uso em projetos residenciais e comerciais. Qualquer fabricante que vende no mercado da Califórnia deve atender aos requisitos de teste CEC para ter seus módulos listados no banco de dados. Os testes são realizados em laboratório certificado pela ISO17025. Assim, os módulos são certificados pela ANSI/UL 1703. A base de dados dos inversores da CEC também são certificados de acordo com a norma ANSI/UL 1741. Esta base de dados também é utilizada pelo software System Advisor Model (SAM) do NREL, que complementa anualmente com parâmetros utilizados nos EUA (GILMAN et al., 2018).

Com isso, foi obtida uma base de dados atualizada em março de 2020, com mais de 23 mil módulos e 3.400 inversores e seus respectivos parâmetros que podem ser utilizados nas simulações. A Tabela 2 lista os parâmetros fornecidos para cada modelo de painel solar fotovoltaico e a Tabela 3 dos inversores com suas respectivas unidades SI e descrição.

**Tabela 2 - Parâmetros dos módulos fornecidos pela base de dados CEC.**

Parâmetro	Unidade	Descrição
Modelo	-	Nome do modelo de painel fotovoltaico
Technology	-	Tecnologia utilizada nas células fotovoltaicas.
Bifacial	-	Sinal para saber se o painel é bifacial ou não.
STC	W	Potência do painel na STC (Standard Test Conditions).
PTC	W	Potência do painel na PTC (PVUSA Test Conditions).
A_c	m <sup>2</sup>	Área do painel solar.
Length	m	Comprimento do painel solar.
Width	m	Largura do painel solar.
N_s	-	Número de células do painel solar.
I_sc_ref	A	Corrente em curto circuito.
V_oc_ref	V	Tensão em circuito aberto.
I_mp_ref	A	Corrente na MPP.
V_mp_ref	V	Tensão na MPP.
alpha_sc	A/K	Coeficiente de temperatura para corrente.
beta_oc	V/K	Coeficiente de temperatura para a tensão.
T_NOCT	C	Temperatura na NOCT.
a_ref	V	Fator de idealidade
I_L_ref	A	Corrente de luz.
I_o_ref	A	Corrente de saturação.
R_s	Ohm	Resistência em série.
R_sh_ref	Ohm	Resistência de derivação.

Adjust	%	Ajuste do coeficiente de temperatura.
gamma_r	%/K	Coeficiente do MPP.
BIPV	-	Sinal para saber se o painel é BIPV.

**Tabela 3 – Parâmetros dos inversores fornecidos pela base de dados.**

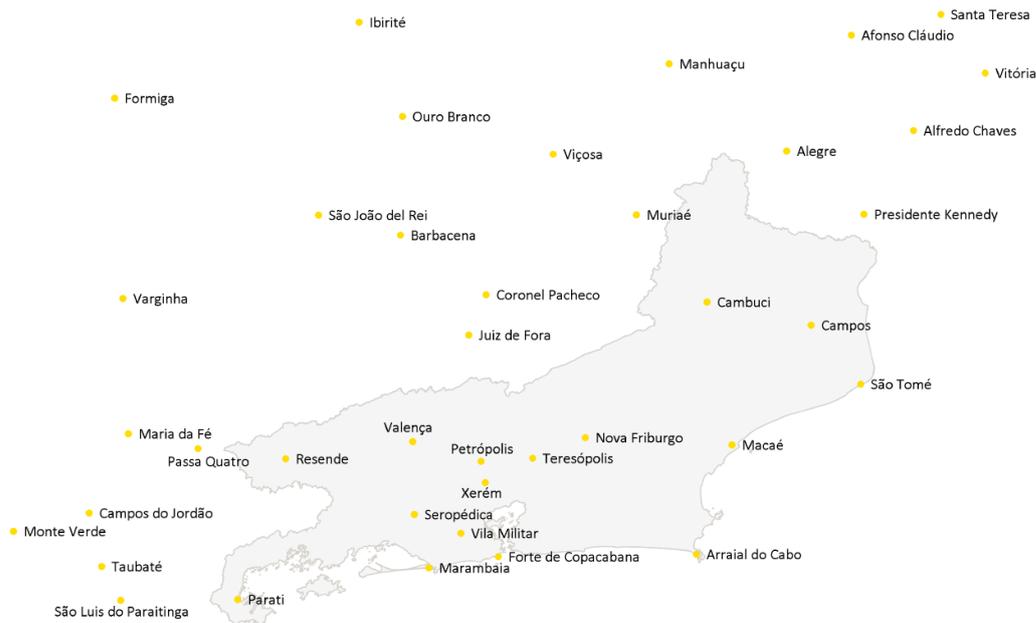
Parâmetro	Unidade	Descrição
Modelo	-	Nome do modelo do inversor
Vac	V	Tensão nominal CA
Pso	W	Demanda de energia durante a operação
Paco	W	Potência máxima de saída CA
Pdco	W	Potência máxima de saída CC
Vdco	V	Tensão nominal CC
C0	1/W	Curvatura entre a alimentação CA e a alimentação CC
C1	1/V	Coeficiente de Pdc, variação 0 com tensão de entrada CC
C2	1/V	Coeficiente de variação do Pso com tensão de entrada CC
C3	1/V	Coeficiente de variação de C0 com tensão de entrada CC
Pnt	W	Demanda de energia durante a noite.
Vdcmáx	V	Tensão máxima CC
Idcmáx	A	Corrente máxima CC
Mppt_low	V	Tensão mínima na MPPT
Mppt_high	V	Tensão máxima na MPPT

#### 4.1.2 Dados TMY

Um Ano Meteorológico Típico (AMT) ou mais comumente encontrado na literatura em inglês como TMY, é uma série anual de dados horários que tipificam as condições meteorológicas de uma localização específica ao longo de um período extenso de tempo.

O AMT contém informações sobre as variações naturais diárias e sazonais dos parâmetros meteorológicos. Esta base de dados serve como elemento de entrada para o projeto e simulação de sistemas de conversão de energias renováveis. Embora o AMT compile dados meteorológicos medidos, não é uma base apropriada para a avaliação da produção de energia ou ciência em tempo real, pois não contém informações sobre condições climáticas extremas.

No simulador proposto por esse trabalho, utilizou-se como base o AMT gerado por (CABRERA, 2014). Esta base de dados foi obtida dos arquivos do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET). Como mostra a Figura 10, utilizou-se informação correspondente a 39 estações localizadas no estado do Rio de Janeiro e regiões adjacentes pertencentes aos estados de Minas Gerais, São Paulo e Espírito Santo.



**Figura 10 – Localização das estações INMET (CABRERA, 2014).**

O processo de obtenção dos dados foi realizado seguindo os procedimentos da NREL (*National Renewable Energy Laboratory*). O AMT é composto por doze Meses Meteorológicos Típicos (MMT). No estudo de (CABRERA, 2014), apenas estações com um período de registro maior do que cinco anos foram utilizadas. Assim, as estações de Manhuaçu (MG), Coronel Pacheco (MG), Nova Friburgo (RJ) e Afonso Claudio (ES) não foram levadas em consideração. O AMT para cada estação considerada foi produzido com base nos procedimentos do *SANDIA National Laboratories*.

Para exemplificar, a Figura 11 mostra como o TMY é dividido em nodos, que corresponde a cada coordenada geográfica do mapa. Para cada coordenada temos as informações médias diárias de velocidade do vento, temperatura de bulbo seco e radiação global. Essas informações são então transformadas em médias horárias pelo método descrito no capítulo 4.3. Essas informações correspondem a mais de 1,26 bilhões de dados, que são importados para o programa, para que a simulação seja realizada.

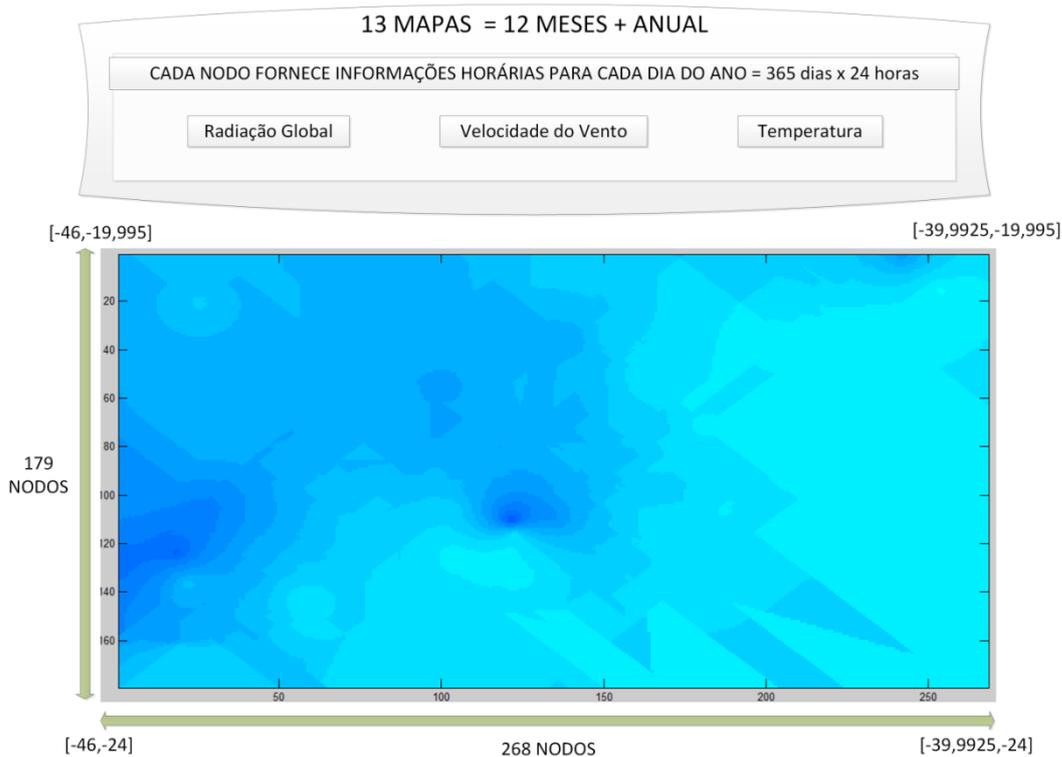


Figura 11 – Explicação da dimensão da base de dados meteorológicos utilizada.

## 4.2 Ângulos de Posicionamento do Sol

A partir das coordenadas geográficas especificadas no simulador, tem-se a latitude ( $\phi$ ) e a longitude do local de análise. A partir dessa informação, o primeiro passo importante para o cálculo de todos os ângulos do posicionamento terrestre com relação ao sol, é o cálculo da hora solar aparente que é o horário baseado no aparente movimento angular do sol através do céu, ao meio-dia solar, no momento em que o sol cruza o meridiano do observador e pode ser calculado pela equação (3.3.5), onde  $L_{st}$  é o meridiano padrão para o fuso horário local que para o caso do Rio de Janeiro fica em  $45^\circ$ . O parâmetro  $E$  é a equação do tempo expressa em minutos desenvolvida por (SPENCER, 1971) calculado pela equação (3.3.4).

O ângulo de declinação  $\delta$  representa a posição angular do sol ao meio-dia solar (isto é, quando o sol está no meridiano local) em relação ao plano do Equador e é calculado pela equação (3.3.8) também desenvolvida por (SPENCER, 1971). Com o ângulo de declinação é possível calcular o ângulo horário do por do Sol com a equação (3.3.11).

Calcula-se então o ângulo zenital  $\theta_z$  pela equação (3.3.10), formado entre a linha vertical e a linha em relação ao sol, ou seja, o ângulo de incidência da radiação solar direta em uma superfície horizontal (DUFFIE, J. A.; BECKMAN, 2020). Nesta equação,  $\omega$  é o ângulo horário solar que corresponde ao deslocamento angular do Sol na direção Leste ou Oeste do meridiano local devido

rotação da Terra no seu próprio eixo correspondente a 15° por hora. O valor de  $\omega$  é negativo pela manhã e positivo pela tarde e se da pela equação (3.3.6).

É preciso também calcular o ângulo azimutal solar  $\gamma_s$  que é o deslocamento angular entre a projeção da linha do Sol no plano horizontal e o Sul no ponto de observação. Os deslocamentos ao Leste são negativos e aqueles ao Oeste são positivos. Este ângulo é neste trabalho calculado pelas equações de (BRAUN; MITCHELL, 1983) demonstradas abaixo:

$$\gamma_s = \sigma_{e\omega} \sigma_{ns} \gamma_{so} + \left( \frac{1 - \sigma_{e\omega} \sigma_{ns}}{2} \right) \sigma_{\omega} 180^{\circ} \quad (4.2.1)$$

onde,

$$\gamma_{so} = \sin^{-1} \left[ \frac{\sin \omega \cos \delta}{\sin \omega_z} \right] \quad (4.2.2)$$

$$\sigma_{e\omega} = \begin{cases} 1 & \text{se } |\omega| < \omega_{e\omega} \\ -1 & \text{se } |\omega| \geq \omega_{e\omega} \end{cases} \quad (4.2.3)$$

$$\sigma_{ns} = \begin{cases} 1 & \text{se } \phi(\phi - \delta) \geq 0 \\ -1 & \text{se } \phi(\phi - \delta) < 0 \end{cases} \quad (4.2.4)$$

$$\sigma_{\omega} = \begin{cases} 1 & \text{se } \omega \geq 0 \\ -1 & \text{se } \omega < 0 \end{cases} \quad (4.2.5)$$

onde,  $\omega_{e\omega}$  é o valor absoluto do ângulo horário solar quando o Sol está diretamente no Leste (ou equivalentemente a Oeste) e é demonstrada em (BRAUN; MITCHELL, 1983) pela seguinte equação:

$$\omega_{e\omega} = \cos^{-1} [\cot \phi \tan \delta] \quad (4.2.6)$$

### 4.3 Radiação Global Média Horária

Existem diversos modelos para estimar a radiação global média horária que incide em uma superfície horizontal a partir de dados médios diários da radiação global. Nesta dissertação apresentamos seis diferentes modelos que estão implementados no simulador.

A duração do dia em horas é obtida por:

$$S_0 = k \omega_s \quad (4.3.1)$$

Onde,

$$k = \frac{24}{\pi} \quad (4.3.2)$$

Um dos primeiro modelos desenvolvidos foi o de (WHILLIER, 1956) e (LIU; JORDAN, 1960) abreviado nesta dissertação por WLJ, aonde a radiação global segue a mesma distribuição horária como se não houvesse atmosfera. Neste procedimento a razão extraterrestre horária/diária é dada como:

$$r_0 = (\cos \omega - \cos \omega_s) / kA(\omega_s) \quad (4.3.3)$$

onde

$$A(\omega_s) = \sin \omega_s - \omega_s \cos \omega_s \quad (4.3.4)$$

O modelo de (COLLARES-PEREIRA; RABL, 1979), abreviado de CPR, corrige o modelo WLJ para o efeito da atmosfera:

$$r_{CPR} = (a + b \cos \omega) r_0 \quad (4.3.5)$$

aonde  $a$  e  $b$  são funções lineares de  $\omega_s$ :

$$a = 0,4090 + 0,5016 \sin \left( \omega_s - \frac{\pi}{3} \right) \quad (4.3.6)$$

$$b = 0,6609 + 0,4767 \sin \left( \omega_s - \frac{\pi}{3} \right) \quad (4.3.7)$$

O modelo CPR modificado por (GUEYMARD, 1986) consiste em uma pequena modificação para garantir maior consistência através da normalização:

$$r_{CPR} = (a + b \cos \omega) r_0 / f \quad (4.3.8)$$

onde

$$f = a + \frac{b(\omega_s - \sin \omega_s \cos \omega_s)}{2A(\omega_s)} \quad (4.3.9)$$

(NEWELL, 1983) apresenta alguns modelos simplificados, porém neste trabalho apresenta-se apenas a função parabólica em função do tempo:

$$r_N = \frac{3}{2S_0} \left[ \frac{1 - 4(t - 12)^2}{S_0^2} \right] \quad (4.3.10)$$

O modelo de (GARG; GARG, 1987), busca adequar o modelo WLJ para informações de estações solarimétricas da Índia, propondo a seguinte correlação:

$$r_{GG} = r_0 - 0,008 \sin 3(\omega - 0,65) \quad (4.3.11)$$

Por fim, (GUEYMARD, 2000) propõe um novo modelo ajustado pela base de dados de 135 estações com localizações geográficas e climas bem diversificados.

$$a_1 = 0,41341K_T + 0,61197K_T^2 - 0,01886K_T S_0 \quad (4.3.12)$$

$$a_2 = \text{Max} \left( 0,054 \left| \begin{array}{l} 0,28116 + 2,2475K_T - 1,76118K_T^2 \\ -1,84535 \sin h_0 + 1,6811 \sin^3 h_0 \end{array} \right. \right) \quad (4.3.13)$$

$$r_G = r_0 \frac{\left[ 1 + q \left( \frac{a_2}{a_1} \right) kA(\omega_s) r_0 \right]}{\left[ 1 + q \left( \frac{a_2}{a_1} \right) \frac{B(\omega_s)}{A(\omega_s)} \right]} \quad (4.3.14)$$

onde,

$$B(\omega_s) = \omega_s \left( \frac{1}{2} + \cos^2 \omega_s \right) - \frac{3}{2} \sin 2\omega_s \quad (4.3.15)$$

$$q = \cos \phi \cos \delta \quad (4.3.16)$$

$$h_0 = \sin^{-1} q \frac{A(\omega_s)}{\omega_s} \quad (4.3.17)$$

Neste modelo, utiliza-se o índice de clareza horária  $K_T$  como variável necessária para os cálculos, o que aumenta a dificuldade na obtenção de dados confiáveis.

#### 4.4 Radiação Solar Direta e Difusa em Superfícies Horizontais

Para o cálculo da radiação direta e difusa incidente em uma superfície horizontal, o primeiro passo é calcular a radiação no topo da atmosfera ou extraterrestre  $I_0$  correspondente ao período de uma hora, utilizando a seguinte equação (DUFFIE, J. A.; BECKMAN, 2020):

$$I_0 = \frac{12 \times 3600}{\pi} G_{sc} \left( 1 + 0,033 \cos \frac{360n}{365} \right) \times \left[ \cos \phi \cos \delta (\sin \omega_2 - \sin \omega_1) + \frac{\pi(\omega_2 - \omega_1)}{180} \sin \phi \sin \delta \right] \quad (4.4.1)$$

Onde,  $G_{sc}$  é a constante solar, cujo valor é  $1367 \text{ W/m}^2$  e  $\omega_2 - \omega_1$  equivale ao período de uma hora de acordo com os limites superiores e inferiores dos ângulos horários solares deste intervalo de tempo.

Para o cálculo da radiação solar difusa  $I_d$  utiliza-se o modelo de (ERBS; KLEIN; DUFFIE, 1982). Neste caso, primeiro calcula-se índice de claridade  $K_T$  através da radiação solar global em superfície horizontal  $I$  disponibilizado pelo TMY.

$$K_T = \frac{I}{I_0} \quad (4.4.2)$$

E então utiliza-se a seguinte correlação para calcular a fração de radiação solar difusa  $I_d$ :

$$\frac{I_d}{I} = \begin{cases} 1,0 - 0,09K_T, & K_T \leq 0,22 \\ 0,95 - 0,1640K_T + 4,388K_T^2 - 16,638K_T^3 + 12,33K_T^4, & 0,22 < K_T \leq 0,80 \\ 0,165, & K_T > 0,80 \end{cases} \quad (4.4.3)$$

Dessa forma, a radiação solar direta  $I_b$  é facilmente calculada, pois corresponde a toda radiação recebida que não dispersa pelos componentes da atmosfera, logo:

$$I_b = I - I_d \quad (4.4.4)$$

## 4.5 Radiação Solar em Superfícies Inclinadas

Sabendo que o sistema solar fotovoltaico pode ser instalado de forma fixa ou com sistema de rastreamento solar, a radiação solar incidente para cada configuração é calculada de forma diferenciada. Para o cálculo da radiação solar incidente em uma superfície inclinada, apenas leva-se em conta a componente da radiação solar direta, pois a radiação solar difusa é tratada de forma diferente já que sua distribuição é função da nebulosidade e claridade atmosférica. No simulador desenvolvido, foram quatro diferentes configurações de superfície inclinada que serão descritas neste capítulo.

O fator geométrico  $R_b$  corresponde à fração da radiação direta incidente em uma superfície inclinada com relação a uma superfície horizontal a qualquer tempo e pode ser calculada com o uso apropriado da seguinte equação:

$$R_b = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} \quad (4.5.1)$$

Como já é sabido o ângulo  $\theta_z$  pela Equação (3.3.10) é preciso entender o conceito do ângulo de incidência  $\theta$ . Este é o ângulo entre a radiação direta em uma superfície e a normal da superfície e é dado pela seguinte equação:

$$\begin{aligned} \cos \theta = & \sin \delta \sin \phi \cos \beta - \sin \delta \cos \phi \sin \beta \cos \gamma \\ & + \cos \delta \cos \phi \cos \beta \cos \omega \\ & + \cos \delta \sin \phi \sin \beta \cos \gamma \cos \omega \\ & + \cos \delta \sin \beta \sin \gamma \sin \omega \end{aligned} \quad (4.5.2)$$

Onde,  $\beta$  é o ângulo de inclinação da superfície e  $\gamma$  é o ângulo azimutal da superfície.

#### 4.5.1 Inclinação e Ângulo Azimutal Fixos

Este tipo de configuração é a mais comum principalmente em sistema de pequeno e médio porte instalado em telhados fixos, aonde o ângulo de inclinação e direção do painel solar acompanham o telhado que será instalado. Não obstante, também é bastante comum a instalação de sistemas fixos em solo para grandes usinas fotovoltaicas, pois apesar de menos eficientes, são menos custosos. No caso de estruturas de solo, para que se obtenha a radiação solar anual máxima, os painéis são geralmente instalados com inclinação  $\beta$  aproximadamente igual a latitude  $\phi$  e a direção para o Norte ( $\gamma = 180^\circ$ ) no hemisfério Sul e direção Sul ( $\gamma = 0^\circ$ ) para o hemisfério Norte. Esta configuração é demonstrada na Figura 12.

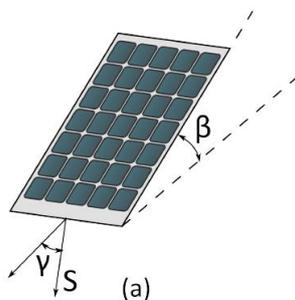


Figura 12 - Configuração de painel com ângulos de inclinação e azimutal da superfície fixos.

Substituindo  $\cos \theta$  e  $\cos \theta_z$  na equação de  $R_b$ , tem-se para este caso a seguinte equação:

$$R_b = \frac{\sin \delta \sin \phi \cos \beta - \sin \delta \cos \phi \sin \beta \cos \gamma + \cos \delta \cos \phi \cos \beta \cos \omega + \cos \delta \sin \phi \sin \beta \cos \gamma \cos \omega + \cos \delta \sin \beta \sin \gamma \sin \omega}{\cos \phi \cos \delta \cos \omega + \sin \phi \sin \delta} \quad (4.5.3)$$

#### 4.5.2 Rastreamento em Um Eixo Vertical

Para sistemas de rastreamento solar, é necessário ter uma relação funcional para  $\beta$  e  $\gamma$ . Na análise a seguir, supõe-se que a inclinação e o azimute sejam continuamente ajustados para que a radiação direta incidente seja sempre maximizada. Isso é equivalente a maximizar  $\cos \theta$ . A Figura 13 ilustra uma superfície de rastreamento de eixo único com uma inclinação fixa e azimute variável girando em torno de um eixo vertical.

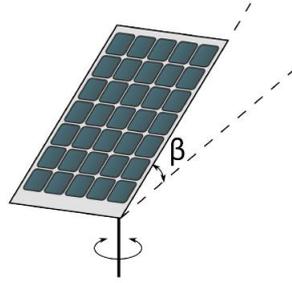


Figura 13 - Configuração de painel com rastreamento um eixo vertical.

Para o cálculo de  $R_b$  é preciso definir mais um ângulo, o ângulo azimutal solar  $\gamma_s$ , que representa o deslocamento angular do sul da projeção da radiação direta no plano horizontal. Os deslocamentos a leste do sul são negativos e o oeste do sul são positivos e é dado pela seguinte equação:

$$\gamma_s = \text{sign}(\omega) \left| \cos^{-1} \left( \frac{\cos \theta_z \sin \phi - \sin \delta}{\sin \theta_z \cos \phi} \right) \right| \quad (4.5.4)$$

Com o ângulo azimutal solar  $\gamma_s$ , é possível reescrever a equação do ângulo de incidência  $\theta$  da seguinte forma:

$$\cos \theta = \cos \theta_z \cos \beta + \sin \theta_z \sin \beta \cos(\gamma_s - \gamma) \quad (4.5.5)$$

Nesse caso, a radiação direta é maximizada quando:

$$\frac{d(\cos \theta)}{d\gamma} = -\sin \theta_z \sin \beta \sin(\gamma_s - \gamma) = 0 \quad (4.5.6)$$

Isso é satisfeito quando o azimutal da superfície é igual ao azimutal solar.

$$\gamma = \gamma_s \quad (4.5.7)$$

Logo  $R_b$  pode ser reescrito da seguinte forma:

$$R_b = \frac{\cos \theta_z \cos \beta + \sin \theta_z \sin \beta}{\cos \phi \cos \delta \cos \omega + \sin \phi \sin \delta} \quad (4.5.8)$$

#### 4.5.3 Rastreamento em Um Eixo com Inclinação Fixa

Neste caso, uma superfície gira em torno de um único eixo que é sempre paralelo à superfície e é representado na Figura 14:

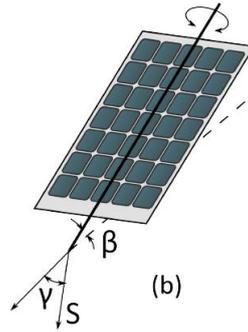


Figura 14 - Configuração de painel com rastreamento em um eixo e inclinação fixa.

Se o eixo for horizontal, a radiação direta será maximizada quando:

$$\frac{d(\cos \theta)}{d\beta} = \sin \theta_z \cos(\gamma_s - \gamma) \cos \beta - \cos \theta_z \sin \beta = 0 \quad (4.5.9)$$

Ou quando

$$\tan \beta = \tan \theta_z \cos(\gamma_s - \gamma) \quad (4.5.10)$$

Se uma superfície é variada em torno de um único eixo que é sempre paralelo à superfície, mas não é vertical ou horizontal, os ângulos azimutal e de inclinação da superfície variam com o tempo. A radiação direta é sempre maximizada quando o sol está no plano perpendicular à superfície que contém o eixo de rastreamento. (BRAUN; MITCHELL, 1983) demonstra que, para este caso, uma expressão geral para o azimute de superfície pode ser escrita como:

$$\gamma = \gamma_0 + \sigma_{\gamma 1} \sigma_{\gamma 2} \cdot 180^\circ \quad (4.5.11)$$

$$\gamma_0 = \gamma' + \tan^{-1} \left[ \frac{\sin \theta_z \sin(\gamma_s - \gamma')}{\cos \theta' \sin \beta'} \right] \quad (4.5.12)$$

$$\sigma_{\gamma 1} = \begin{cases} 0, & (\gamma_0 - \gamma')(\gamma_s - \gamma') \geq 0 \\ 1, & (\gamma_0 - \gamma')(\gamma_s - \gamma') < 0 \end{cases} \quad (4.5.13)$$

$$\sigma_{\gamma 1} = \begin{cases} 1, & (\gamma_s - \gamma') \geq 0 \\ -1, & (\gamma_s - \gamma') < 0 \end{cases} \quad (4.5.14)$$

Como a inclinação da superfície está sempre entre  $0^\circ$  e  $180^\circ$ , uma expressão geral para  $\beta$  pode ser obtida pela seguinte equação:

$$\beta = \beta'_0 + \sigma_\beta \cdot 180^\circ \quad (4.5.15)$$

$$\beta'_0 = \tan^{-1} \left( \frac{\tan \beta'}{\cos(\gamma - \gamma')} \right) \quad (4.5.16)$$

onde,

$$\sigma_{\beta'} = \begin{cases} 0, & \beta'_0 \geq 0 \\ 1, & \beta'_0 < 0 \end{cases} \quad (4.5.17)$$

O ângulo azimutal do eixo de rastreamento  $\gamma'$  corresponde ao ângulo entre a projeção da linha do eixo no plano horizontal e o meridiano local; o ângulo de inclinação do eixo de rastreamento  $\beta'$  corresponde ao ângulo entre a linha do eixo e a projeção da linha do eixo no plano horizontal. Com isso,  $\theta'$  corresponde ao ângulo de incidência para uma superfície com  $\beta'$  e  $\gamma'$  iguais aos do eixo de rastreamento, que neste caso, são os parâmetros fixos, pois  $\gamma$  e  $\beta$  mudam continuamente. Dessa forma, o valor horário de  $R_b$  é finalmente calculado:

$$R_b = \frac{\cos \theta_z \cos \beta + \sin \theta_z \sin \beta \cos(\gamma_s - \gamma)}{\cos \phi \cos \delta \cos \omega + \sin \phi \sin \delta} \quad (4.5.18)$$

#### 4.5.4 Rastreamento em Dois Eixos

Para uma superfície de rastreamento de dois eixos, como representada na Figura 15 a superfície será ajustada de modo que o sol esteja sempre em incidência normal à superfície para maximizar a radiação direta.

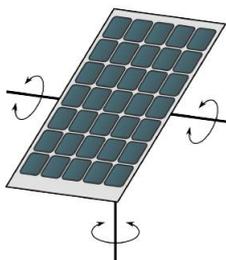


Figura 15 - Configuração de painel com rastreamento em dois eixos.

Para que haja a maximização, as seguintes condições devem ser respeitadas (BRAUN; MITCHELL, 1983):

$$\frac{d(\cos \theta)}{d\beta} = 0 \quad (4.5.19)$$

$$\frac{d(\cos \theta)}{d\gamma} = 0 \quad (4.5.20)$$

Essas duas equações são satisfeitas quando,

$$\gamma = \gamma_s \quad (4.5.21)$$

$$\beta = \theta_z \quad (4.5.22)$$

Dessa forma, o  $R_b$  horário se dá como:

$$R_b = \frac{\cos^2 \theta_z + \sin^2 \theta_z}{\cos \phi \cos \delta \cos \omega + \sin \phi \sin \delta} \quad (4.5.23)$$

#### 4.6 Modelos de Radiação Difusa

É preciso voltar para o problema geral do cálculo da radiação em superfícies inclinadas quando apenas a radiação total em uma superfície horizontal é conhecida. Para isso, precisa-se não apenas das direções em que a radiação direta e atingem a superfície em questão, mas também os componentes difusos. O capítulo 4.4 tratou do problema geométrico da direção da radiação direta. A direção pela qual a radiação difusa é recebida, ou seja, sua distribuição sobre a abóbada celeste é uma função das condições de nebulosidade e clareza atmosférica, que são altamente variáveis.

Na literatura, os modelos de radiação difusa vêm sendo representados como composição de três componentes:

I. Difusa circunsolar - resultante da dispersão direta da radiação solar e concentrado na região redor do disco solar, sendo predominantemente resultante do espalhamento devido aos aerossóis existente na atmosfera.

II. Brilho do horizonte - concentra-se próximo ao horizonte e é mais pronunciado em céu limpo, em virtude de a radiação incidente percorrer uma trajetória maior na atmosfera próximo ao horizonte e também por causa das múltiplas reflexões na atmosfera terrestre.

III. Isotrópica - corresponde ao restante recebido uniformemente distribuído na porção restante da abóbada celeste.

A distribuição angular da radiação difusa é de alguma maneira, uma função da refletância  $\rho_g$  (o albedo) do solo. Uma alta refletância resulta no reflexo da radiação solar de volta ao céu, que por sua vez pode ser espalhada e contribuir para o brilho do horizonte. A Tabela 4 mostra os valores do albedo para diversos tipos de superfície (MARKVART; CASTAÑER, 2003).

Tabela 4 - Índice de refletância do solo para diversas condições.

Tipo de superfície	Albedo
Gramma (Julho-Agosto, Inglaterra)	0,25
Gramados	0,18 - 0,23
Gramma seca	0,28 - 0,32
Campos sem cultivo	0,26
Terra	0,17
Brita	0,18
Asfalto	0,15
Concreto novo antes de molhar	0,55
Concreto molhado cidade industrial	0,20
Neve fresca	0,80 - 0,90
Neve velha	0,45 - 0,70
<i>Água - diferentes ângulos</i>	
$\gamma_s > 45^\circ$	0,05
$\gamma_s = 30^\circ$	0,08
$\gamma_s = 20^\circ$	0,12
$\gamma_s = 10^\circ$	0,22

Dessa forma, a radiação total incidente em uma superfície pode ser expressa pela soma de todas essas componentes na seguinte equação:

$$I_T = I_{T,b} + I_{T,d,iso} + I_{T,d,cs} + I_{T,d,hz} + I_{T,refl} \quad (4.6.1)$$

Onde  $I_T$  é a soma da radiação direta, difusa isotrópica, difusa circunsolar, difusa brilho horizontal e refletiva do solo ou albedo. A Figura 16 mostra um diagrama simplificado das 3 componentes principais da radiação.

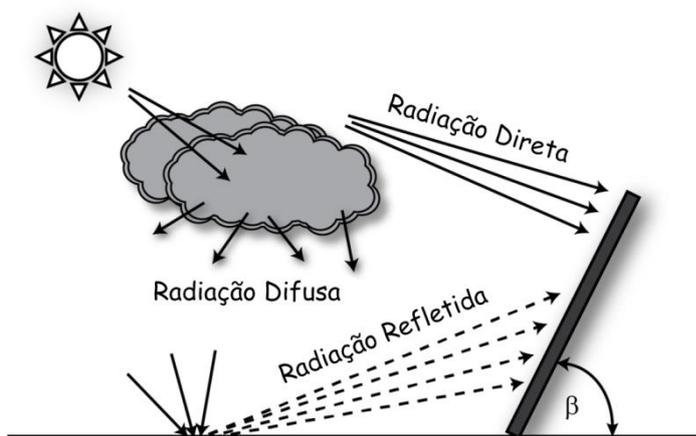


Figura 16 - Diagrama simplificado das componentes de radiação.

(LIU; JORDAN, 1963) propõe um modelo isotrópico para o cálculo da radiação incidente difusa. Neste caso, o terceiro e quarto termos da equação (4.6.1) são considerados nulos, pois toda radiação difusa é considerada isotrópica. O termo difuso é multiplicado por um fator que depende do ângulo de inclinação.

O termo do albedo também é multiplicado pelo mesmo fator vezes  $I\rho_g$ , que corresponde a sua contribuição de radiação incidente. Assim, a radiação solar incidente em uma superfície inclinada pelo período de uma hora corresponde a soma destas três partes:

$$I_T = I_b R_b + I_d \left( \frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + I\rho_g \left( \frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (4.6.2)$$

O modelo difuso isotrópico é conservador (isto é, tende a subestimar a  $I_T$ ) e facilita o cálculo da radiação em superfícies inclinadas. Sob céu completamente nublado, este se torna uma boa aproximação. À medida que o céu se torna mais claro, a validade do modelo isotrópico se deteriora devido à presença de efeitos anisotrópicos - circunsolares e de brilho do horizonte.

Assim, foram desenvolvidos modelos aprimorados que levam em consideração a componente difusa circunsolar e brilho do horizonte em uma superfície inclinada. (REINDL; BECKMAN; DUFFIE, 1990) propõem análise e junção dos termos realizados pro alguns trabalhos científicos relacionados ao desenvolvimento de modelos anisotrópicos em que estimam a fração do difuso que é circunsolar adicionam um termo de brilho do horizonte, fornecendo uma correlação a ser chamada de modelo HDKR (Hay, Davies, Klucher e Reindl). A radiação total em superfícies inclinadas é então dada como:

$$I_T = (I_b + I_d A_i) R_b + I_d (1 - A_i) \left( \frac{1 + \cos \beta}{2} \right) \left[ 1 + f \sin^3 \left( \frac{\beta}{2} \right) \right] + I\rho_g \left( \frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (4.6.3)$$

Onde  $A_i$  o índice de anisotropia que define a porção da radiação difusa a ser tratada como circunsolar, sendo a porção restante considerada isotrópica. A difusa circunsolar é projetada na superfície inclinada da mesma maneira que a radiação direta. Esta é função da radiação extraterrestre para a radiação direta:

$$A_i = \frac{I_b}{I_0} \quad (4.6.4)$$

O fator  $f$  foi determinado como a melhor função para modular o termo de correção difusa do brilho do horizonte

$$f = \sqrt{\frac{I_b}{I}} \quad (4.6.5)$$

Sob céu nublado, o fator  $f$  e o índice de anisotropia  $A_i$  chegam a zero e a correlação volta ao modelo isotrópico. Sob céu parcialmente nublado, tanto a função de modulação quanto o índice de anisotropia são diferentes de zero.

O modelo de (PEREZ et al., 1990) é baseado em uma análise mais detalhada de três componentes da radiação difusa.

$$I_{T,d} = I_d \left[ (1 - F_1) \left( \frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + F_1 \frac{a}{b} + F_2 \sin \beta \right] \quad (4.6.6)$$

onde  $a$  e  $b$  são termos que correspondem ao ângulo de incidência do cone de radiação circunsolar nas superfícies inclinadas e horizontais. A radiação circunsolar é considerada proveniente de uma fonte pontual no sol. Os termos  $a$  e  $b$  são dados como:

$$a = \max(0, \cos \theta) \quad (4.6.7)$$

$$b = \max(\cos 85^\circ, \cos \theta_z) \quad (4.6.8)$$

Os coeficientes de brilho circunsolar e do horizonte  $F_1$  e  $F_2$  são funções de três parâmetros que descrevem as condições do céu: o ângulo de zênite  $\theta_z$ , claridade  $\varepsilon$  e um brilho  $\Delta$ . Estes coeficientes são dados pelas seguintes equações:

$$F_1 = \max \left[ 0, \left( f_{11} + f_{12} \Delta + \frac{\pi \theta_z}{180} f_{13} \right) \right] \quad (4.6.9)$$

$$F_2 = \left( f_{21} + f_{22} \Delta + \frac{\pi \theta_z}{180} f_{23} \right) \quad (4.6.10)$$

onde  $\varepsilon$  é uma função da radiação difusa horária  $I_d$  e da radiação direta incidente normal  $I_{b,n}$ :

$$\varepsilon = \frac{\frac{I_d + I_{b,n}}{I_d} + 0,000005535 \theta_z^3}{1 + 0,000005535 \theta_z^3} \quad (4.6.11)$$

$$I_{b,n} = \frac{I_b}{\cos \theta_z} \quad (4.6.12)$$

e  $\Delta$  é uma função da massa de ar  $m$  e da radiação extraterrestre incidente normal  $I_{o,n}$ :

$$\Delta = m \frac{I_d}{I_{o,n}} \quad (4.6.13)$$

$$m = \frac{1}{\cos \theta_z}, 0^\circ \leq \theta_z \leq 70^\circ \quad (4.6.14)$$

$$I_{o,n} = G_{sc} (1,000110 + 0,034221 \cos B + 0,001280 \sin B + 0,00719 \cos 2B + 0,000077 \sin 2B) \quad (4.6.15)$$

Os coeficientes de brilho  $F_1$  e  $F_2$  são funções de coeficientes estatisticamente derivados para certas faixas de valores de  $\varepsilon$ , que caracteriza oito categorias distintas de céu que vão de completamente nublado a completamente limpo. A Tabela 5 mostra o conjunto de valores desses coeficientes recomendado

por (PEREZ et al., 1990) que é baseada em calibrações realizadas para diversas localizações na tentativa de ser o mais genérico possível.

**Tabela 5 - Coeficientes de brilho para o modelo de Perez et al., 1990.**

Faixas de valores de $\epsilon$	$f_{11}$	$f_{12}$	$f_{13}$	$f_{21}$	$f_{22}$	$f_{23}$
1 a 1,065	-0,008	0,588	-0,062	-0,06	0,072	-0,022
1,065 a 1,23	0,13	0,683	-0,151	-0,019	0,066	-0,029
1,23 a 1,5	0,33	0,487	-0,221	0,055	-0,064	-0,026
1,5 a 1,95	0,568	0,187	-0,295	0,109	-0,152	0,014
1,95 a 2,8	0,873	-0,392	-0,362	0,226	-0,462	0,001
2,8 a 4,5	1,132	-1,237	-0,412	0,288	-0,823	0,056
4,5 a 6,2	1,06	-1,6	-0,359	0,264	-1,127	0,131
6,2 a $\infty$	0,678	-0,327	-0,25	0,156	-1,377	0,251

## 4.7 Desempenho do Painel Fotovoltaico

Este capítulo busca a compreensão dos parâmetros necessários e como eles podem ser equacionados em busca de uma estimativa para o desempenho de um painel fotovoltaico, ou seja, qual a sua capacidade de produção de eletricidade devido à radiação incidente em suas células fotovoltaicas. Para isso, é preciso entender as características técnicas de um módulo fotovoltaico, ter conhecimento das metodologias utilizadas para obtenção destas características e quais os modelos existentes que utilizam estes dados para estimar a produção de eletricidade. O capítulo 4.1.1 apresenta como e quais os dados técnicos dos módulos fotovoltaicos e inversores são importados para o simulador.

Nesta dissertação serão apresentados três modelos distintos de produção de eletricidade. Todos estes modelos selecionados levam em consideração a temperatura da célula que se divide em duas correlações. Para o cálculo da produção de eletricidade, todos os módulos do sistema operam com a ponto de potência máxima (MPP).

### 4.7.1 Modelo CEC

Fabricantes de painéis fotovoltaicos normalmente fornecem parâmetros elétricos em apenas uma condição de operação. Os painéis fotovoltaicos operam em uma ampla gama de condições, portanto as informações do fabricante não são suficientes para determinar seu desempenho geral. Os projetistas precisam de uma ferramenta confiável para prever a produção de energia de um painel fotovoltaico sob todas as condições, a fim de tomar uma decisão sólida sobre a incorporação ou não dessa tecnologia. (DE SOTO; KLEIN; BECKMAN, 2006) apresentam um modelo de um diodo que depende apenas de cinco parâmetros que são normalmente fornecidos pelo fabricante, radiação solar absorvida e temperatura da célula, juntamente com equações semi-empíricas (DUFFIE, J. A.; BECKMAN, 2020). Este modelo é interessante porque requer apenas uma pequena quantidade de dados de entrada disponíveis pelo fabricante e, portanto, fornece uma

ferramenta valiosa para previsão de geração de eletricidade. Este modelo é utilizado pela California Energy Commission (CEC) no CEC New Solar Homes Partnership Calculator (Go Solar California 2014). Os parâmetros do módulo fotovoltaico utilizados para esse modelo estão especificados na Tabela 2.

O comportamento de uma célula fotovoltaica pode ser modelado por um circuito equivalente e pode ser visualizado na Figura 17. Esse circuito inclui uma resistência em série  $R_s$  e um diodo em paralelo com uma resistência shunt  $R_{sh}$ . A tensão é representada pela letra  $V$ . Este circuito pode ser usado para uma célula individual, para um módulo composto por várias células ou para uma matriz composta por vários módulos.

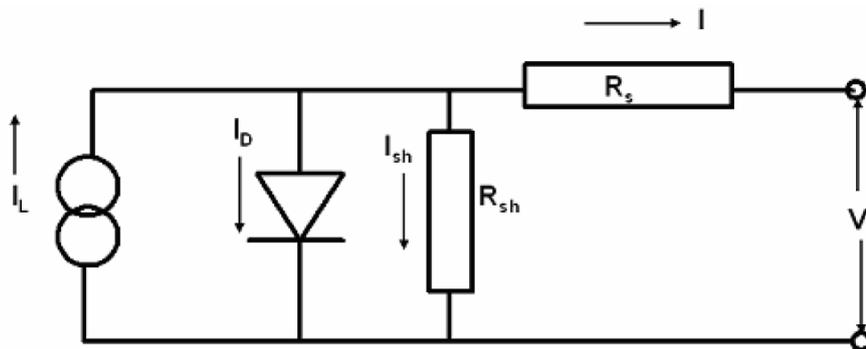


Figura 17 - Circuito equivalente representando o modelo de 5 parâmetros.

Aplicando a Lei de Kirchoff's para a corrente no circuito equivalente e expandindo as correntes do diodo e da resistência shunt, resulta na seguinte equação:

$$I = I_L - I_D - I_{sh} = I_L - I_0 \left[ e^{\frac{V+IR_s}{a}} - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (4.7.1)$$

onde

$$a \equiv \frac{N_s n_i k T_c}{q} \quad (4.7.2)$$

A carga de elétrons  $q$  e a constante de Boltzmann  $k$  são conhecidas,  $n_i$  é o fator de idealidade,  $N_s$  é o número de células em série e  $T_c$  é a temperatura da célula.

Resultando assim em um modelo que depende de apenas 5 parâmetros: fator de idealidade modificado  $a$ , corrente de luz  $I_L$ , corrente reversa de saturação do diodo  $I_0$ , resistência em série  $R_s$  e resistência shunt  $R_{sh}$ .

Para o cálculo dos cinco parâmetros de referência ( $a_{ref}$ ,  $I_{0,ref}$ ,  $I_{L,ref}$ ,  $R_{s,ref}$  e  $R_{sh,ref}$ ), são precisos cinco dados do módulo fotovoltaico, medidos a partir de uma condição de referência. Geralmente o fabricante disponibiliza dados de cada modelo nas *Standard Test Conditions* (STC) que correspondem a  $G_{ref} =$

$1000 \text{ W/m}^2$  e  $T_{c,ref} = 25^\circ\text{C}$ . Essas informações são a corrente de curto circuito  $I_{sc,ref}$ , a tensão de circuito aberto  $V_{oc,ref}$ , a corrente e tensão no ponto de máxima potência  $I_{mp,ref}$  e  $V_{mp,ref}$  e o coeficiente de temperatura da tensão de circuito aberto  $\beta_{oc,ref}$  e da corrente de curto circuito  $\alpha_{sc,ref}$ . Assim, pode-se interpretar o significado desses cinco dados e reescreve-los em cinco equações.

Primeiramente, na tensão de circuito aberta  $V = V_{oc,ref}$  e  $I = 0$ . É preciso utilizar um método numérico para encontrar  $V_{oc}$  a partir desta premissa. (GILMAN et al., 2018) recomenda o método da bisseção com um chute inicial de  $V_{oc,ref}$ :

$$0 = I_{L,ref} - I_{0,ref} \left[ e^{\left( \frac{V_{oc,ref}}{a_{ref}} \right)} - 1 \right] - \frac{V_{oc,ref}}{R_{sh,ref}} \quad (4.7.3)$$

Em segundo lugar, na corrente de curto circuito  $I = I_{sc,ref}$  e  $V = 0$ .

$$I_{sc,ref} = I_{L,ref} - I_{0,ref} \left[ e^{\left( \frac{I_{sc,ref} R_{s,ref}}{a_{ref}} \right)} - 1 \right] - \frac{I_{sc,ref} R_{s,ref}}{R_{sh,ref}} \quad (4.7.4)$$

Em terceiro, no ponto de potência máxima  $I = I_{mp,ref}$  e  $V = V_{mp,ref}$ :

$$I_{mp,ref} = I_{L,ref} - I_{0,ref} \left[ e^{\left( \frac{V_{mp,ref} + I_{mp,ref} R_{s,ref}}{a_{ref}} \right)} - 1 \right] - \frac{V_{mp,ref} + I_{mp,ref} R_{s,ref}}{R_{sh,ref}} \quad (4.7.5)$$

Em quarto, no ponto de potência máxima a derivada da potência com relação à tensão é igual à zero:

$$\left. \frac{d(IV)}{dV} \right|_{mp} = I_{mp} - V_{mp} \left. \frac{dI}{dV} \right|_{mp} = 0 \quad (4.7.6)$$

$$\left. \frac{dI}{dV} \right|_{mp} = \frac{-\frac{I_0}{a} e^{\frac{V_{mp} + I_{mp} R_s}{a}} - \frac{1}{R_{sh}}}{1 + \frac{I_0 R_s}{a} e^{\frac{V_{mp} + I_{mp} R_s}{a}} + \frac{R_s}{R_{sh}}} \quad (4.7.7)$$

Em quinto e último, o coeficiente de temperatura da tensão de circuito aberto  $\beta_{oc0}$  é dado como:

$$\mu_{Voc} = \left. \frac{\partial V}{\partial T} \right|_{I=0} \approx \frac{V_{oc,ref} - V_{oc,Tc}}{T_{ref} - T_c} \quad (4.7.8)$$

As equações para a transmitância através da tampa do módulo usam três constantes:

$$n_{vidro} = 1,526 \text{ (índice de refração do vidro)}$$

$L = 0,002$  (espessura da camada de vidro em metros)

$K = 4$  (constante de proporcionalidade em  $m^{-1}$ )

O ângulo de refração, assumindo que o índice de refração do ar  $n_{ar} = 1$  é dado pela lei de Snell-Descartes:

$$\theta_r = \sin^{-1} \left( \frac{1}{n_{vidro}} \sin \theta \right) \quad (4.7.9)$$

A transmitância em função do ângulo de incidência  $\theta_i$  é dada como:

$$\tau(\theta_i) = e^{\left(\frac{-KL}{\cos \theta_r}\right)} \left[ 1 - \frac{1}{2} \left( \frac{\sin^2(\theta_r - \theta_i)}{\sin^2(\theta_r + \theta_i)} + \frac{\tan^2(\theta_r - \theta_i)}{\tan^2(\theta_r + \theta_i)} \right) \right] \quad (4.7.10)$$

O ângulo de incidência para a componente difusa e albedo da irradiância efetiva são:

$$\theta_d = 59,7 - 0,1388\beta + 0,001497\beta^2 \quad (4.7.11)$$

$$\theta_g = 90 - 0,5788\beta + 0,002693\beta^2 \quad (4.7.12)$$

A transmitância para cada componente da irradiância efetiva é calculada usando a Equação 10.16 com as propriedades de cobertura do módulo na Equação 10.14 e os seguintes valores de ângulo de incidência:

$$(\tau\alpha)_n: \theta_i = 1^\circ \text{ (normal a superfície)} \quad (4.7.13)$$

$$(\tau\alpha)_b: \theta_i = \theta \text{ (direta)} \quad (4.7.14)$$

$$(\tau\alpha)_d: \theta_i = \theta_d \text{ (difusa)} \quad (4.7.15)$$

$$(\tau\alpha)_g: \theta_i = \theta_g \text{ (albedo)} \quad (4.7.16)$$

Observe que  $(\tau\alpha)_n$  é definido como  $1^\circ$  (um número muito pequeno), em vez de zero para evitar possíveis erros de divisão por zero. O modificador do ângulo de incidência para cada componente da irradiância efetiva é então:

$$K_{\tau\alpha,b} = \frac{(\tau\alpha)_b}{(\tau\alpha)_n} \quad (4.7.17)$$

$$K_{\tau\alpha,d} = \frac{(\tau\alpha)_d}{(\tau\alpha)_n} \quad (4.7.18)$$

$$K_{\tau\alpha,g} = \frac{(\tau\alpha)_g}{(\tau\alpha)_n} \quad (4.7.19)$$

Assim, a irradiância absorvida pela superfície da célula fotovoltaica é dada como:

$$G_0 = G_b K_{\tau\alpha,b} + G_d K_{\tau\alpha,d} + G_g K_{\tau\alpha,g} \quad (4.7.20)$$

Este modelo limita o ângulo zênite de forma que:

$$\theta_z = \begin{cases} 0, & \theta_z \leq 0 \\ \theta_z, & 0 < \theta_z < 86^\circ \\ 86^\circ, & \theta_z \geq 86^\circ \end{cases} \quad (4.7.21)$$

O produto de transmitância-absorção

$$\tau\alpha = 0,9 \frac{G_0}{G} \quad (4.7.22)$$

A massa de ar é ajustada por um fator exponencial que leva em conta a altitude da instalação:

$$m = \frac{e^{-0,0001184h}}{[\cos \theta_z + 0,5057(96,08 - \theta_z)^{-1,634}]} \quad (4.7.23)$$

O modificador de massa de ar  $m$  é responsável pelo efeito da massa de ar na distribuição espectral correlacionado em (KING; BOYSON; KRATOCHVIL, 2004), com coeficientes para células multi-Si:

$$M = a_0 + a_1 m + a_2 m^2 + a_3 m^3 + a_4 m^4 \quad (4.7.24)$$

Onde

$$a_0 = 0,918093$$

$$a_1 = 0,086257$$

$$a_2 = -0,024459$$

$$a_3 = 0,002816$$

$$a_4 = -0,000126$$

A irradiância efetiva transmitida ajustada:

$$G = MG_0 \quad (4.7.25)$$

Neste modelo, a eletricidade produzida só é calculada quando  $G > 1$ .

Para este método o modelo de temperatura NOCT é utilizado (DUFFIE, J. A.; BECKMAN, 2020). A NOCT significa *Normal Operating Cell Temperature* e realiza medições quando  $G_{NOCT} = 800 \text{ W/m}^2$  e  $T_{a,NOCT} = 20 \text{ }^\circ\text{C}$ . Com este modelo, é possível determinar a temperatura da célula  $T_c$ .

$$T_c = T_a + \frac{G}{G_{NOCT}} (T_{c,NOCT} - T_{a,NOCT}) \left(1 - \frac{\eta_{ref}}{\tau\alpha}\right) \frac{9,5}{5,7 + 3,8v_w} \quad (4.7.26)$$

A eficiência do módulo de referência é baseada nas especificações do módulo nas STC.

$$\eta_{ref} = \frac{I_{mp}V_{mp}}{G_{STC}A_m} \quad (4.7.27)$$

Onde  $A_m$  é a área do módulo em  $m^2$ .

Nas próximas equações assumem-se as temperaturas como estando em Kelvin, por causa da utilização da constante de Boltzmann. A corrente de luz  $I_L$  é dada como:

$$I_L = \frac{G}{G_{ref}} [I_{L,ref} + \mu_{isc}(T_c - T_{c,ref})] \quad (4.7.28)$$

A corrente de saturação reversa do diodo  $I_0$ , assumindo que a energia de banda de referência do silício seja 1,121 eV:

$$I_0 = I_{0,ref} \left(\frac{T_c}{T_{c,ref}}\right)^3 e^{\left[\frac{1}{k} \left(\frac{1,121}{T_{c,ref}} - \frac{E_{bg}}{T_c}\right)\right]} \quad (4.7.29)$$

Onde a constante de Boltzmann  $k = 8,618 \times 10^{-5} \text{ eV/K}$  e a energia de célula do material da célula é dada como:

$$E_{bg} = 1,121[1 - 0,0002677(T_c - T_{c,ref})] \quad (4.7.30)$$

$$I_{L,ref} = I_{0,ref} \left[ e^{\left(\frac{V}{a}\right)} - 1 \right] - \frac{V}{R_{sh}} = 0 \quad (4.7.31)$$

$$a = a_{ref} \frac{T_c}{T_{c,ref}} \quad (4.7.32)$$

$$R_{sh} = R_{sh,ref} \frac{G_{ref}}{G} \quad (4.7.33)$$

$$I_{sc} = \frac{I_L}{1 + \frac{R_{s,ref}}{R_{sh}}} \quad (4.7.34)$$

Pelo fato dos efeitos da resistência no ponto máximo de potência ser relativamente pequeno, este modelo usa o valor de referência, assim  $R_s = R_{s,ref}$ .

O coeficiente de temperatura da corrente de curto-circuito  $\mu_{isc}$  e da tensão de circuito aberto  $\beta_{voc}$  no modelo é ajustado a partir dos coeficientes de referência

usando um sexto parâmetro,  $adjust$ , que é extraída da base de dados de módulos CEC.

$$\mu_{isc} = \alpha_{sc,ref} \left( 1 - \frac{adjust}{100} \right) \quad (4.7.35)$$

$$\beta_{voc} = \beta_{oc,ref} \left( 1 - \frac{adjust}{100} \right) \quad (4.7.36)$$

#### 4.7.2 Modelo SANDIA

É uma implementação utilizada pelo Sandia National Laboratories (SNL) desenvolvido por (KING; BOYSON; KRATOCHVIL, 2004). Este modelo empírico calcula a tensão e a potência do módulo em cinco pontos na curva I-V do módulo usando dados medidos a partir de módulos e matrizes em condições operacionais realistas ao ar livre. As condições de referência dos parâmetros utilizados nesse modelo são as mesmas da STC ( $1000 \text{ W/m}^2$  e  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ ).

Como mencionado anteriormente, a massa de ar absoluta é uma medida relativa do comprimento do caminho óptico que a luz solar viaja através da atmosfera e depende do ângulo do zênite  $\theta_z$  e da altitude  $h$  ( $AM = 1$  no nível do mar com o sol diretamente acima do mar):

$$m = \frac{e^{-0,0001184h}}{[\cos \theta_z + 0,5057(96,08 - \theta_z)^{-1,634}]} \quad (4.7.37)$$

O polinômio  $F_1$  relaciona os efeitos espectrais em  $I_{sc}$  à variação da massa de ar ao longo do dia:

$$F_1 = a_0 + a_1 m + a_2 m^2 + a_3 m^3 + a_4 m^4 \quad (4.7.38)$$

O polinômio  $F_2$  relaciona os efeitos espectrais em  $I_{sc}$  ao ângulo de incidência  $\theta$ :

$$F_2 = b_0 + b_1 \theta + b_2 \theta^2 + b_3 \theta^3 + b_4 \theta^4 \quad (4.7.39)$$

Onde os coeficientes  $a_0 \dots a_4$  e  $b_0 \dots b_4$  são parâmetros obtidos empiricamente para cada módulo e são fornecidos pelo banco de dados de módulos fotovoltaicos da Sandia.

A corrente de curto-circuito  $I_{sc}$  é uma função da temperatura da célula  $T_c$ , irradiância e do coeficiente de temperatura de curto-circuito  $\alpha_{sc,ref}$ . O fator de utilização difusa  $F_d$  é um dos parâmetros da biblioteca de módulos Sandia e é igual a um para os módulos de placa plana:

$$I_{sc} = I_{sc,ref} F_1 \left( \frac{G_b F_2 + F_d (G_d + G_r)}{G_{ref}} \right) \left[ 1 + \alpha_{sc,ref} (T_c - T_{c,ref}) \right] \quad (4.7.40)$$

Sendo que  $G_{ref} = 1000 \text{ W/m}^2$  e  $T_{c,ref} = 25^\circ\text{C}$  na STC. A irradiância eficaz na superfície do módulo à qual as células respondem corresponde a:

$$E_e = \frac{I_{sc}}{I_{sc,ref}[1 + \alpha_{sc,ref}(T_c - T_{c,ref})]} \quad (4.7.41)$$

A equação de corrente de potência máxima:

$$I_{mp} = I_{mp,ref}(C_0 E_e + C_1 E_e^2)[1 + \alpha_{sc,ref}(T_c - T_{c,ref})] \quad (4.7.42)$$

A equação de tensão de potência máxima:

$$V_{mp} = \begin{cases} 0, & E_e \leq 0 \\ V_{mp,ref} + C_2 s \Delta T_c \ln(E_e) + C_3 s [\Delta T_c \ln(E_e)]^2 + \beta_{mp}(T_c - 25), & E_e > 0 \end{cases} \quad (4.7.43)$$

Onde

$$\Delta T_c = n \left( \frac{1,38066 \times 10^{-23} (T_c + 273,15)}{1,60218 \times 10^{-19}} \right) \quad (4.7.44)$$

$$\beta_{mp} = \beta_{mp,ref} + s M_{\beta_{mp}} (T_c - T_{c,ref}) \quad (4.7.45)$$

$$V_{OC} = V_{OC,ref} + s \Delta T_c \ln(E_e) + \beta_{oc}(T_c - 25) \quad (4.7.46)$$

Dessa forma, a produção de eletricidade é dada por:

$$P_{mp} = V_{mp} I_{mp} \quad (4.7.47)$$

O modelo de temperatura utilizado aqui, também é descrito por (KING; BOYSON; KRATOCHVIL, 2004). Este provou ser muito adaptável e inteiramente adequado para fins de engenharia e projeto do sistema, fornecendo a temperatura operacional esperada do módulo com uma precisão de cerca de  $\pm 5^\circ\text{C}$ . Incertezas de temperatura dessa magnitude resultam em um efeito menor que 3% na potência de saída do módulo. A temperatura da superfície traseira é dada em  $^\circ\text{C}$  por:

$$T_m = G e^{(a+bv_w)} + T_a \quad (4.7.48)$$

onde  $a$  é um coeficiente empiricamente determinado que estabelece o limite superior para a temperatura do módulo a baixas velocidades do vento e alta irradiância solar e  $b$  é um coeficiente empiricamente determinado que estabelece a taxa na qual a temperatura do módulo cai à medida que a velocidade do vento aumenta.

Assim, a temperatura da célula em graus  $^\circ\text{C}$  pode ser determinadas por:

$$T_c = T_m + \frac{G}{G_{STC}} \Delta T \quad (4.7.49)$$

Sendo que  $\Delta T$  é a diferença de temperatura entre a célula e a superfície traseira do módulo a um nível de irradiância igual  $G_{STC}$ . A Tabela 6, fornecida por (KING; BOYSON; KRATOCHVIL, 2004), viabiliza os coeficiente obtidos empiricamente para o modelo de temperatura. Apesar disso, (KING; BOYSON; KRATOCHVIL, 2004) apontam que o modelo térmico pode ser ajustado e melhorado determinando novos coeficientes ( $a, b$ ) que compensam influências dependentes do local e instalações de anemômetros diferentes da prática meteorológica padrão.

**Tabela 6 - Coeficientes determinados empiricamente utilizados para prever a temperatura da superfície traseira do modulo fotovoltaico em função da radiação, temperatura ambiente e velocidade do vento (KING; BOYSON; KRATOCHVIL, 2004).**

Tipo de módulo	Tipo de fixação	a	b	$\Delta T$ (°C)
Vidro/celula/vidro	Solo	-3,47	-0,0594	3
Vidro/célula/vidro	Telhado	-2,98	-0,0471	1
Vidro/célula/polímero	Solo	-3,56	-0,075	3
Vidro/célula/polímero	Traseira isolada	-2,81	-0,0455	0
Polímero/filme-fino/aço	Solo	-3,58	-0,113	3
22x Concentrador linear	Solo	-3,28	-0,13	13

#### 4.7.3 Modelo IEC 61853

É um modelo de diodo único adaptado do modelo de cinco parâmetros. Ele calcula os valores dos parâmetros do modelo a partir de uma tabela de dados de teste do módulo que segue o padrão de classificação IEC 61853 (DOBOS; MACALPINE, 2014). A crescente adoção do padrão de teste de módulos IEC-61853 pelo setor fotovoltaico oferece uma oportunidade para melhorar as previsões de modelos de diodo único. A IEC-61853 define uma matriz de 23 pares de temperatura e irradiância na qual um módulo deve ser testado para potência máxima  $P_{mp}$ , corrente máxima de potência  $I_{mp}$ , tensão de circuito aberto  $V_{OC}$  e corrente de curto-circuito  $I_{SC}$ .

**Tabela 7 - Matriz de testes de módulos IEC-61853**

W/m <sup>2</sup>	15 °C	25 °C	50 °C	75 °C
1100		x	x	x
1000	x	x	x	x
800	x	x	x	x
600	x	x	x	x
400	x	x	x	
200	x	x	x	
100	x	x		

Em cada medição de teste na matriz IEC-61853, são conhecidos três pontos na curva I-V real. Além disso, a derivada da condição de potência máxima

$\left. \frac{d(IV)}{dV} \right|_{mp} = 0$  pode ser aplicada, produzindo quatro equações de restrição. Supondo razoavelmente que o fator de idealidade da célula  $n$  deve permanecer constante ao longo da temperatura e irradiância - afinal, ele visa representar uma propriedade física intrínseca da junção do diodo - as quatro restrições são suficientes para resolver  $I_L$ ,  $I_0$ ,  $R_s$  e  $R_{sh}$ . O fator de diodo modificado  $a$  é calculado de acordo com a Equação (4.7.2).

Em seguida, uma estimativa deve ser feita para o fator de diodo celular  $n$ .

$$n = \frac{(V_{OC} - \beta(T_c - T_{ref}) - V_{oc,ref})}{N_s V_T \ln\left(\frac{G}{G_{ref}}\right)} \quad (4.7.50)$$

onde  $V_T$  é a tensão térmica  $V_T = kTc/q$ . O coeficiente de temperatura  $\beta$  a  $1000 \text{ W/m}^2$  é obtido diretamente calculando a variação de  $V_{OC}$  em função da temperatura a partir dos dados de teste. Com a estimativa de  $n$ , as quatro equações de restrição podem ser resolvidas por algum método numérico.

#### 4.8 Método de dimensionamento

No dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos há dois parâmetros de fundamental importância: a radiação incidente sobre o sistema e o consumo de energia. Neste caso, o primeiro é calculado pelo simulador e o segundo é determinado pelo usuário. Usualmente, coloca-se o consumo mensal realizado nos últimos 12 meses. Por normas na ANEEL essa informação deve estar constante na conta de energia fornecida pela distribuidora.

Para o dimensionamento da potência do sistema, é importante ter o entendimento do sistema de compensação regulamentado pelo país. No Sistema de Compensação de Energia Elétrica do Brasil usa-se o usualmente conhecido como “net metering” (ANEEL, 2017b). Instala-se um medido bidirecional e quando o sistema fotovoltaico gerar mais energia do que a demandada pela instalação consumidora, a energia excedente é entregue à rede elétrica e o medidor registra essa energia. O contrário ocorre quando a edificação consome mais energia do que a gerada pelo sistema FV, fazendo com que, neste caso, o medidor registre o fluxo em seu sentido convencional.

De forma simplificada, para o grupo B (baixa tensão), caso o balanço energético mensal seja positivo, a distribuidora disponibilizará um crédito energético referente ao excedente, que será compensado nas faturas subsequentes, em um prazo de até 60 meses. Ressalta-se que no caso em que a energia gerada é maior que a consumida, a distribuidora cobrará, no mínimo, o valor referente ao custo de disponibilidade. A Tabela 8 mostra a regra para cobrança do custo de disponibilidade.

**Tabela 8 - Valor cobrado pelo custo de disponibilidade com relação à ligação da unidade consumidora.**

TIPO DE LIGAÇÃO	VALOR MINIMO COBRADO
Monofásico	30 kWh
Bifásico	50 kWh
Trifásico	100 kWh

Não é interessante que o sistema fotovoltaico gere ao longo do ano, mais energia do que a consumida pela unidade consumidora, desde que não haja possibilidade de geração compartilhada, ou seja, ceder os créditos para outras unidades consumidoras. Da mesma forma, é preciso levar em consideração a cobrança do custo de disponibilidade cobrado todo mês. Assim, este trabalho dimensiona a potência do sistema fotovoltaico de acordo com a seguinte equação:

$$CON_a = \sum_{i=1}^{12} CON_{m_i} \quad (4.8.1)$$

$$CON_{dim} = CON_a - 12 * C_{disp} \quad (4.8.2)$$

onde  $CON_{m_i}$  corresponde ao consumo de energia elétrica mensal do mês  $i$ ,  $CON_a$  o consumo anual total de energia elétrica,  $C_{disp}$  o custo de disponibilidade e  $CON_{dim}$  o consumo de dimensionamento. Para determinar a potência do sistema é realizada uma iteração para o número de painéis utilizados. Quando a energia gerada pelo sistema atingir o consumo de dimensionamento, a potência está definida.

#### 4.9 Análise de Benefícios Ambientais

A mensuração da redução das emissões por Gases do Efeito Estufa (GEE) é primordial para projetos de energia limpa em geral. No caso da energia solar fotovoltaica, a eletricidade gerada equivale a não emissão de GEE por fontes fósseis de energia. Esta metodologia é proposta por (NATURAL RESOURCES CANADA, 2005) em colaboração com o Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente (PNUMA) e Fundo Protótipo de Carbono (FPC) do Banco Mundial, com dados do (IPCC, 2014).

A redução anual de emissões de GEE  $\Delta_{GHG}$  é calculada da seguinte forma:

$$\Delta_{GHG} = (e_{base} - e_{prop})E_{prop}(1 - \lambda_{prop})(1 - e_{cr}) \quad (4.9.1)$$

onde  $e_{base}$  é o fator de emissão de GEE do caso base,  $e_{prop}$  é o fator de emissão de GEE do caso proposto,  $E_{prop}$  é a eletricidade anual produzida do caso base,  $\lambda_{prop}$  é a fração de eletricidade perdida na transmissão e distribuição para o

caso proposto e  $e_{cr}$  a taxa de transação de crédito para redução de emissão de GEE.

Observe que, para o caso de sistemas de energia solar fotovoltaica,  $e_{prop} = 0$ , pois não há emissões. Assim como, tanto para o caso base quanto para o sistema de caso proposto, as perdas de transmissão e distribuição são consideradas nulas para geração e consumo local.

A equação de  $\Delta_{GHG}$  requer o cálculo dos fatores de emissão de GEE, definidos como a massa de gases de efeito estufa emitida por unidade de energia produzida. Para um único tipo ou fonte de combustível, a fórmula a seguir é usada para calcular o fator de emissão de GEE do sistema elétrico de base,  $e_{base}$ :

$$e_{base} = (e_{CO_2}GWP_{CO_2} + e_{CH_4}GWP_{CH_4} + e_{N_2O}GWP_{N_2O}) \frac{1}{\eta} \frac{1}{1 - \lambda} \quad (4.9.2)$$

onde  $e_{CO_2}$ ,  $e_{CH_4}$  e  $e_{N_2O}$  são, respectivamente, os fatores de emissão de  $CO_2$ ,  $CH_4$  e  $N_2O$  para o combustível / fonte considerado,  $GWP_{CO_2}$ ,  $GWP_{CH_4}$  e  $GWP_{N_2O}$  são os potenciais de aquecimento global para  $CO_2$ ,  $CH_4$  e  $N_2O$ ,  $\eta$  é a eficiência de conversão do combustível e  $\lambda$  é a fração da eletricidade perdida na transmissão e distribuição.

O potencial de aquecimento global de um gás, ou "GWP", descreve a potência de um GEE em comparação ao dióxido de carbono, ao qual é atribuído um GWP de 1. Por exemplo, um GWP de 265 para  $N_2O$  indica que uma tonelada de óxido nitroso causa um impacto 265 vezes maior ao aquecimento global do que uma tonelada de dióxido de carbono. Os valores padrão usados pelo simulador são mostrados na Tabela 9, que correspondem à base de 100 anos. Esses valores podem ser encontrados em (IPCC, 2014). Os fatores de emissão de GEE variarão de acordo com o tipo e a qualidade do combustível e o tipo e tamanho da usina.

**Tabela 9 - Potencial de aquecimento global de gases do efeito estufa (IPCC, 2014).**

Gás do Efeito Estufa	GWP
Dioxido de carbono (CO2)	1
Metano (CH4)	28
Óxido nitroso (N2O)	265

Nos casos em que existam vários tipos ou fontes de combustível, o fator de emissão de GEE  $e_{base}$  para o mix de eletricidade é calculado como a soma ponderada dos fatores de emissão calculados para cada fonte de combustível individual:

$$e_{base} = \sum_{i=1}^n f_i e_{base,i} \quad (4.9.3)$$

onde  $n$  é o número de combustíveis / fontes na mistura,  $f_i$  é a fração da eletricidade de uso final proveniente do combustível / fonte  $e_{base,i}$  é o fator de

emissão do combustível  $i$ , calculado através de uma fórmula semelhante à Equação (4.9.1).

Na prática, para sistemas fotovoltaicos conectados a rede no Brasil, o fator de emissão base corresponde ao fator de emissão do Sistema Interligado Nacional (SIN) brasileiro. O Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações (MCTIC) divulga anualmente os fatores de emissão médios mensais e anual. Este corresponde à média das emissões da geração, levando em consideração todas as usinas que estão gerando energia e não somente aquelas que estejam funcionando na margem. Se todos os consumidores de energia elétrica do SIN calculassem as suas emissões multiplicando a energia consumida por esse Fator de Emissão, o somatório corresponderia às emissões do SIN. Dessa forma, para fins do cálculo de emissões, o simulador utiliza a média dos últimos 10 anos dos fatores médios anuais divulgados, resultando no valor de  $0,0825 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$ , divulgado pelo MCTIC (MCTIC, 2020).

## 4.10 Análise Econômico-financeira

Este capítulo descreve o processo e equacionamento utilizado para realizar a análise econômico-financeira de projetos de energia solar fotovoltaica. O procedimento utilizado no simulador é baseado na metodologia da NREL (SHORT; PACKY; HOLT, 1995) e do software RETScreen (NATURAL RESOURCES CANADA, 2005). Considera-se que esta análise é de suma importância, pois revela indicadores econômicos essenciais para análise de viabilidade de projetos de geração de energia em geral.

### 4.10.1 Pagamento de Dívidas e Financiamento

O pagamento da dívida ou financiamento é um fluxo constante de pagamentos regulares que dura um número fixo de anos ou meses (conhecido como prazo de amortização). Este conceito de dívida é importante para o caso de financiamento de projetos. O pagamento anual da dívida  $D$  pode ser calculado de acordo com três sistemas globalmente utilizados.

O Sistema de Amortização Francês, mais conhecido como PRICE, se caracteriza por parcelas ou prestações de dívida iguais. Este é o mais utilizado e seu equacionamento pode ser feito da seguinte forma:

$$D = Cf_d \frac{i_d}{1 - \frac{1}{(1 + i_d)^{N'}}} \quad (4.10.1)$$

onde  $C$  é o custo inicial total do projeto,  $f_d$  é o rácio da dívida,  $i_d$  é a taxa de juros efetiva da dívida e  $N'$  é o prazo da dívida ou prazo de amortização. O pagamento anual da dívida, pode ser dividido em pagamento principal (amortização)  $D_{p,n}$  e pagamento de juros  $D_{i,n}$ , de forma que:

$$D = D_{p,n} + D_{i,n} \quad (4.10.2)$$

Onde

$$D_{p,n} = D(1 + i_d)^{n-N'-1} \quad (4.10.3)$$

$$D_{i,n} = D[1 - (1 + i_d)^{n-N'-1}] \quad (4.10.4)$$

O Sistema de Amortização Constante (SAC) é caracterizado por parcelas iguais de amortização do principal e juros decrescente o que acarreta em parcelas decrescente. Este pode ser equacionado da seguinte forma:

$$D_{p,n} = \frac{Cf_d}{N'} \quad (4.10.5)$$

$$D_{i,n} = i_d(N' - n + 1) \frac{Cf_d}{N'} \quad (4.10.6)$$

$$D_n = D_{p,n} + D_{i,n} = \frac{Cf_d}{N'} [1 + i_d(N' - n + 1)] \quad (4.10.7)$$

Já o Sistema de Amortização Americano (SAA) busca o pagamento de juros constante nas parcelas onde  $n < N'$  e uma amortização do principal integral no último ano  $N'$  e equaciona-se da seguinte forma:

$$D_n = f(x) = \begin{cases} i_d Cf_d, & n < N' \\ Cf_d(1 + i_d), & n = N' \end{cases} \quad (4.10.8)$$

$$D_{p,n} = f(x) = \begin{cases} 0, & n < N' \\ Cf_d, & n = N' \end{cases} \quad (4.10.9)$$

$$D_{i,n} = i_d Cf_d \quad (4.10.10)$$

Importante pontuar que o saldo final devido  $SF$  será sempre o saldo do ano anterior menos a amortização do principal.

$$SF_n = SF_{n-1} - D_{p,n} \quad (4.10.11)$$

onde  $SF_0 = Cf_d$ , ou seja, o saldo inicial da dívida.

Caso seja estabelecido um prazo de carência para o pagamento dessa dívida, é preciso levar os custos iniciais para o valor futuro e assim realizar o cálculo das parcelas. Dessa forma:

$$C = C(1 + i_d)^{Nc-1} \quad (4.10.12)$$

onde  $N_C$  corresponde ao prazo de carência praticado. O valor -1 refere-se ao ajuste para sistema de pagamento postecipado, que é praticado para financiamento e empréstimo.

Algumas instituições financeiras costumam cobrar uma taxa de abertura de crédito (TAC) que equivale a uma porcentagem da dívida. Apesar de proibida por lei desde 2008 no Brasil pela Resolução-CMN nº 3.517/07, estas instituições costumam utilizar outro nome para escapar da fiscalização. No entanto, muitas instituições também cobram a tarifa de cadastro, que equivale a um valor pré-fixado pago e é permitida pela Resolução 3.919, editada em 2010 pelo Banco Central.

#### 4.10.2 Fluxos de Caixa Antes dos Impostos

O cálculo dos fluxos de caixa acompanha, anualmente, todas as despesas (saídas) e receitas (entradas) geradas pelo projeto de energia solar.

Para o ano zero, a saída de caixa antes dos impostos  $C_{out,0}$  é igual ao custo inicial do projeto, ou seja, a parte do investimento total necessário para financiar o projeto que é financiado diretamente e, portanto, não incorporado na alavancagem financeira (por exemplo, não incluído na dívida):

$$C_{out,0} = C(1 - f_d) \quad (4.10.13)$$

Nos anos subsequentes, a saída de caixa antes dos impostos  $C_{out,n}$  é calculada como:

$$C_{out,n} = C_{O\&M}(1 + r_i)^n + C_{fuel}(1 + r_e)^n + C_{per}(1 + r_i)^n + D \quad (4.10.14)$$

onde  $n$  é o ano,  $C_{O\&M}$  são os custos anuais de operação e manutenção incorridos pelo projeto,  $r_i$  é a taxa de inflação,  $C_{fuel}$  é o custo anual de combustível ou eletricidade,  $r_e$  é a taxa de escalção do custo de energia e  $C_{per}$  são os custos ou créditos periódicos incorridos pelo sistema.

Para o ano zero, a entrada de caixa antes dos impostos  $C_{in,0}$  é simplesmente igual aos incentivos e subsídios  $IG$ :

$$C_{in,0} = IG \quad (4.10.15)$$

Nos anos subsequentes, a entrada de caixa antes dos impostos  $C_{in,n}$  é calculada como:

$$C_{in,n} = C_{ener}(1 + r_e)^n + C_{capa}(1 + r_i)^n + C_{RE}(1 + r_{RE})^n + C_{GHG}(1 + r_{GHG})^n \quad (4.10.16)$$

onde  $n$  é o ano,  $C_{ener}$  é a economia ou receita anual de energia,  $C_{capa}$  é a economia ou receita anual de capacidade,  $C_{RE}$  é a receita anual de crédito de

produção de energia renovável,  $r_{RE}$  a taxa de escalção de crédito de energia renovável,  $C_{GHG}$  é a receita de redução de GEE,  $r_{GHG}$  é a taxa de aumento de crédito de GEE. No último ano, o crédito ao final do projeto, incrementado pela inflação, é adicionado ao lado direito da equação.

Assim, o fluxo de caixa antes dos impostos  $C_n$  para o ano  $n$  é simplesmente a diferença entre a entrada de caixa antes dos impostos e a saída de caixa antes dos impostos:

$$C_n = C_{in,n} - C_{out,n} \quad (4.10.17)$$

#### 4.10.2.1 Determinação do Custo Inicial

Para projeto de energia solar fotovoltaico há o custo inicial do projeto  $C$ , que pode ser precificado pelo custo em R\$ por kWp instalado praticado no mercado brasileiro. A (GREENER, 2020a), elaborou uma pesquisa de mercado entrevistando 884 empresas de instalação de sistema fotovoltaicos no Brasil. A confiança da pesquisa é de 95% com uma margem de erro de 5%. O (PORTAL SOLAR, 2020) é o maior marketplace de energia solar do Brasil que reúne mais de 1300 empresas do setor e fornece informações das médias dos custos praticados para instalação de sistemas fotovoltaicos, baseados nos orçamentos oferecidos pelas empresas no portal.

A partir da base de dados dessas duas referências, foram geradas equações empíricas que representam o custo inicial de um projeto para qualquer potência do sistema. Foi possível gerar equações lineares divididas por faixa de potência com coeficiente de determinação  $R^2$  maiores que 99% e margem de erro de  $\pm 2,55\%$ :

$$C(P_s) = \begin{cases} 3613,2P_s + 6481,9, & P_s < 15 \text{ (RESIDENCIAL)} \\ 3299,3P_s + 10697, & 15 \leq P_s < 75 \text{ (COMERCIAL)} \\ 3305P_s + 10075, & 75 \leq P_s < 500 \text{ (INDUSTRIAL)} \\ 3043,5P_s + 161576, & 500 \leq P_s < 5000 \text{ (INDUSTRIAL II)} \end{cases} \quad (4.10.18)$$

onde  $P_s$  é a potência do sistema em kWp. As faixas de potência sugeridas são de acordo com o porte do projeto e podem ser classificadas respectivamente como: residencial, comercial, industrial e industrial II.

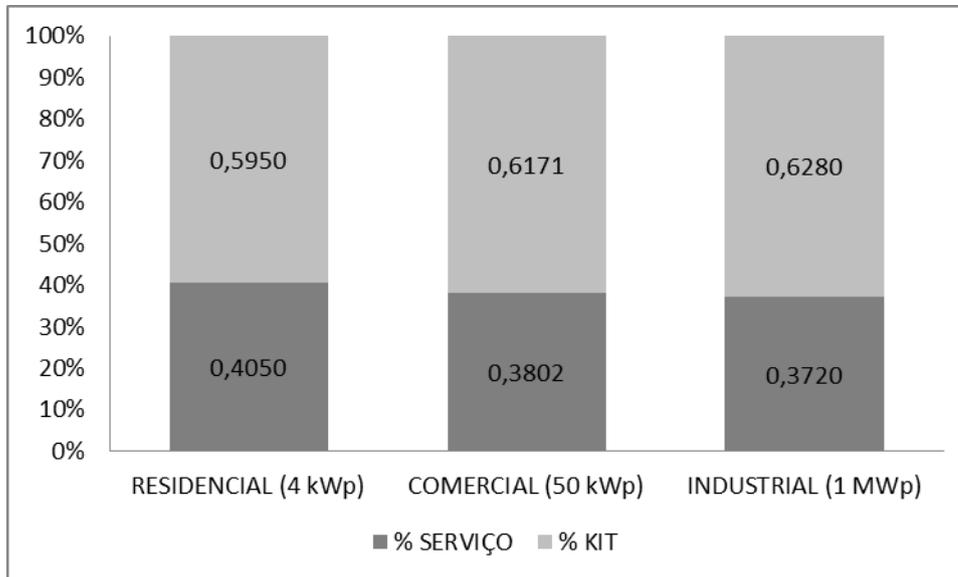
(GREENER, 2020a) também fornece dados para instalação de estruturas de solo e são representados pela seguinte equação:

$$C(P_s) = f(x) = \begin{cases} 3631,4P_s + 11250, & 75 \leq P_s < 50 \\ 3357,6P_s + 155616, & 500 \leq P_s < 5000 \end{cases} \quad (4.10.19)$$

Neste caso, as faixas de potência sugeridas podem ser classificadas respectivamente como: industrial e industrial II. Caso o sistema seja menor que 75kWp, considera-se a equação (4.10.18).

Além disso, (GREENER, 2020a) também fornece dados sobre a parcela do preço de instalação que corresponde propriamente ao kit do sistema solar

fotovoltaico e ao serviço de instalação da empresa e são mostrados no Gráfico 14. Este dado é importante para estimarmos qual parcela do custo inicial será depreciável ou não.

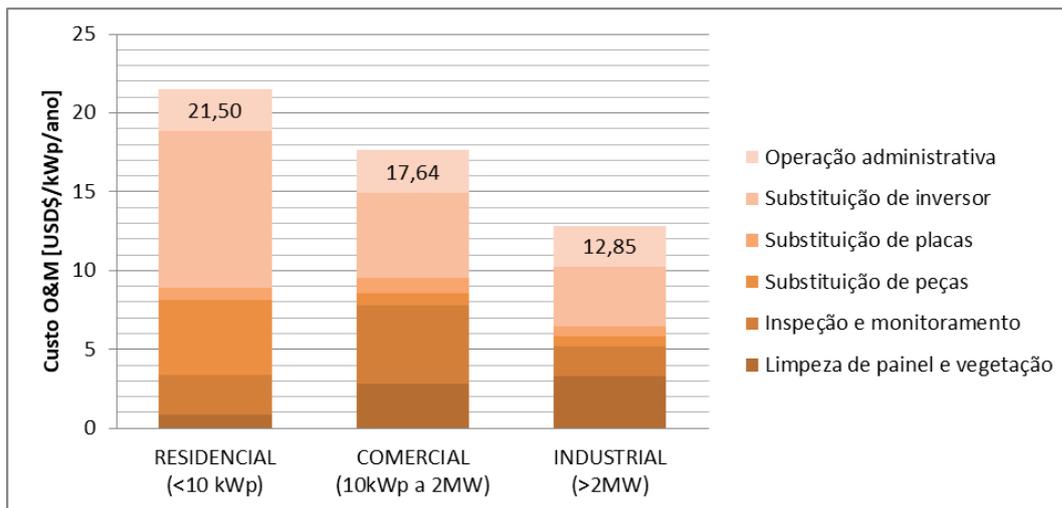


**Gráfico 14 – Parcela percentil do kit do sistema solar fotovoltaico e serviço de instalação no Brasil (GREENER, 2020a).**

Observa-se que a porcentagem tem uma variação pequena dentro de cada faixa de potência. Dessa forma, neste trabalho conclui-se que é suficiente assumir que a parcela base de depreciação  $\delta$  é fixada constante de acordo com o porte do projeto.

#### 4.10.2.2 Determinação do Custo de O&M

Os custos de operação e manutenção (O&M) de um sistema solar fotovoltaico representam uma porcentagem bem pequena com relação ao seu custo inicial. Por ser um custo baixo, muitas vezes não é considerado em uma análise econômica e por este motivo a literatura nacional carece de dados relevantes. A NREL divulga anualmente estudos para precificar os custos envolvidos em sistemas fotovoltaicos nos EUA (FU et al., 2018). O Gráfico 15 mostra o custo total de O&M de um sistema fotovoltaico anualmente, por kWp instalado, dividido em residencial, comercial e industrial. É possível também entender a composição desse custo total em categorias distintas.



**Gráfico 15 – Custo de O&M de acordo com faixa de potência do sistema fotovoltaico**  
(FU et al., 2018).

#### 4.10.2.3 Determinação da Economia de Energia

A componente  $C_{ener}$  representa a receita ou economia de energia elétrica em função do sistema fotovoltaico. Esta economia é calculada multiplicando a quantidade de energia elétrica gerada no período pela tarifa de remuneração. O capítulo 4.10.7 faz uma análise detalhada de como esta tarifa de energia é calculada no Brasil.

Para que seja realizada uma análise detalhada da componente  $C_{ener}$ , ao longo do ciclo de vida do sistema fotovoltaico, é preciso levar em consideração a taxa de degradação do módulo solar fotovoltaico. A grande maioria dos fabricantes determina, como garantia, que o módulo perca no máximo 20% de sua eficiência em 25 anos de utilização. (JORDAN et al., 2016) faz análise de mais de 11mil dados experimentais de taxas de degradação divididos em cerca de 200 trabalhos publicados, chegando à conclusão que as tecnologias x-Si (mono-Si e multi-Si) têm taxa de degradação média de 0,5-0,6%/ano, HIT (hetero-interface technology) e CIGS (copper índium gallium selenide) e  $\mu$ c-Si com 1%. Já em (JORDAN; KURTZ, 2013) foi realizado um estudo publicando a taxa de degradação mediana anual para diversas tecnologias, antes e depois do ano 2000, mostrando que as metodologias de fabricação evoluíram no sentido de aumentarem a vida útil do painel solar.

Este trabalho considera uma perda de degradação anual linear constante nos 25 anos de análise de vida útil de acordo com taxas de degradação experimentais publicadas por (JORDAN et al., 2016; JORDAN; KURTZ, 2013), mostrados na tabela abaixo:

Tecnologia	Taxa de degradação mediana[%/ano]
a-Si	0,87
CdTe	0,4
CIGS	0,96
mono-Si	0,36
multi-Si	0,64
HIT	1
μc-Si	1

Gráfico 16 - Taxa de degradação para diferentes tecnologias de célula fotovoltaica (JORDAN et al., 2016; JORDAN; KURTZ, 2013).

### 4.10.3 Depreciação

A depreciação do ativo ocorre, basicamente, pela ação da natureza ou obsolescência. O cálculo da depreciação do ativo depende do método de depreciação a ser utilizado. Neste trabalho, apresentam-se duas maneiras: "saldo em declínio" ou linear. A depreciação anual dos ativos é utilizada no modelo no cálculo dos indicadores financeiros de imposto de renda e após impostos. No final da vida útil do projeto, a diferença entre o valor "Fim da vida útil do projeto" e seus custos de capital não depreciado é tratada como receita se positiva e como perda se negativa.

O método de depreciação do saldo em declínio deprecia o ativo mais rapidamente nos primeiros anos do projeto, levando a mais depreciação mais cedo do que nos anos posteriores da vida útil do ativo. Para o primeiro ano (ano zero), o subsídio de custo de capital  $CCA_0$  é calculado usando a parte dos custos iniciais que são totalmente custeados durante o ano de construção:

$$CCA_0 = C(1 - \delta) \quad (4.10.20)$$

onde  $\delta$  é parcela base de depreciação usada para especificar qual parcela dos custos iniciais é capitalizada e pode ser depreciada para fins fiscais. A parcela que não é depreciada é considerada como um custo total durante o ano de construção (ano 0). O custo de capital não depreciado no final do ano zero,  $UCC_0$ , é calculado através de:

$$UCC_0 = C - CCA_0 \quad (4.10.21)$$

Nos anos subsequentes, o subsídio de custo de capital é dado por:

$$CCA_n = UCC_{n-1}d \quad (4.10.22)$$

onde  $d$  é a taxa de depreciação e  $UCC_{n-1}$  é o custo de capital não depreciado no final do período (n-1), dado como:

$$UCC_{n-1} = UCC_{n-2} - CCA_{n-1} \quad (4.10.23)$$

Finalmente, ao final da vida útil do projeto (ano  $N$ ), a parcela remanescente do custo de capital não depreciado é considerada como totalmente custeada e o subsídio de custo de capital para o último ano é, portanto, definido como igual ao custo de capital não depreciado:

$$CCA_N = UCC_{N-1} \quad (4.10.24)$$

Para que o custo de capital não depreciado no final daquele ano se torne zero:

$$UCC_N = 0 \quad (4.10.25)$$

Com o método de depreciação linear, o modelo de análise financeira assume que os custos capitalizados do projeto, conforme especificado pela base de imposto de depreciação, são depreciados com uma taxa constante durante o período de depreciação. A parcela dos custos iniciais não capitalizados é considerada como despesa durante o ano de construção, ou seja, ano zero. Nesse método, as seguintes fórmulas são usadas:

$$CCA_0 = C(1 - \delta) \quad (4.10.26)$$

Para o ano zero e para os anos subsequentes dentro do período de depreciação:

$$CCA_n = \frac{C\delta}{N_d} \quad (4.10.27)$$

onde  $N_d$  é o período de depreciação.

#### 4.10.4 Imposto de Renda

A análise do imposto de renda permite que o modelo de análise financeira calcule os fluxos de caixa após impostos e indicadores financeiros após impostos. A taxa de imposto é a taxa equivalente efetiva, ou seja, a taxa na qual o lucro líquido do projeto é tributado. O modelo assume uma única taxa de imposto de renda válida e constante ao longo da vida do projeto e aplicada ao lucro líquido.

O lucro líquido tributável é derivado das entradas e saídas de caixa do projeto, assumindo que todas as receitas e despesas são pagas no final do ano em que são auferidas ou incorridas. O valor do imposto  $T_n$  para o ano  $n$  é igual à taxa efetiva de imposto de renda  $t$ , multiplicada pelo lucro líquido do exercício  $I_n$ :

$$T_n = t I_n \quad (4.10.28)$$

O lucro líquido do ano um e seguintes é calculado como:

$$I_n = C_n + D_{i,n} - CCA_n \quad (4.10.29)$$

No ano 0, o lucro líquido é simplesmente:

$$I_0 = IG - CCA_0 \quad (4.10.30)$$

Dessa forma, considerando os fluxos de caixa antes dos impostos, a depreciação do ativo e o imposto de renda nas seções anteriores, o fluxo de caixa após os impostos  $\tilde{C}_n$  é calculado da seguinte forma:

$$\tilde{C}_n = C_n - T_n \quad (4.10.31)$$

#### 4.10.5 Custo Médio Ponderado de Capital

A taxa de desconto pode ser representada pela metodologia do Custo Médio Ponderado de Capital ou em inglês *Weighted Average Cost of Capital* (WACC). A ANEEL faz o cálculo da taxa WACC periodicamente e é suficiente que a metodologia utilizada pela agência também seja utilizada neste trabalho para o cálculo da taxa de desconto. A agência possui protocolos definidos e divulgados em diário oficial para o cálculo da taxa regulatória de remuneração do capital da distribuição que utiliza a metodologia WACC (ANEEL, 2020c) e é expressa pela seguinte equação:

$$r_{WACC} = (P/V)r_P + (D/V)r_T(1 - T) \quad (4.10.32)$$

onde  $r_{WACC}$  é a taxa regulatória de remuneração do capital média ponderada, após impostos em termos reais,  $r_P$  a remuneração de capital próprio real,  $r_T$  a remuneração do capital de terceiros real, P porcentagem de capital próprio, D porcentagem de capital de terceiros, V soma do capital próprio e de terceiros e T a alíquota tributária.

A remuneração do capital próprio adota o método de risco/retorno CAPM (Capital Asset Pricing Model). O modelo é adaptado pela utilização do título brasileiro e é definido conforme a seguinte equação.

$$r_P = r_{NTN-b} + \beta(r_m - r_f) + pr_A \quad (4.10.33)$$

onde  $r_{NTN-b}$  é a remuneração do título público brasileiro,  $\beta$  é o beta do setor regulado,  $r_m$  a taxa de retorno do mercado estadunidense,  $r_f$  a taxa de retorno do ativo livre de risco estadunidense e  $pr_A$  o prêmio de risco da atividade. O índice NTN-B se refere a Notas do Tesouro Nacional indexadas ao Índice de Preços ao Consumidor – IPCA, cujos dados estão disponíveis no website eletrônico do Tesouro Direto. O beta do setor de energia elétrica é divulgado pela Edison Electric Institute (EEI). O prêmio de risco da atividade é mensurado pela diferença entre a rentabilidade média observada das debêntures emitidas por empresas de distribuição e aquela das debêntures emitidas por empresas de transmissão e geração (verticalizadas) e  $(r_m - r_f)$  corresponde ao prêmio de risco do mercado estadunidense é retirado do Índice Standard & Poor's 500.

A remuneração do capital de terceiros é formada por dois componentes extraídos de debêntures emitidos por empresas do setor elétrico: rentabilidade ( $r_{Deb}$ ) e custo de emissão das debêntures ( $ce_{Deb}$ ).

$$r_T = r_{Deb} + ce_{Deb} \quad (4.10.34)$$

Ambos são emitidos por empresas de transmissão ou de transmissão e geração (verticalizadas, desde que possua participação significativa em transmissão), não incentivadas, atreladas ao IPCA ou Certificado de Depósito Interbancário – CDI.

A taxa regulatória de remuneração do capital para aplicação, que forma a receita final, considera a alíquota de imposto (T) igual a 34%, bem como a proporção de capital de terceiros na estrutura de capital regulatória, obtendo-se a taxa em termos reais antes de impostos. O valor de T corresponde à alíquota que incide sobre o lucro das empresas no Brasil (cobradas pelo Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido).

Os valores para aplicação no ano 2020 são os da Tabela 10.

**Tabela 10 - Cálculo da Taxa Regulatória de Remuneração de Capital para concessionárias de geração, realizado pela ANEEL em 2020.**

	<b>2020</b>
<b>Remuneração de Capital Próprio</b>	
Taxa Livre de Risco	5,83%
Beta Alavancado	0,45%
Prêmio de Risco de Mercado	6,46%
Risco da Atividade	0,51%
Prêmio de Risco do negócio e financeiro	3,40%
Remuneração real depois de impostos	9,23%
<b>Remuneração de Capital de Terceiros</b>	
Debêntures	6,73%
Custo de emissão	0,37%
Remuneração real antes de impostos	7,10%
Impostos	34,00%
Remuneração real depois de impostos	4,69%
<b>Estrutura de Capital</b>	
% Capital Próprio	57,82%
% Capital de Terceiros	42,18%
<b>Taxa Regulatória de Remuneração de Capital</b>	
Real, depois de impostos	7,32%
Real, antes de impostos	11,08%

#### 4.10.6 Indicadores de Viabilidade Financeira

Com base nos dados do projeto, o simulador fornece indicadores financeiros, facilitando o processo de avaliação do projeto. As equações dos indicadores financeiros são as utilizadas por (NATURAL RESOURCES CANADA, 2005; SHORT; PACKY; HOLT, 1995).

O *VPL* de valor presente líquido de um projeto é o valor de todos os fluxos de caixa futuros, descontados à taxa de desconto, na moeda de hoje. É calculado descontando todos os fluxos de caixa, conforme indicado na seguinte fórmula:

$$VPL = \sum_{n=0}^N \frac{\tilde{C}_n}{(1+r)^n} \quad (4.10.35)$$

onde  $r$  é a taxa de desconto.

A taxa interna de retorno (*TIR*) é a taxa de desconto que faz com que o valor presente líquido (*VPL*) do projeto seja zero e representa o verdadeiro rendimento de juros fornecido pelo patrimônio do projeto ao longo de sua vida útil. É calculado resolvendo a seguinte fórmula para a *TIR*:

$$VPL = 0 = \sum_{n=0}^N \frac{C_n}{(1+TIR)^n} \quad (4.10.36)$$

onde  $N$  é a vida útil do projeto em anos e  $C_n$  é o fluxo de caixa do ano  $n$  (observe que  $C_0$  é o patrimônio do projeto menos incentivos e subsídios; esse é o fluxo de caixa do ano zero). A *TIR* antes dos impostos é calculada usando fluxos de caixa antes dos impostos, enquanto a *TIR* após impostos é calculada usando os fluxos de caixa após os impostos  $\tilde{C}_n$ .

A taxa interna de retorno modificada (*TIRM*) leva em conta variações nas taxas de reinvestimento e deve ser usada nessas circunstâncias. A *TIRM* é calculada assumindo que todas as entradas de caixa recebidas antes do final do período de análise sejam reinvestidas na taxa de desconto  $r$  até o final do período de análise.

$$\sum_{n=0}^N \frac{C_{out,n}}{(1+r)^n} = \sum_{n=0}^N \frac{C_{in,n}(1+r)^{N-n}}{(1+TIRM)^N} \quad (4.10.37)$$

Uma medida comum para comparação de custos de tecnologias de geração de energia é o conceito do LCOE (sigla do custo nivelado de energia, em inglês). Este representa o preço pelo qual a eletricidade deve ser gerada, a partir de uma fonte específica, para se equilibrar durante a vida útil do projeto. Pode ser calculado usando uma única fórmula, como:

$$LCOE = \frac{\sum_{n=0}^N \frac{C_{out,n}}{(1+r)^n}}{\sum_{n=0}^N \frac{e_n}{(1+r)^n}} \quad (4.10.38)$$

onde  $e_n$  é a energia produzida no período  $n$ .

O índice de competitividade é calculado da seguinte forma:

$$IC = \frac{TR}{LCOE} \quad (4.10.39)$$

onde  $TR$  é taxa de energia remunerada definida no capítulo 4.10.7.

O payback simples  $SP$  é o número de anos necessários para o fluxo de caixa (excluindo pagamentos de dívida) igualar o investimento total (que é igual à soma da dívida e do patrimônio líquido):

$$SP = \frac{C - IG}{(C_{ener} + C_{capa} + C_{RE} + C_{GHG}) - (C_{O\&M} + C_{fuel})} \quad (4.10.40)$$

Conhecido como “equity payback”, o  $N_{PFC}$  corresponde ao primeiro ano em que o fluxo de caixa acumulado do projeto é positivos. Calcula-se resolvendo a seguinte equação para  $N_{PFC}$ :

$$0 = \sum_{n=0}^{N_{PFC}} \tilde{C}_n \quad (4.10.41)$$

A economia anual do ciclo de vida  $ALCS$  é a economia anual nominal nivelada que possui exatamente a mesma vida útil e o valor presente líquido do projeto. É calculado usando a seguinte fórmula:

$$ALCS = \frac{VPL}{\frac{1}{r} \left( 1 - \frac{1}{(1+r)^N} \right)} \quad (4.10.42)$$

A relação custo-benefício,  $B/C$  é uma expressão da lucratividade relativa do projeto. É calculado como uma razão entre o valor presente das receitas anuais (receita e/ou economias) menos os custos anuais e o patrimônio do projeto:

$$\frac{B}{C} = \frac{VPL + C(1 - f_d)}{C(1 - f_d)} \quad (4.10.43)$$

A cobertura do serviço da dívida  $DSC$  é a razão entre os benefícios operacionais do projeto e o pagamento da dívida. Esse valor reflete a capacidade do projeto de gerar a liquidez de caixa necessária para atender aos pagamentos da dívida. A cobertura do serviço da dívida  $DSC_n$  para o ano  $n$  é calculada dividindo-se o lucro líquido da operação (fluxos de caixa líquidos antes da depreciação,

pagamento da dívida e imposto de renda) pelo pagamento da dívida (principal e juros):

$$DSC_n = \frac{\max(C_n + D, COI_n - \tilde{C}_0)}{D} \quad (4.10.44)$$

em que  $COI_n$  é a receita operacional acumulada do ano  $n$ , definida como:

$$COI_n = \sum_{i=0}^n \tilde{C}_i \quad (4.10.45)$$

O modelo calcula a cobertura do serviço da dívida para cada ano do projeto e relata a menor proporção encontrada ao longo do prazo da dívida.

O custo de produção de energia é o custo evitado de energia que leva o valor presente líquido a zero. O custo de produção de energia,  $C_{prod}$ , é assim obtido através da resolução de:

$$0 = \sum_{n=0}^N \frac{\tilde{C}_n}{(1+r)^n} \quad (4.10.46)$$

onde

$$C_{ener} = C_{prod} \quad (4.10.47)$$

O custo de redução de emissão de GEE,  $GRC$ , representa o custo nominal nivelado a ser incorrido por cada tonelada de GEE evitada. É calculado por:

$$GRC = -\frac{ALCS}{\Delta_{GHG}} \quad (4.10.48)$$

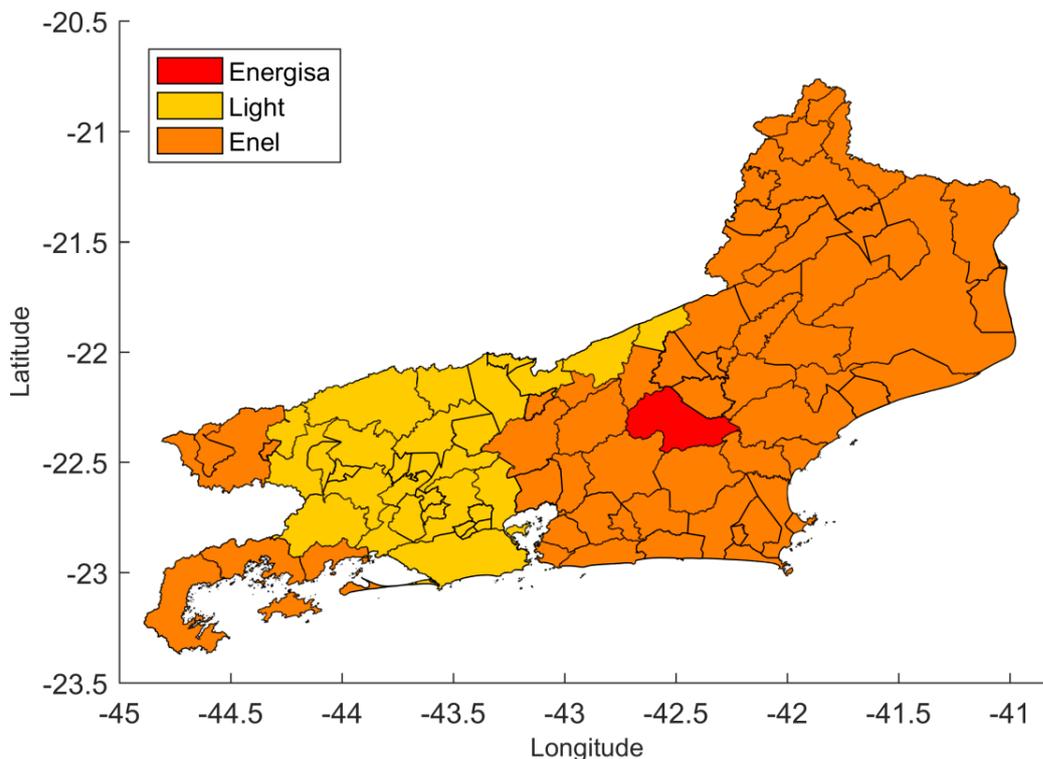
#### 4.10.7 Tarifa de Energia Elétrica

A tarifa de energia elétrica é a composição de valores calculados que representam cada parcela dos investimentos e operações técnicas realizadas pelos agentes da cadeia de produção e da estrutura necessária para que a energia possa ser utilizada pelo consumidor. A tarifa representa, portanto, a soma de todos os componentes do processo industrial de geração, transporte (transmissão e distribuição) e comercialização de energia elétrica. São acrescidos ainda os encargos direcionados ao custeio da aplicação de políticas públicas.

As distribuidoras detêm o direito de dois recursos para alteração de suas tarifas bases de energia elétrica definida pela ANEEL: reajuste tarifário anual e revisão tarifária extraordinária. Uma ocorre anualmente para todas as concessionárias e a outra pode ser requisitada caso haja necessidade. A tarifa base se distingue em diversas modalidades, se dividindo em classe de consumo e

tensão. A mais comum é a residencial de baixa tensão e será utilizada neste trabalho para fins de demonstração.

No estado do Rio de Janeiro existem três principais distribuidoras que atuam em diferentes territórios: Enel, Light e Energisa. A Figura 18 revela a divisão territorial aproximada que será levada em consideração neste trabalho para fins de simulação.



**Figura 18 – Área de atuação das distribuidoras de energia elétrica no estado do Rio de Janeiro considerado neste trabalho.**

Por falta de informações exatas e para que o problema seja simplificado, algumas aproximações foram consideradas. Certos municípios compartilham território com mais de uma concessionária, porém considera-se a concessionária que predomina no município. Também existem duas cooperativas de eletrificação que atuam no estado, a Cooperativa de Eletrificação Rural de Cachoeiras (CERCI) e a Cooperativa de Eletrificação Rural de Araruama (CERAL), porém também não foram incluídas.

A conta de luz de cada consumidor contém o preço final, que é a tarifa definida pela ANEEL somada com o adicional da bandeira tarifária, acrescida dos impostos não incluídos nos custos da energia elétrica, como ICMS (Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Serviços), PIS (Programa de Integração Social) e COFINS (Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social). Abaixo, na Tabela 11, estão listadas as tarifas convencionais base adotadas pelas suas respectivas Resoluções Homologatórias (REH).

**Tabela 11 - Tarifas convencionais das principais concessionárias de energia elétrica do Rio de Janeiro.**

Concessionária	Tarifa Convencional [R\$/kWh]	REH
Light	0,66311	2667/2020
Enel	0,68479	2666/2020
Energisa	0,64989	2560/2019

Desde o ano de 2015, as contas de energia passaram a trazer uma novidade: o Sistema de Bandeiras Tarifárias, que apresenta as seguintes modalidades: verde, amarela e vermelha (patamar 1 e 2) e indicam se haverá ou não acréscimo no valor da energia a ser repassada ao consumidor final, em função das condições de geração de eletricidade. Cada modalidade apresenta as seguintes características:

**Tabela 12 - Bandeiras tarifárias e seus respectivos acréscimos na tarifa de energia.**

Bandeira Tarifária	Acréscimo [R\$/kWh]
Verde	0
Amarela	0,01343
Vermelha (patamar 1)	0,04169
Vermelha (patamar 2)	0,06243

O ICMS é um tributo estadual cobrado sobre a tarifa de energia e repassado integralmente ao governo do estado. No estado do Rio de Janeiro é cobrado de acordo com a seguinte tabela Tabela 13:

**Tabela 13 - Regras de cobrança da alíquota de ICMS para tarifa de energia no estado do Rio de Janeiro.**

Classe	Faixa de Consumo [kWh/mês]	Alíquota
Poder Público Estadual	Isento	Isento
Residencial	Até 50	Isento
Residencial	Até 300	18%
Demais Classes	Até 300	20%
Todas as Classes	De 301 até 450	31%
Todas as Classes	Acima de 450	30%

O PIS e a COFINS são cobrados pela União para manter programas voltados ao trabalhador e para atender a programas sociais do Governo Federal. A alíquota média desses tributos varia de acordo com o volume de créditos apurados mensalmente pelas concessionárias e com o PIS e a COFINS pagos sobre custos e despesas no mesmo período, tais como a energia adquirida para revenda ao consumidor. Aqui se considera o último apurado que corresponde a: 1,65% e 7,6% respectivamente.

Também é cobrada a Contribuição de Iluminação Pública – CIP ou a Contribuição para o Custeio do Serviço de Iluminação Pública – Cosip, que está estabelecida no art. 149-A da Constituição Federal. Ainda segundo a Constituição, a forma de cobrança deve ser estabelecida nas leis municipais. É bastante usual que a cobrança da CIP ou da Cosip seja realizada na fatura de energia elétrica. Este trabalho considerou a CIP do município do Rio de Janeiro regida pela Lei 6.311/2017 e corrigida anualmente pelo IPCA.

Para chegar ao resultado da tarifa total  $TT$  final mensal, considera-se a seguinte equação:

$$TT = \frac{CE \frac{TC + BT}{(1 - (ICMS + PIS + COFINS))} + CIP}{CE} \quad (4.10.49)$$

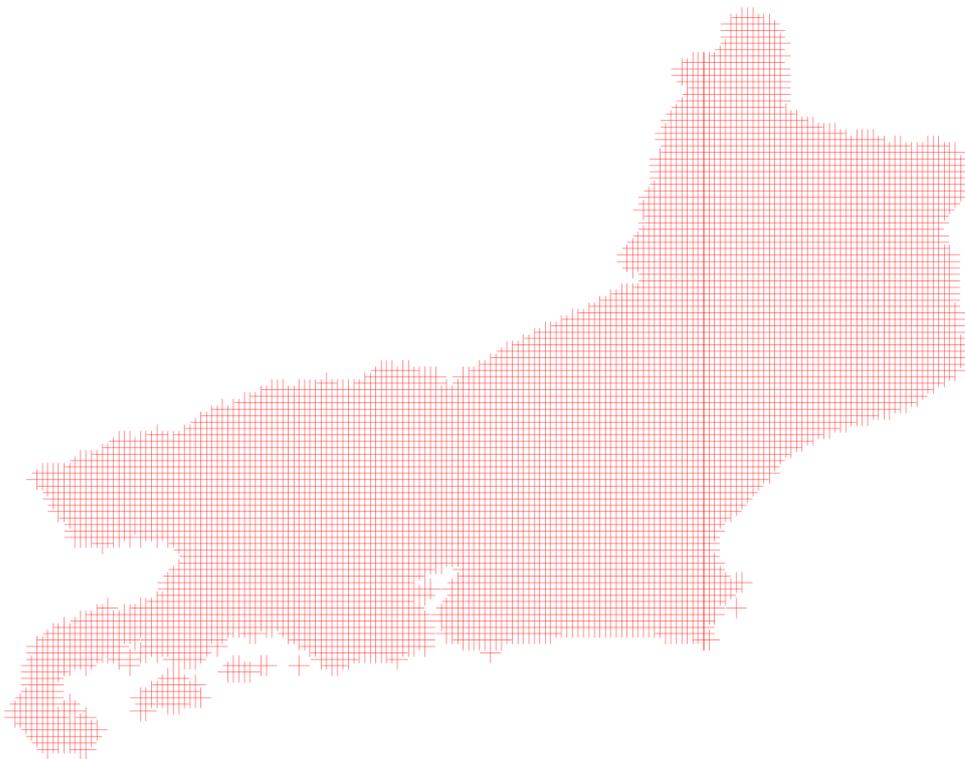
Onde  $CE$  é o consumo de energia no mês,  $TC$  a tarifa convencional e  $BT$  a bandeira tarifária.

No entanto, esta é a tarifa cobrada pela distribuidora para a energia consumida, porém não é a mesma parcela que é remunerada. A cobrança de impostos e taxas como a CIP não são remuneradas, pois continuam sendo cobradas para o consumidor. Cada estado tem sua regra quanto à cobrança de ICMS. No estado do Rio de Janeiro, por exemplo, o a Lei Nº 8922 de 30/06/2020 isenta a cobrança de ICMS pelas distribuidoras para energia injetada. Dessa forma, este trabalho considera a tarifa remunerada da seguinte forma:

$$TR = \frac{TC + BT}{(1 - ICMS)} \quad (4.10.50)$$

#### 4.11 Geração de Mapas Georreferenciados

Para geração dos mapas georreferenciados de dados técnicos, econômicos e ambientais, a simulação é realizada para cada uma das coordenadas geográficas da malha computacional no interior do limite geográfico do estado do Rio de Janeiro. A Figura 19 representa a malha computacional utilizada neste trabalho. O centro de cada cruz representa o ponto de onde os cálculos são realizados. Esta malha corresponde a 7577 pontos divididos igualmente localizados no interior do estado do Rio de Janeiro. A plataforma ArcGIS foi utilizada para delimitação das fronteiras do Rio de Janeiro e municípios de concessão das distribuidoras de energia, que influenciam na tarifa de energia adotada (capítulo 4.10.7).



**Figura 19 - Malha computacional utilizada para simulações.**

## 5 Resultados

Este capítulo como objetivo apresentar comparações de validação do simulador construído, com diferentes configurações de rastreamento e modelos de radiação difusa, assim como revelar alguns resultados que são possíveis com o simulador, incluindo análise de sensibilidade para algumas variáveis. Além disso, serão também anexados mapas georreferenciados para análise de investimento.

### 5.1 Matriz de Testes

A fim de facilitar o entendimento dos resultados aqui demonstrados, foram determinadas duas configurações distintas de sistemas fotovoltaicos. Para isso, cada uma tem seu próprio perfil de consumo, equipamento utilizado, localização e dados econômicos. Os modelos dos painéis solares escolhidos estão atualmente sendo amplamente comercializados no Brasil. O perfil de consumo e coordenadas geográficas de ambas as configurações busca representar unidades consumidoras reais.

Configuração 1 (C1) – Se caracteriza por um sistema residencial com fixação de telhado de uma casa grande com 4 a 5 pessoas, localizado no bairro do Recreio dos Bandeirantes, Rio de Janeiro, RJ. Veja as informações nas Tabelas 14 e 15.

**Tabela 14 - Parâmetros de simulação da configuração C1.**

Perfil de consumo em kWh											
JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
1180	850	800	590	730	600	630	710	800	800	540	720
<b>Geolocalização:</b>		<b>Lat</b>	-23,02	<b>Long</b>	-43,46						
<b>Modelo painel:</b>		Canadian Solar Inc, CS3U-365MS-AG									

**Tabela 15 - Parâmetros do painel solar da configuração C1.**

Parâmetro	Unidade	Descrição
CS3U-365MS-AG	-	Modelo
Mono-c-Si	-	Tecnologia.
365,238	W	Potência do painel na STC.
1,92	m <sup>2</sup>	Área do painel solar.
72	-	Número de células do painel solar.
9,77	A	Corrente em curto circuito.
47,2	V	Tensão em circuito aberto.
9,27	A	Corrente na MPP.
39,4	V	Tensão na MPP.
0,0034	A/K	Coefficiente de temperatura para corrente.

-0,1383	V/K	Coeficiente de temperatura para a tensão.
45,7	C	Temperatura na NOCT.
1,814	V	Fator de idealidade
9,773	A	Corrente de luz.
0,00	A	Corrente de saturação.
0,2403	Ohm	Resistência em série.
786,6455	Ohm	Resistência de derivação.
5,5584	%	Ajuste do coeficiente de temperatura.
-0,3830	%/K	Coeficiente do MPP.

Configuração 2 (C2) – Se caracteriza por um sistema comercial/industrial de pequeno porte, localizado no município de Nova Friburgo, RJ. Veja as informações nas Tabelas 16 e 17.

**Tabela 16 - Parâmetros de simulação da configuração C2.**

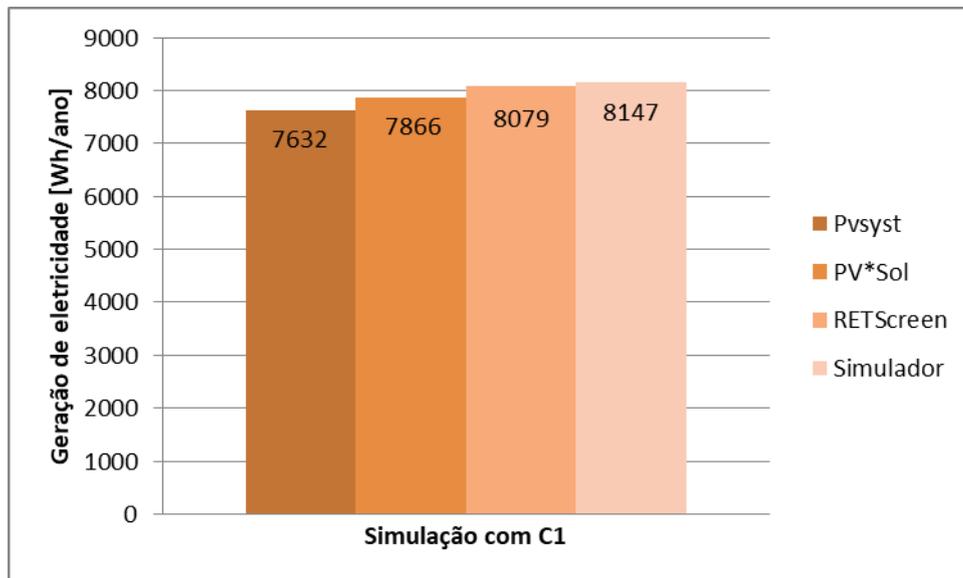
Perfil de consumo em kWh											
JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
9600	8600	7200	5310	6570	5400	5670	6390	5460	5700	6230	6480
<b>Geolocalização:</b>		Lat -22,29		Long -42,54							
<b>Modelo painel:</b>		Jinko Solar Co., Ltd., JKM400M-72HL-V									

**Tabela 17 - Parâmetros do painel solar da configuração C2.**

Parâmetro	Unidade	Descrição
JKM400M-72HL-V	-	Modelo
Mono-c-Si	-	Tecnologia.
400,32	W	Potência do painel na STC.
1,96	m <sup>2</sup>	Área do painel solar.
144	-	Número de células do painel solar.
10,36	A	Corrente em curto circuito.
49,8	V	Tensão em circuito aberto.
9,6	A	Corrente na MPP.
41,7	V	Tensão na MPP.
0,0066	A/K	Coeficiente de temperatura para corrente.
-0,1604	V/K	Coeficiente de temperatura para a tensão.
45,1	C	Temperatura na NOCT.
2,0254	V	Fator de idealidade
10,7046	A	Corrente de luz.
0,00	A	Corrente de saturação.
0,1939	Ohm	Resistência em série.
67,3653	Ohm	Resistência de derivação.
7,0408	%	Ajuste do coeficiente de temperatura.
-0,3720	%/K	Coeficiente do MPP.

## 5.2 Validação da Modelagem Desenvolvida

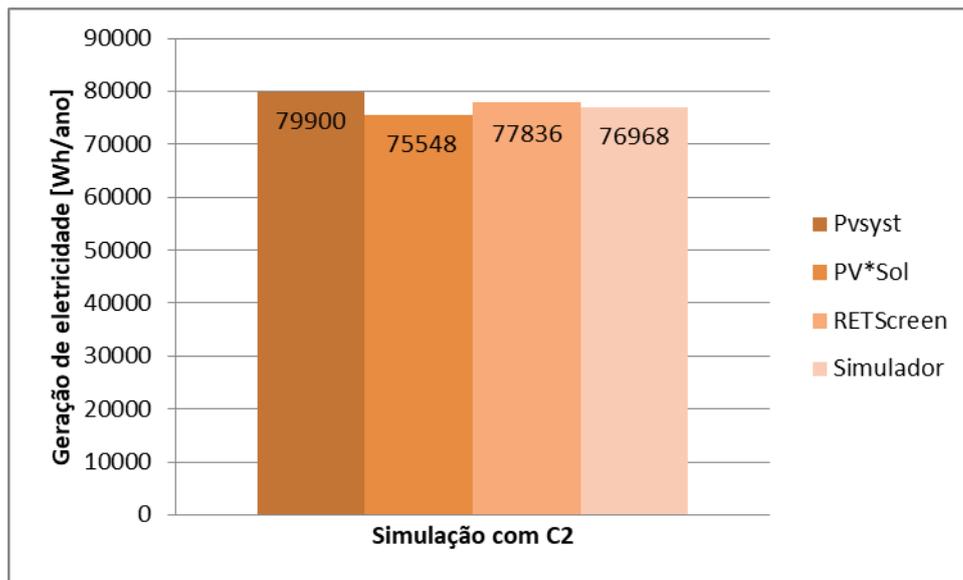
Para validar a modelagem do simulador desenvolvido, foram comparados os resultados de geração de eletricidade anual para as configurações C1 e C2 com três diferentes softwares comerciais bem estabelecidos no mercado: Pvsyst 7.0, RETScreen Expert 7.0 e PV\*Sol Premium 2020. A Gráfico revela os resultados da comparação para a configuração C1.



**Gráfico 17 - Resultado da comparação da energia elétrica gerada pelo sistema C1 nos softwares comerciais Pvsyst, PV\*Sol e RETScreen, com o simulador desenvolvido.**

Para a configuração C1, o simulador desenvolvido obteve resultados de geração maiores que os 3 softwares comerciais, porém mais próximo do software RETScreen com diferença de 0,84%. Já para os softwares PV\*Sol e Pvsyst houve uma diferença de 3,57% e 6,75%, respectivamente. Para a configuração C2, os resultados foram bem diferentes, com a maior geração para o software Pvsyst, seguido do RETScreen, simulador desenvolvido e PV\*Sol. As diferenças de geração com relação ao simulador desenvolvido foram de 3,81% para o software Pvsyst, 1,88% para o PV\*Sol e 1,13% para o RETScreen.

A Gráfico revela os resultados da comparação com C2.



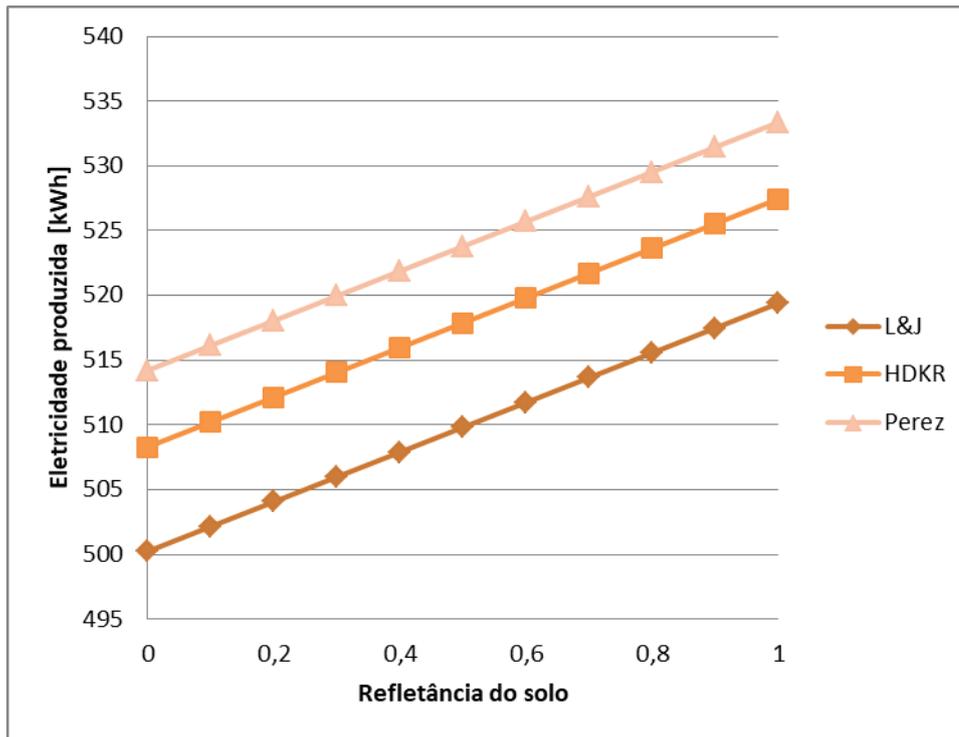
**Gráfico 18 - Resultado da comparação da energia elétrica gerada pelo sistema C2 nos softwares comerciais Pvsyst, PV\*Sol e RETScreen, com o simulador desenvolvido.**

A diferença dos resultados é de se esperar, levando em conta que as informações meteorológicas obtidas em cada software são bem diferentes. Nos softwares RETScreen e PV\*Sol, ambas as configurações foram utilizadas as informações meteorológicas da estação Santos Dumont, provindas da base de dados da NASA e MeteoSyn respectivamente. Essa era a única estação disponível para ambos os softwares no estado do Rio de Janeiro. Já no Pvsyst, as informações foram importadas das coordenadas especificadas das configurações da base de dados Meteonorm. É de se esperar resultados divergentes, pois o simulador utiliza uma base de dados mais precisa para dentro da localidade do estado do RJ. Da mesma maneira, cada software tem seus procedimentos de cálculos e considerações de perdas distintas que também afetam no resultado final. Dessa forma, com os resultados próximos, é suficiente validar a funcionalidade do simulador desenvolvido.

### 5.3 Comparação Entre Modelos de Radiação Difusa

Será comparado o desempenho de três modelos de radiação difusa apresentados no modelo matemático do capítulo 4.6: L&J, HDKR e Perez.

Para fins de comparação, utilizou-se um painel fotovoltaico e localização da C1 de modo fixo voltado para o norte. Nesta comparação não são consideradas perdas. Variou-se a refletância do solo (albedo) de 0 a 1 a fim de demonstrar a dependência da variável com relação aos 3 modelos, resultando do Gráfico 17.



**Gráfico 19 - Comparação entre modelos de radiação difusa com a variação do albedo para o módulo fotovoltaico e localização de C1.**

Observa-se, como esperado, que a correlação L&J apresenta resultados mais conservadores, pois exclui os termos de radiação difusa circunsolar e brilho do horizonte. Seguida dos modelos anisotrópicos, HDKR e Perez. As diferenças percentuais dos resultados dos modelos L&J e Perez variam de 2,96% com albedo igual a 0 a 2,85% com albedo igual a 1, demonstrando uma dependência quase linear.

#### 5.4 Comparação Entre Modelos de Rastreamento

Neste capítulo foram comparados 4 modelos de rastreamento solar de acordo com a radiação incidente mensal. A simulação foi realizada para a localização de C1. Quando não há variação de ângulo no rastreamento, o ângulo de inclinação foi fixado igual à latitude e o ângulo azimutal  $180^\circ$  (voltado para o norte).

Observa-se no Gráfico 18 que, claramente os modelos de dois eixos e um eixo vertical apresentam os melhores resultados de desempenho. No entanto, em alguns meses, nota-se um melhor desempenho para o modelo de um eixo vertical. Este resultado é devido ao fato de que utilizando rastreamento em dois eixos, são obtidos ganhos somente durante dias com céu claro. Nos dias nublados, o rastreamento em dois eixos não permite o ganho de energia e pode até reduzir a incidência de radiação em painéis, pois tem um menor aproveitamento da radiação difusa (CABRERA, 2014).

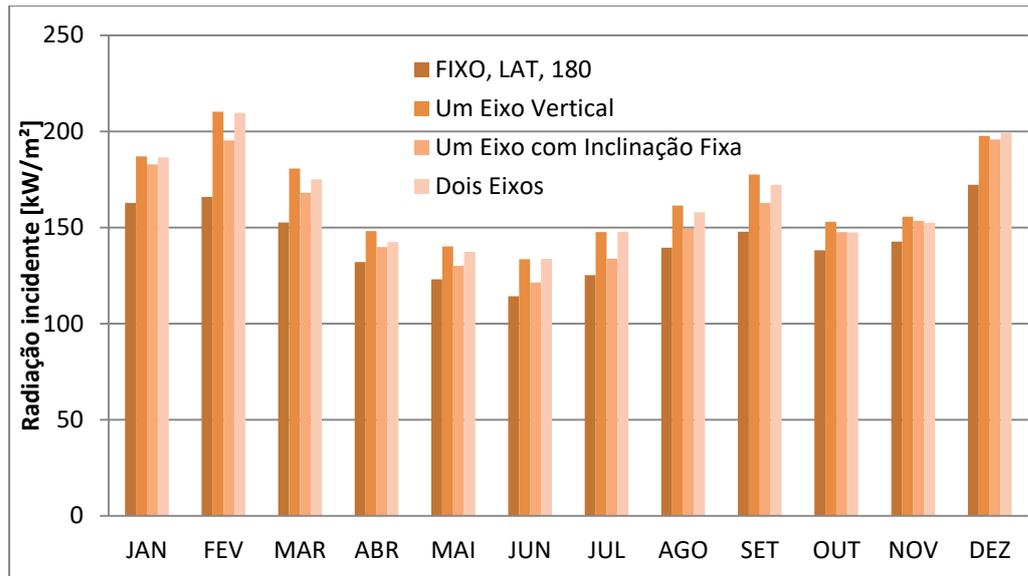


Gráfico 20 - Comparação entre modelos de rastreamento solar.

No entanto, a grande maioria dos sistemas residenciais e comerciais/industriais de pequeno e médio porte são instalados em estruturas de telhado ou solo fixas a certa inclinação  $\beta$  e direção azimutal da superfície  $\gamma$ . Dessa forma, é interessante estudar com mais detalhes a variação destas inclinações, com a geração de superfícies de contorno que nos revelam um problema de otimização. Para esta comparação utilizou-se dados horários diretamente das estações INMET, para evitar aproximações das correlações que transformam os dados médios diários em dados horários. Foram escolhidas três estações em regiões distintas do Rio de Janeiro: Teresópolis, Cambuci e Resende. Para estes resultados foi utilizado o modelo de radiação difusa de Perez.

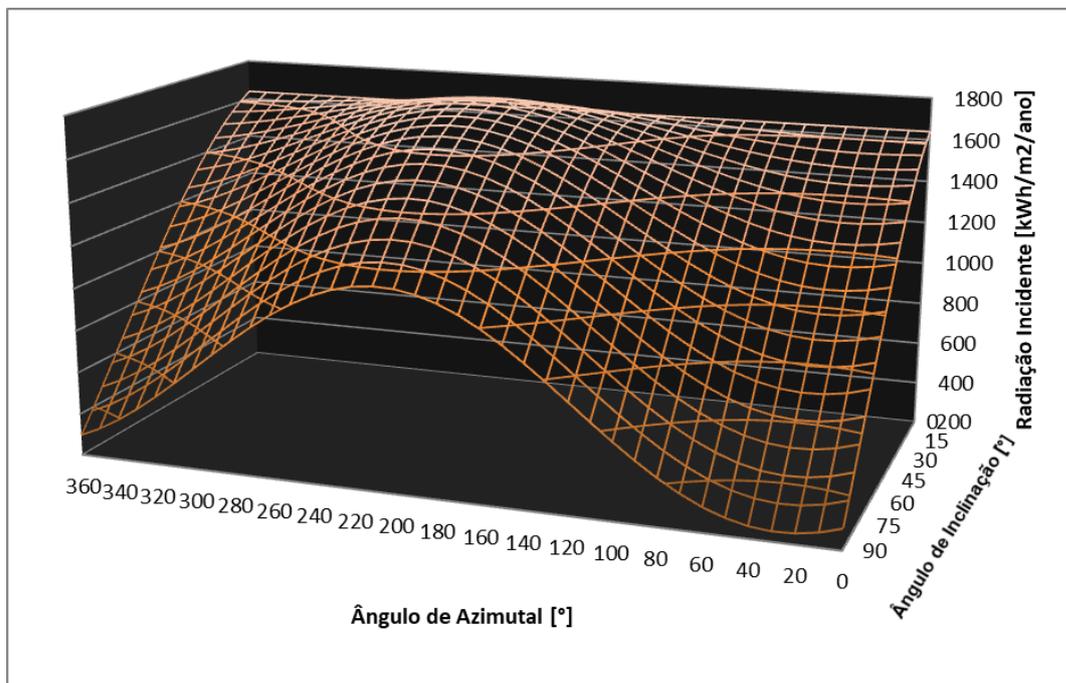


Gráfico 21 - Resultado da radiação incidente de um sistema fixo no município de Teresópolis - RJ, variando os ângulos azimutal e de inclinação do painel.

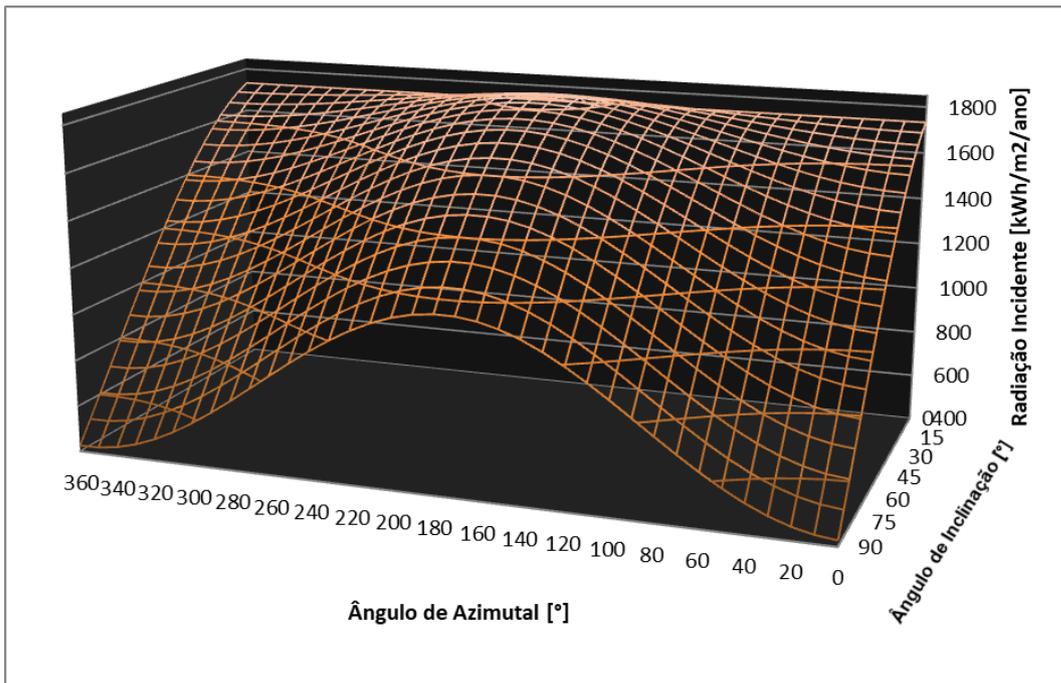


Gráfico 22 - Resultado da radiação incidente de um sistema fixo no município de Cambuci - RJ, variando os ângulos azimutal e de inclinação do painel.

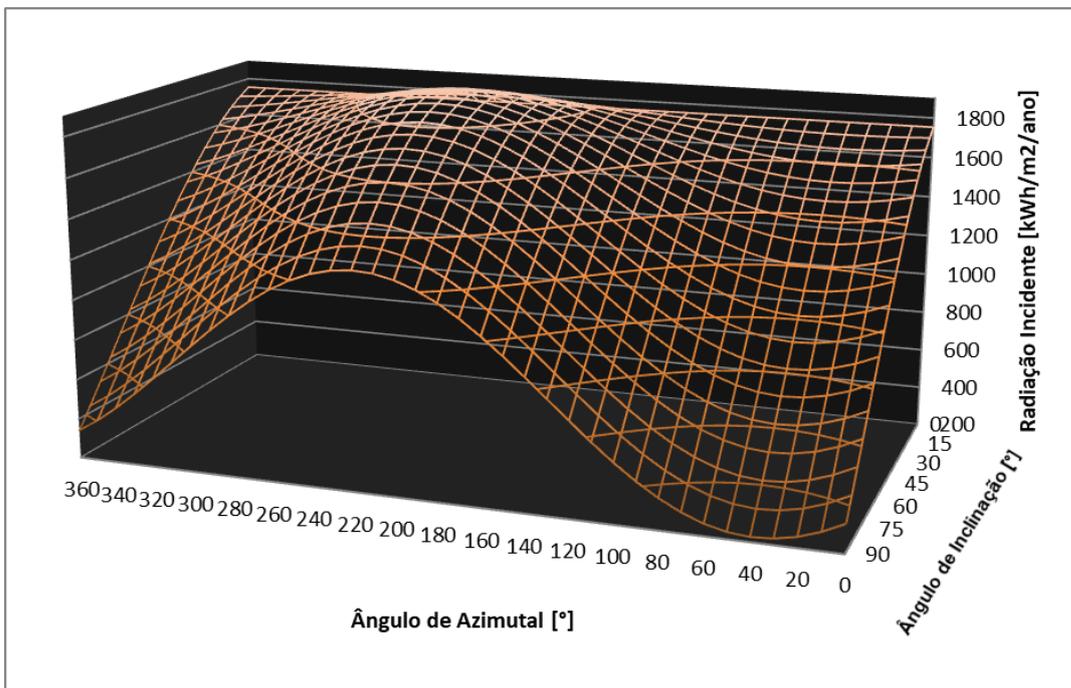


Gráfico 23 - Resultado da radiação incidente de um sistema fixo no município de Resende - RJ, variando o ângulo azimutal e de inclinação do painel.

Observa-se que, como esperado, os gráficos apresentam uma linha reta constante para  $\beta = 0$ , ou seja, quando o painel está na horizontal. Da mesma forma, os resultados são iguais para  $\gamma = 0^\circ$  ou  $\gamma = 360^\circ$ , pois corresponde ao

painel direcionado para o sul e apresentam seus valores mínimos quando  $\beta = 90^\circ$ , ou seja, na vertical.

É interessante observar, que, ao contrário do que se pensa, nem sempre direcionar o painel para o norte geográfico, ou seja,  $\gamma = 180^\circ$  oferece o melhor desempenho para o painel solar. E da mesma forma, não é trivial que a inclinação do painel igual à latitude seja o ponto ótimo para absorção da radiação incidente. Estes podem ser utilizados como pontos de partida simplificados para parâmetros de projeto. Porém como é observado no gráfico, o local pode oferecer variações quanto à radiação incidente durante a manhã e durante a tarde, fazendo com que o ponto ótimo seja deslocado para oeste ou leste, ou até mesmo sugerir outras inclinações ótimas para o módulo.

Teresópolis, por exemplo, mostrou que o ponto ótimo para radiação incidente na superfície fixa fica no entorno de  $\beta = 25^\circ$  e  $\gamma = 210^\circ$  com variação de 1,23% para  $\gamma = 180^\circ$ . Já para Resende o ponto ótimo fica em  $\beta = 30^\circ$  e  $\gamma = 220^\circ$  gerando uma diferença de aproximadamente 2,96% se estivesse voltado para o norte. Ambas as localizações oferecem um melhor aproveitamento para módulos que estejam direcionados para o nordeste, ou seja, sol da manhã. São diferenças aparentemente pequenas, mas que traduzem em uma grande perda no ciclo de vida de um sistema fotovoltaico.

Como constatado em (CABRERA, 2014), esta diferença pode ser ocasionada devido a poluição, que afeta em maior escala a parte continental do que os oceanos. Assim, como a liberação de GEE na atmosfera ocorre majoritariamente iniciando na parte da manhã até o final da tarde, o que implica em concentrações menores durante o começo da manhã. Com isso, durante a manhã, a radiação incidente é maior e durante a tarde uma concentração maior de gases poderia ocasionar esta diferença. Porém, outros fatores climáticos e geográficos também poderiam explicar esta diferença, como nebulosidade e outros obstáculos no horizonte.

## 5.5 Análise Econômico-financeira

O simulador permite análise econômico-financeira detalhada do sistema. Para a análise aqui demonstrada foram utilizadas taxa médias de valores reais dos últimos anos descritas na Tabela 18.

**Tabela 18 - Taxas envolvidas na simulação da análise econômico-financeira realizada.**

Nome	Valor
Taxa de inflação	5,85%
Taxa de energia	7,79%
Taxa de desconto	7,32%
Taxa de depreciação	10,00%
Taxa imposto de renda	15,00%
Taxa da dívida	11,76%
Taxa reinvestimento	3,50%

A taxa de inflação  $r_i$  foi calculada utilizando uma média do IPC Brasil dos últimos 10 anos. A taxa de escalção do custo de energia  $r_e$  uma média da taxa de aumento do custo da tarifa de energia dos últimos 10 anos para as distribuidoras do Rio de Janeiro. A taxa de desconto  $r$  é a Taxa Regulatória de Remuneração de Capital da distribuição aprovado pela ANEEL RN nº 882/2020 (ANEEL, 2020c). A taxa de depreciação  $d$  é a tabela para máquina e equipamentos no Brasil. A taxa efetiva de imposto de renda  $t$  é adotada de forma simplificada, correspondente a base de cálculo mais frequente no Brasil. Por fim, a taxa de juros efetiva da dívida  $i_d$  foi retirada arbitrariamente de uma linha de financiamento da Caixa Econômica Federal chamada BCD Ecoeficiência. A taxa de degradação do painel é calculada de acordo com correlação apresentada no capítulo 4.10.2.3 deste trabalho.

Todo o cálculo dos custos envolvidos está descrito no modelo matemático deste trabalho. Foram desenvolvidas correlações com dados históricos reais e atuais, divulgadas por instituições confiáveis do setor fotovoltaico no Brasil e nos Estados Unidos. A tarifa de energia utilizada também é calculada com base em dados reais e atuais do Rio de Janeiro, inclusive com isenção do ICMS para a tarifa remunerada (Lei Nº 8922 de 30/06/2020). Também foi feito uma média dos últimos 10 anos para o fator de emissão de  $CO_2$  do SIN divulgado pelo MCTIC. O método de depreciação utilizado é o linear.

Abaixo nas Tabelas 19 e 20, e Gráfico 22, os resultados de dimensionamento, fluxo de caixa e indicadores de viabilidade para C1.

**Tabela 19 - Dados dimensionados para o sistema C1.**

Dados do sistema	Unidade	Valor
Energia gerada no ano por um painel	kWh/ano	582
Tarifa de energia	R\$/kWh	0,97442
Numero de painéis	Unidade	14
Potencia nominal do painel	W	365
Energia gerada no ano pelo sistema	kWh/ano	8.147
Potencial nominal do sistema	kWp	5,11
CO2 evitado na atmosfera	tCO2	16,8
Equivalência de árvores plantadas	Unidade	120

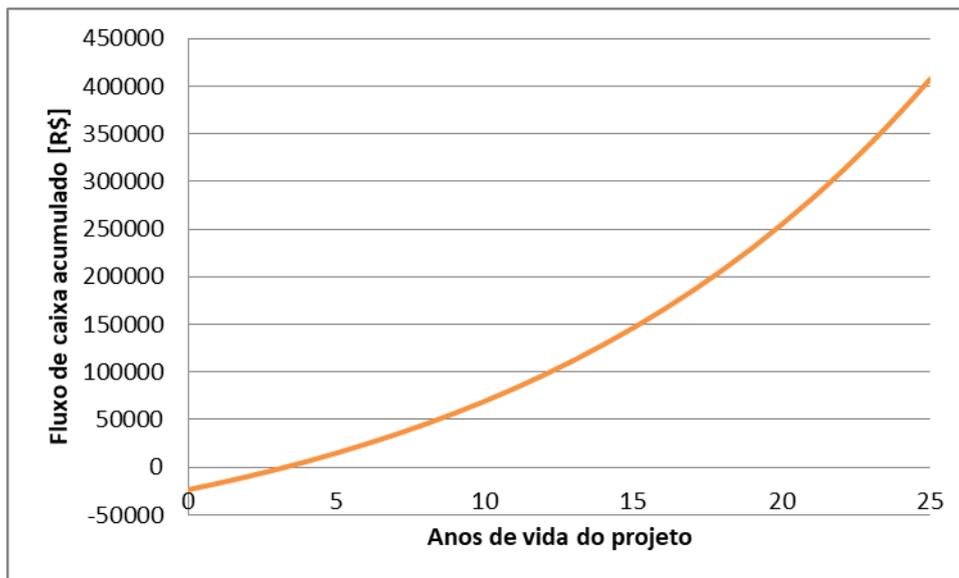


Gráfico 24 - Fluxo de caixa acumulado para C1.

Tabela 20 - Indicadores de viabilidade econômica para C1.

Indicador de Viabilidade econômica	Unidade	Valor
Equity Payback	Anos	3,25
Valor Presente Líquido	R\$	128.337
Custo de Produção	R\$	2512
Custo Nivelado de Eletricidade (LCOE)	R\$/kWh	0,40
Economia Anual do Ciclo de Vida (ACLS)	R\$	13611
Custo-benefício	-	7,15
Taxa Interna de Retorno (TIR)	%	38,58%
Payback Simples	Anos	3,41
Índice de Competitividade	-	2,43

Abaixo nas Tabelas 21 e 22, e Gráfico 23, os resultados de dimensionamento, fluxo de caixa e indicadores de viabilidade para C2.

Tabela 21 - Dados dimensionados para o sistema C2.

Dados do sistema	Unidade	Valor
Energia gerada no ano por um painel	kWh/ano	626
Tarifa de energia	R\$/kWh	0,95553
Numero de painéis	Unidade	123
Potencia nominal do painel	W	400
Energia gerada no ano pelo sistema	kWh/ano	76.968
Potencial nominal do sistema	kWp	49,23
CO2 evitado na atmosfera	tCO2	129
Equivalência de árvores plantadas	Unidade	921



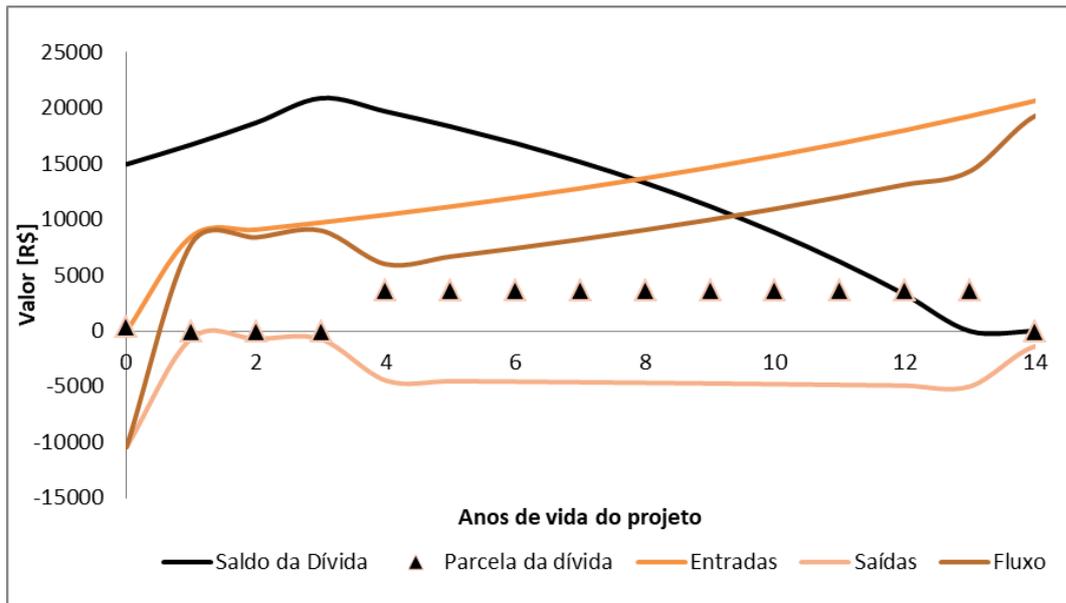
Gráfico 25 - Fluxo de caixa acumulado para C2.

Tabela 22 - Indicadores de viabilidade econômica para C2.

Indicador de Viabilidade econômica	Unidade	Valor
Equity Payback	Anos	2,50
Valor Presente Líquido	R\$	1.257.887
Custo de Produção	R\$	20.537
Custo Nivelado de Eletricidade (LCOE)	R\$/kWh	0,31
Economia Anual do Ciclo de Vida (ACLS)	R\$	132.804
Custo-benefício	-	9,66
Taxa Interna de Retorno (TIR)	%	45,48
Payback Simples	Anos	2,52
Índice de Competitividade	-	3,10

Os valores para o equity payback estão bem próximos dos valores médios divulgados por (GREENER, 2020a) em uma pesquisa com 884 empresas brasileiras. Para sistemas de porte residencial os valores médios no estado do Rio de Janeiro ficam na faixa de 3,8 anos, se aproximando de 3,25 anos encontrado para C1. Para comerciais, o payback médio fica na faixa de 2,6 anos, que se aproxima de 2,5 anos encontrado para C2.

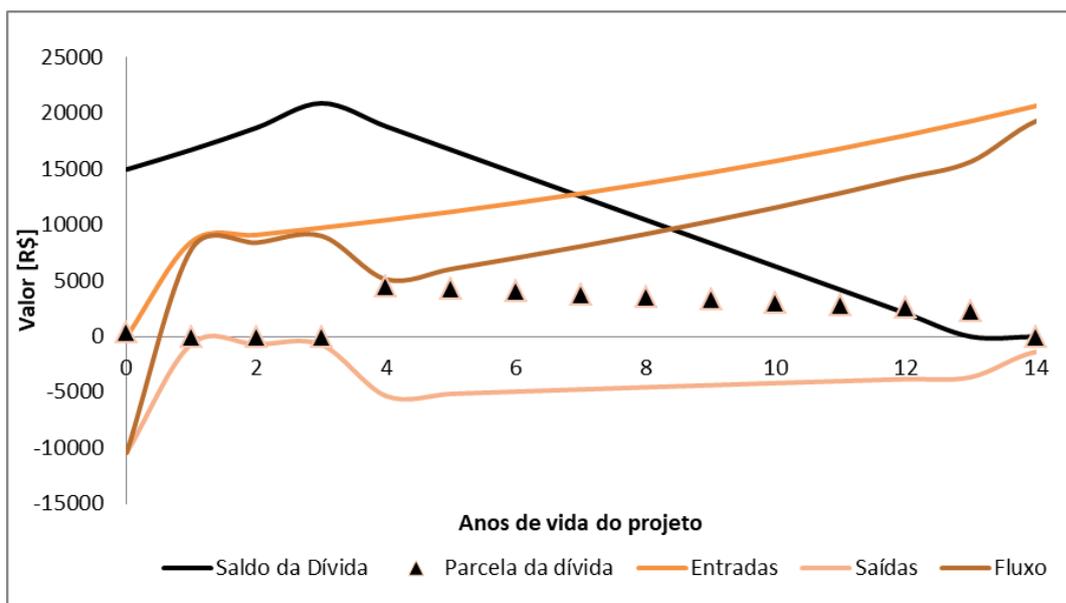
Para fins de demonstração realizou-se a mesma simulação, porem com opção de financiamento de parte do custo inicial. Neste caso o rácio da dívida  $f_d$  foi fixado em 60%, o prazo da dívida ou prazo de amortização  $N'$  em 10 ano e prazo de carência  $N_c$  em 4 anos e TAC em 2%. Nesta primeira simulação utilizou-se o método de financiamento PRICE para C1, demonstrado no Gráfico 24.



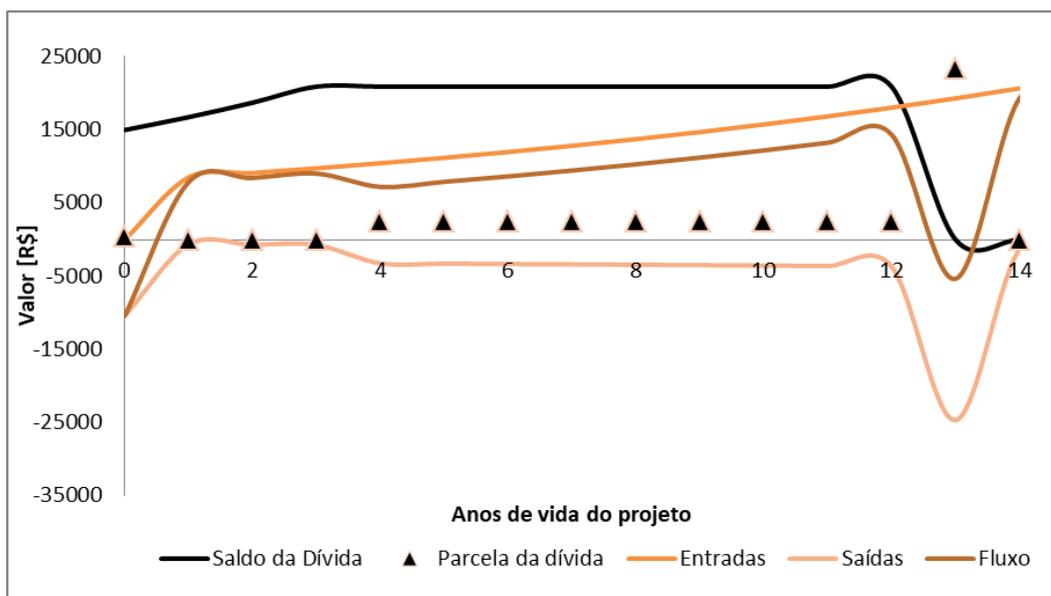
**Gráfico 26 - Simulação de financiamento para C1 com método PRICE.**

Repare que a parcela da dívida se inicia no ano 0 com o valor da TAC e no quarto ano começa a ser paga em dez parcelas constantes, caracterizado pelo método PRICE, até a última parcela no início do décimo terceiro ano. O saldo da dívida se inicia com o valor inicial da dívida, porém devido à carência, ela se eleva até o terceiro ano e de forma postecipada é amortizada a partir do quarto ano, até que se tenha seu pagamento finalizado no décimo terceiro ano. Da mesma forma o fluxo de caixa sofre uma variação negativa durante o pagamento das parcelas, porém se recupera rapidamente a partir do décimo terceiro ano, pois o financiamento já foi quitado.

Com o intuito de demonstrar as diferenças dos métodos de financiamento, os próximos gráficos mostram mesma situação com método SAC e método SAA.



**Gráfico 27 - Simulação de financiamento para C1 com método SAC.**



**Gráfico 28 - Simulação de financiamento para C1 com método SAA.**

É perceptível que no método SAA se inicia com o pagamento de parcelas pequenas, que correspondem apenas com o pagamento dos juros e finaliza na última parcela com o pagamento de todo o principal de apenas uma vez. Já o sistema SAC se caracteriza por uma amortização do principal constante, porém com juros decrescentes, o que resulta em parcelas que decresce o valor ao longo dos anos.

Para fins de comparação, o Gráfico 27 compara o comportamento do fluxo de caixa cumulativo dos três métodos de financiamento e sem financiamento. O fluxo acumulado sem financiamento resulta em um caixa acumulado maior a partir do sétimo ano comparado aos métodos PRICE e SAC e a partir do nono ano comparado ao método SAA. Nestes pontos, o fluxo acumulado é ultrapassado, resultando em um fluxo de caixa acumulado mais elevado no final da vida útil do projeto. Apesar do método SAA demonstrar um fluxo de caixa acumulado mais elevado que os métodos PRICE e SAC para os primeiros anos, ele decai a partir do décimo terceiro ano com o pagamento do principal e se caracterizando pelo pior caixa acumulado ao final da vida útil do projeto. O método SAC apresenta resultados ligeiramente melhores que o método PRICE.

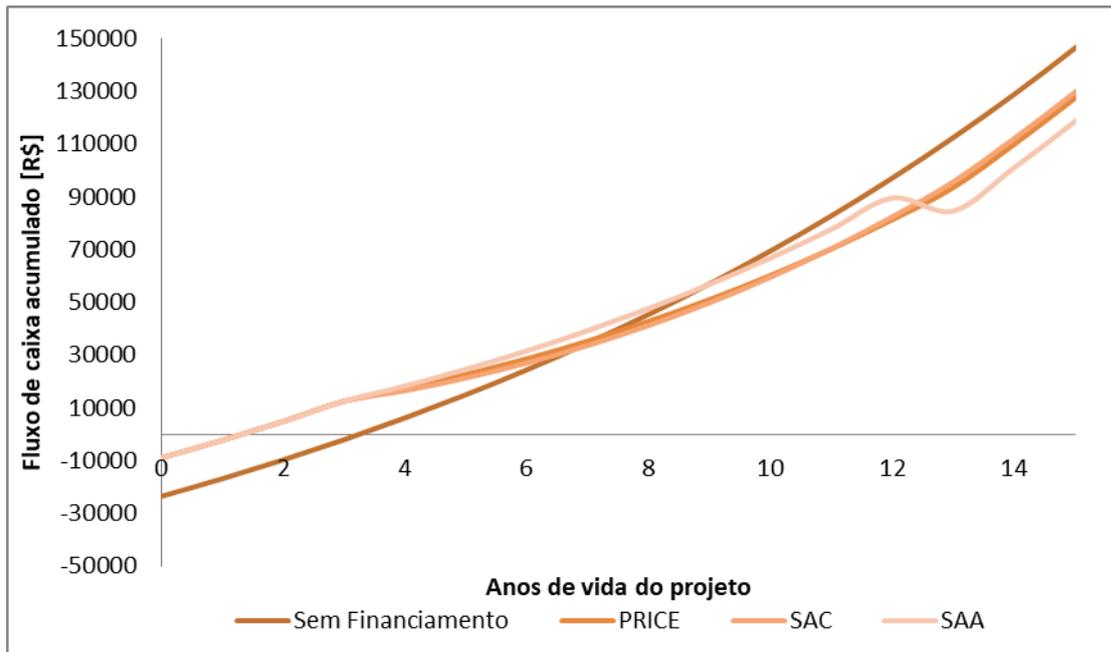
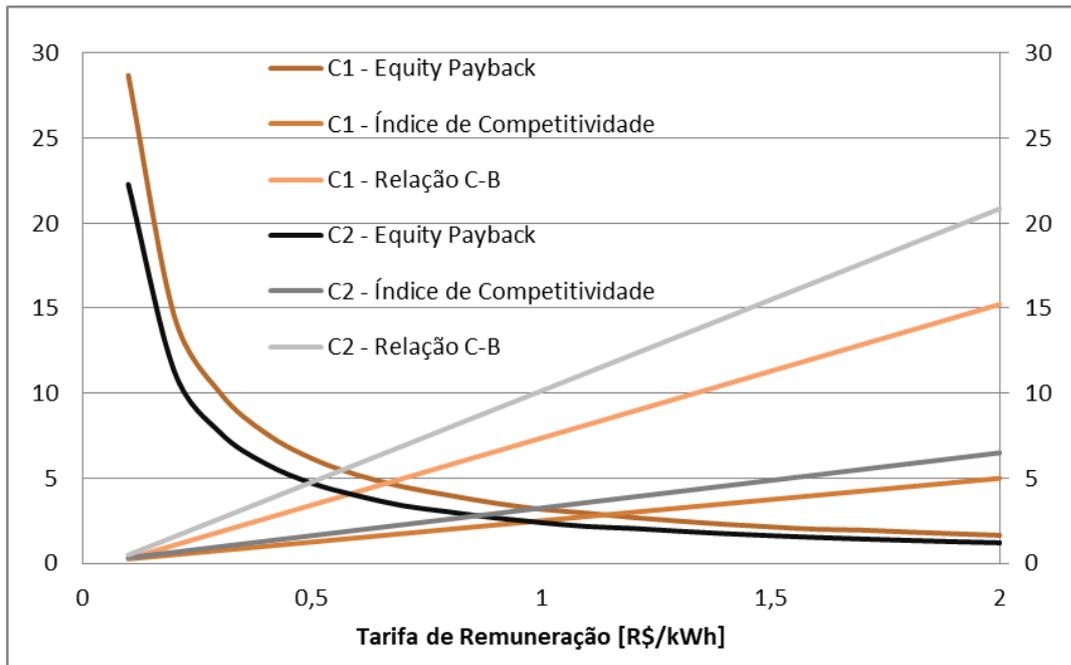


Gráfico 29 - Comparação entre métodos de financiamento para C1.

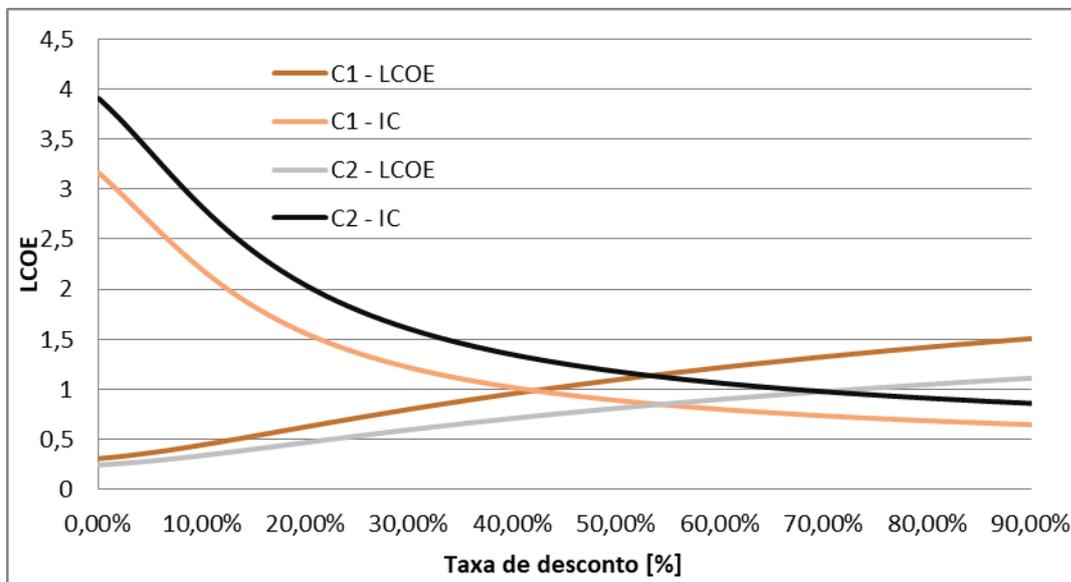
### 5.5.1 Análise de Sensibilidade

Esta análise de sensibilidade tem objetivo de averiguar como indicadores econômicos se comportam com a variação de alguma variável do problema simulado. Uma variável interessante a se estudar o comportamento, por exemplo, o período de retorno do projeto (payback). Para isso, variou-se a taxa de remuneração de energia de 0 a 2 R\$/kWh para as duas configurações resultado no Gráfico 28. Também foi estudado o comportamento da Relação C/B e Índice de Competitividade, contatando sua linearidade quanto à tarifa de remuneração.



**Gráfico 30 - Variação do equity payback, índice de competitividade e relação C-B com relação à tarifa de remuneração de energia para C1 e C2.**

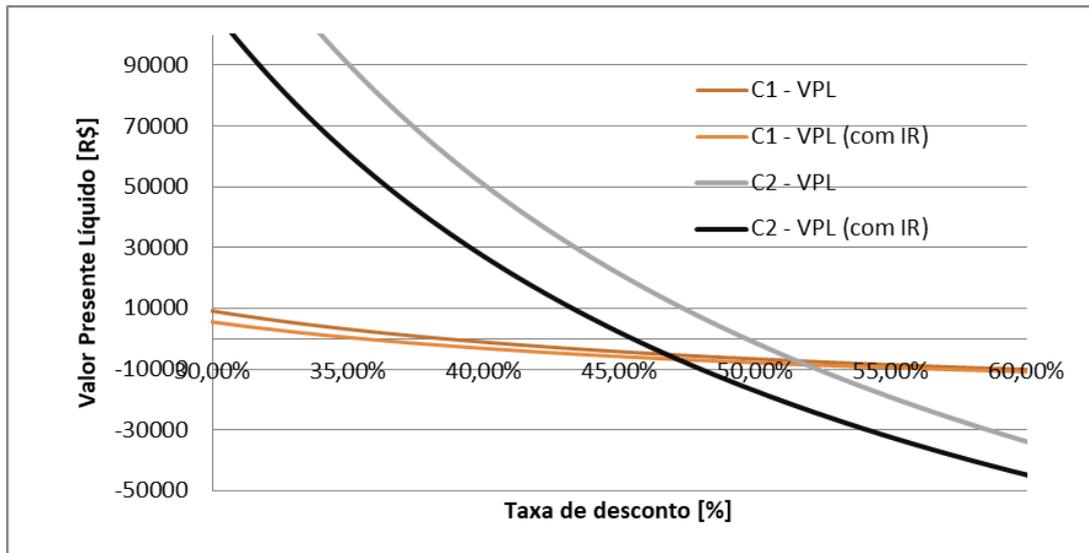
É também interessante traçar a dependência de LCOE e o Índice de Competitividade (IC) com a variação da taxa de desconto, vide Gráfico 29. Esta informação permite analisar a sensibilidade destas variáveis com o aumento ou diminuição da taxa de desconto adotada na simulação. O ponto aonde as curvas de LCOE e IC se tocam, corresponde ao ponto aonde  $LCOE = TR$  e logo  $IC = 1$ .



**Gráfico 31 - Dependência de LCOE e o Índice de Competitividade com a taxa de desconto para C1 e C2.**

Outro indicador importante para análise, quando se varia a taxa de desconto é o Valor Presente Líquido (VPL). No Gráfico 30, possível nesse caso enxergar

exatamente aonde o  $VPL = 0$ , que corresponde a TIR. Como esperado, os valores condizem com os obtidos na simulação.

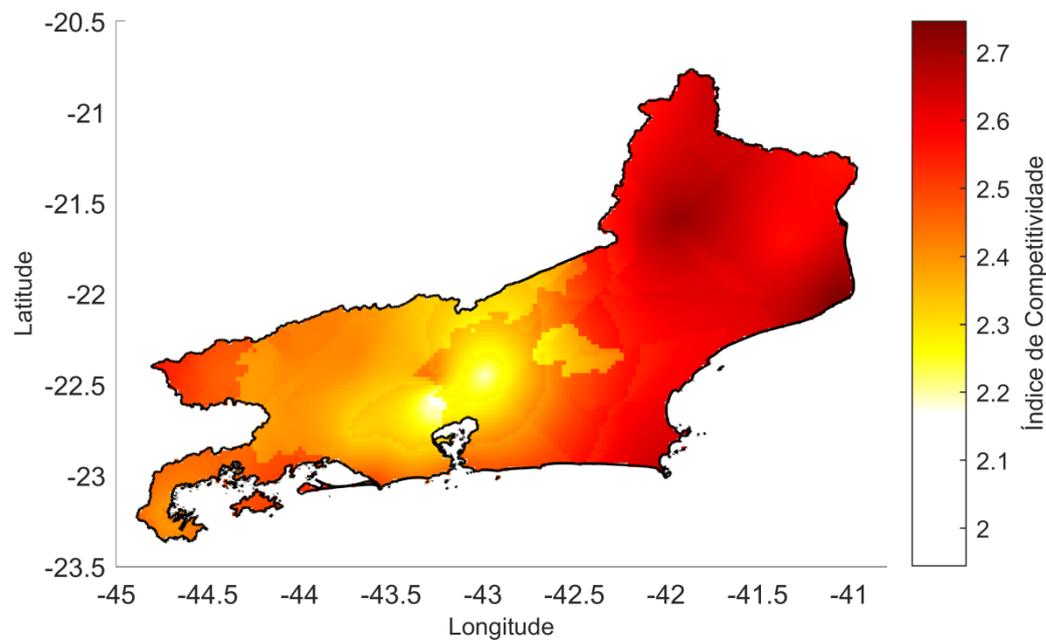


**Gráfico 30 - Dependência do VPL, antes e depois dos impostos, com a taxa de desconto para C1 e C2.**

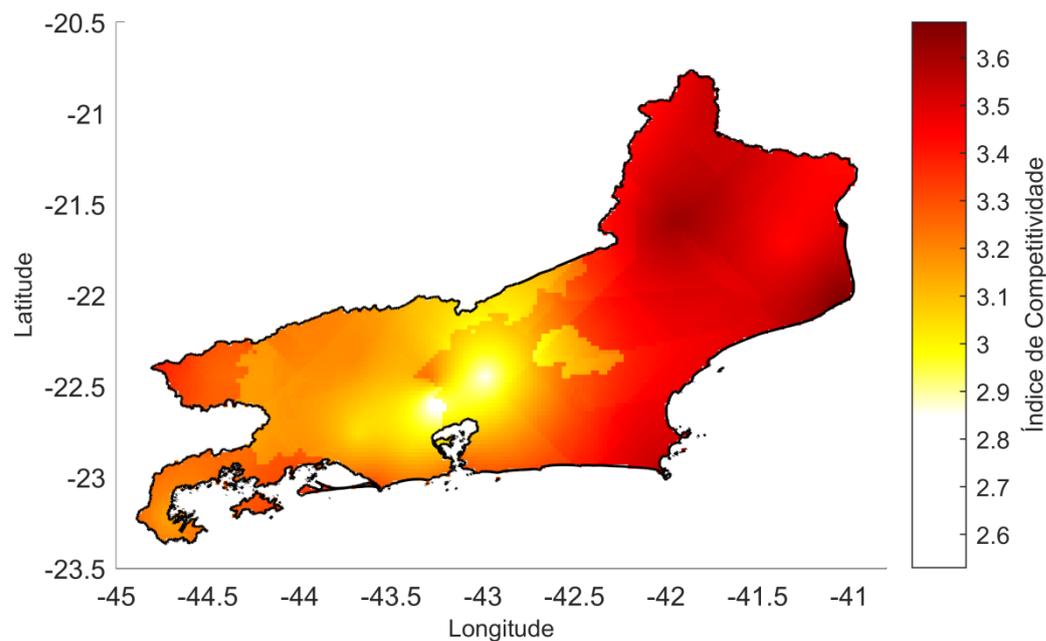
### 5.5.2 Mapas de Indicadores Econômicos

Na literatura, é comum encontrar mapas solarimétricos que informam a radiação global de acordo com a coordenada geográfica. Estes mapas são importantes para análise inicial dos lugares aonde há o melhor aproveitamento da radiação solar. No entanto, esta informação não deve ser decisória na análise para o investimento em uma instalação fotovoltaica. Existem diversas variáveis econômicas de cada país ou estado que influenciam na análise de investimento. Dessa forma, foram gerados mapas dos indicadores econômicos para as configurações C1 e C2, aonde é possível visualizar as diferenças que existem dentro do estado do Rio de Janeiro.

As Figuras 22 e 23 apresentam Índice de Competitividade (IC), que é um indicador adimensional que reflete se a instalação fotovoltaica é lucrativa ou não de acordo com a localidade. Se IC está acima de 1, ou seja quando LCOE está abaixo da tarifa remunerada pela distribuidora, significa que a instalação é viável. Observa-se que para a configuração C1 o IC para os sistemas instalados variam de aproximadamente 2 a 2,7, já para C2 variam de 2,6 a 3,6. Este resultado revela que, mesmo com custo mais altos de instalação pro kWp, dependendo da localidade do estado do RJ, o sistema residencial C1 pode ter IC mais alto do que C2. Assim, a escolha da localidade, mesmo dentro de um estado pode ser crucial para se obter melhores retornos financeiros do investimento.

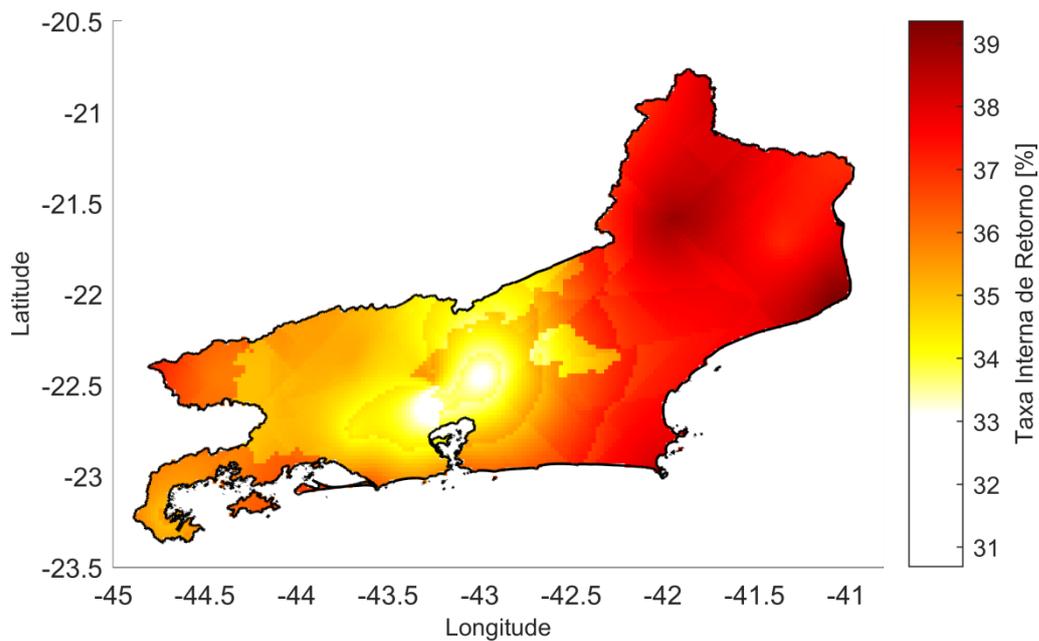


**Figura 20 - Mapa do Índice de Competitividade para C1.**

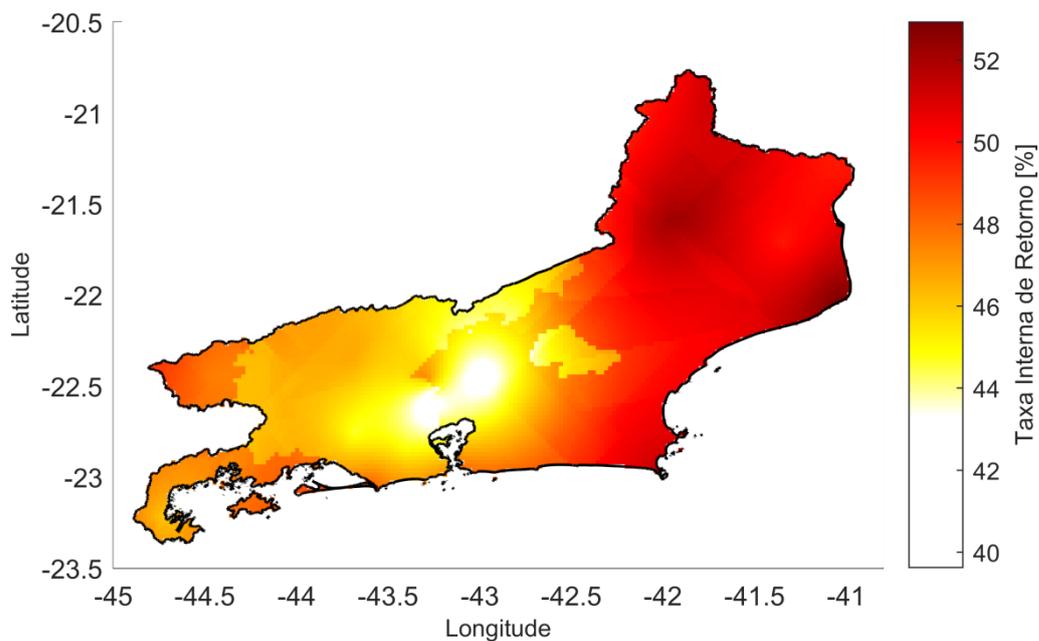


**Figura 21 - Mapa do Índice de Competitividade para C2.**

As Figuras 24 e 25 mostram a TIR, que indica o valor no qual a taxa de desconto leva o VPL a zero. Ou seja, se a taxa de desconto foi igual ou maior que a TIR, o projeto é inviabilizado, pois ele nunca será rentável. Observa-se que ambas as configurações obtiveram TIR bem acima da taxa de desconto de 7,32% utilizada na simulação, com resultado melhores para C2. Isto significa, que não só o projeto é viável, como ele é bastante flexível com relação a flutuações da taxa de desconto ao longo da vida útil do projeto, dando mais confiança ao investidor.



**Figura 22 - Mapa do Taxa Interna de Retorno para C1.**

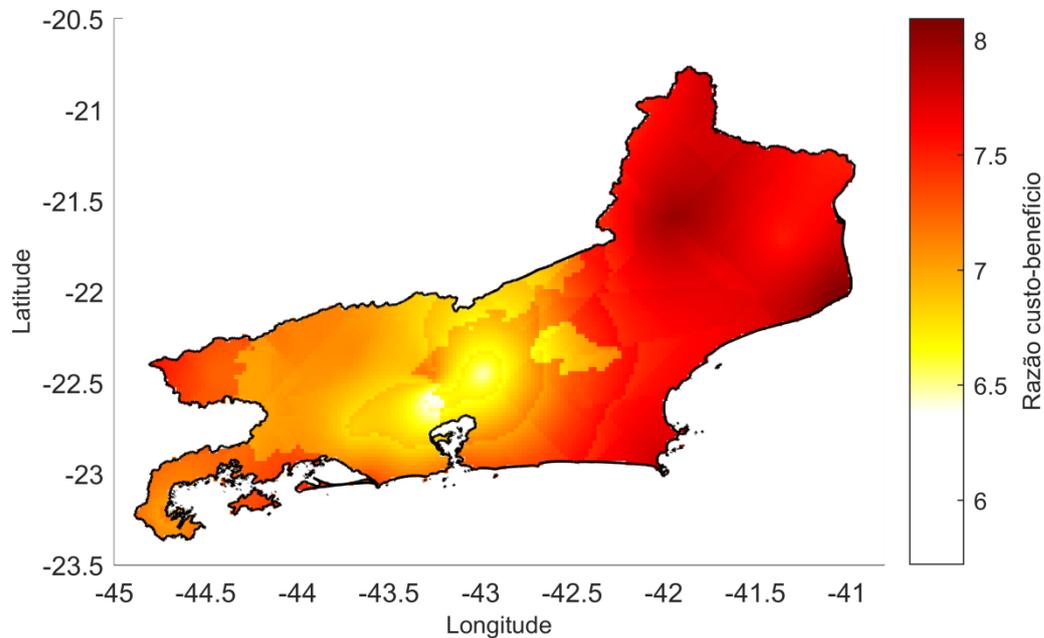


**Figura 23 - Mapa do Taxa Interna de Retorno para C2.**

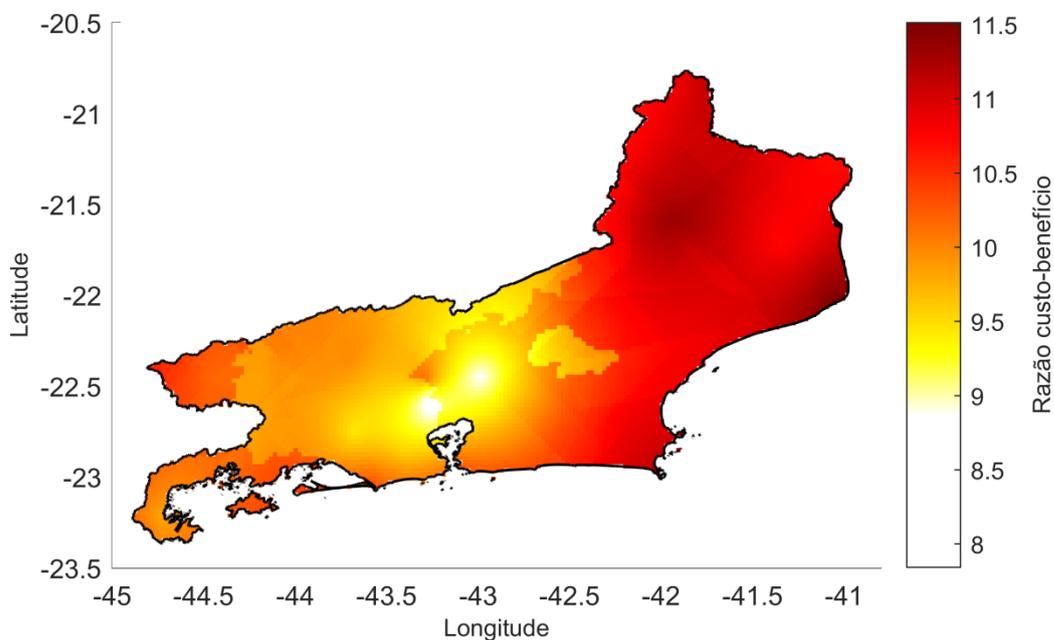
Observa-se nas Figuras 26 e 27, a razão custo-benefício (RCB) também é um indicador adimensional, que relaciona os custos e os benefícios do projeto expressos em termos monetários. Ambos são expressos em valores presentes. Se RCB é maior que 1, indica que o projeto pode ser rentável. Observa-se que RCB, está acima de 1 para ambas as configurações em toda a extensão do estado do RJ.

Interessante observar, que assim como nos mapas de IC e IR, é possível ver claramente as fronteiras entre as distribuidoras ENEL, Light e ENERGISA. Isto é

devido ao fato das distribuidoras praticarem diferentes tarifas de energia, o que nos leva a resultados distintos dos indicadores econômicos em suas respectivas regiões de concessão.



**Figura 24 - Mapa do Razão Custo-Benefício para C1.**



**Figura 25 - Mapa do Razão Custo-Benefício para C2.**

O custo anual do ciclo de vida (ALCS), demonstrado nas Figuras 28 e 29, é a economia anual nominal nivelada, que resulta exatamente na mesma vida e VPL do projeto. Observa-se que as fronteiras das distribuidoras de energia ficam ainda

mais evidentes, pois a taxa de remuneração da distribuidora está diretamente ligada a economia anual do projeto, ou seja, a remuneração.

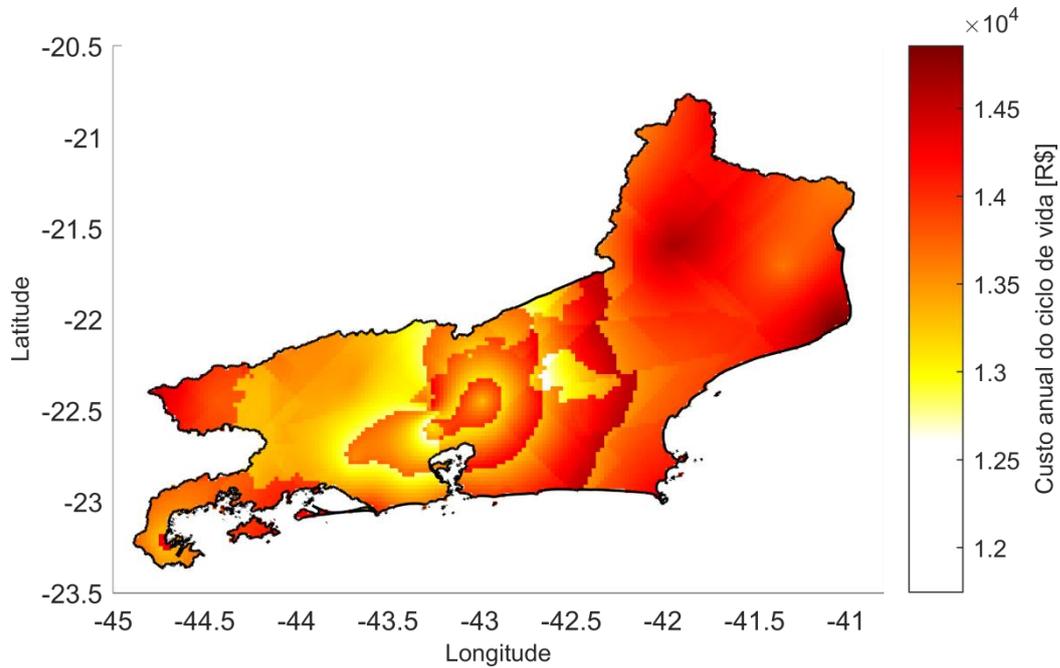


Figura 26 – Mapa do Custo Anual do Ciclo de Vida para C1.

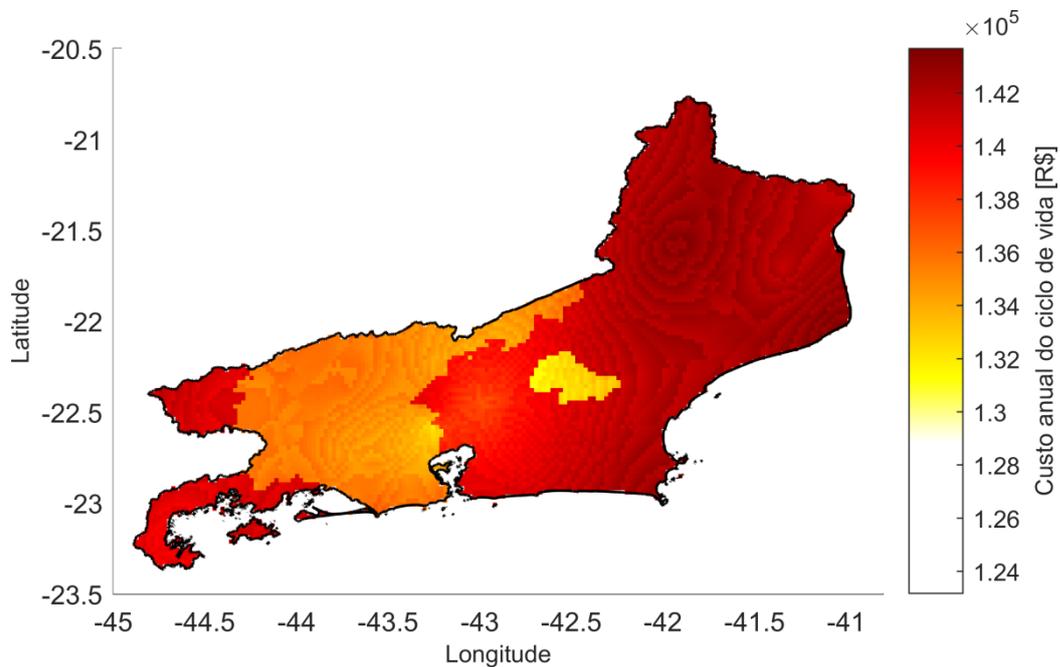


Figura 27 - Mapa da Economia Anual do Ciclo de Vida para C2.

O Valor Presente Líquido (VPL) é positivo para os dois projetos em toda extensão do estado do RJ para ambas as configurações, significando que o projeto é rentável ao longo da sua vida útil, e observado nas Figuras 30 e 31. O grande

problema do VPL, é que ele não é uma ferramenta que auxilia na comparação de projetos com diferentes configurações.

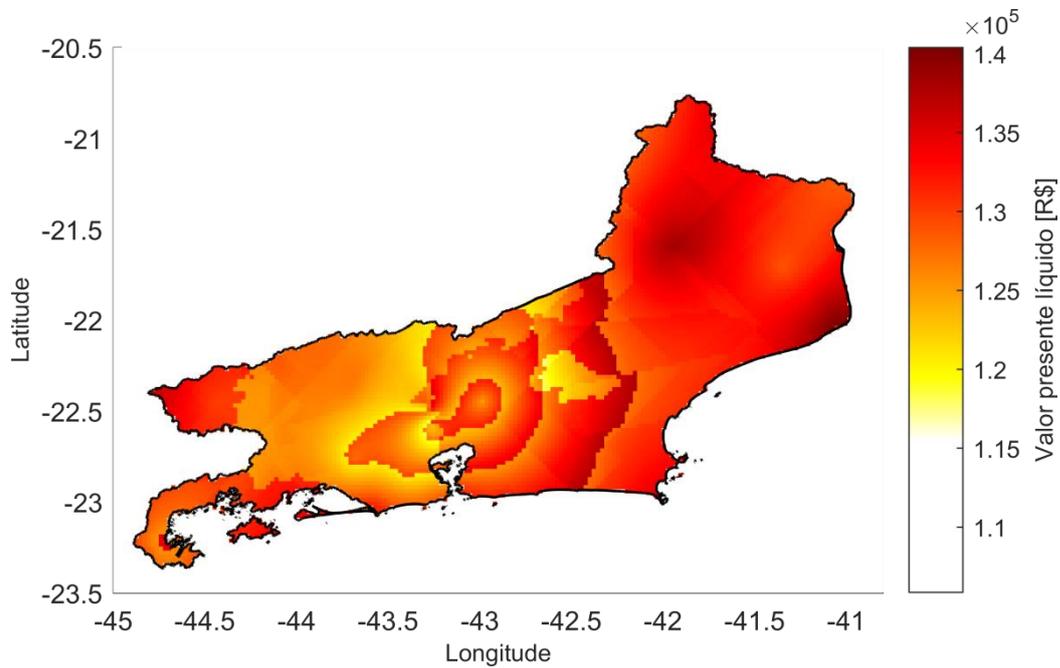


Figura 28 - Mapa do Valor Presente Líquido para C1.

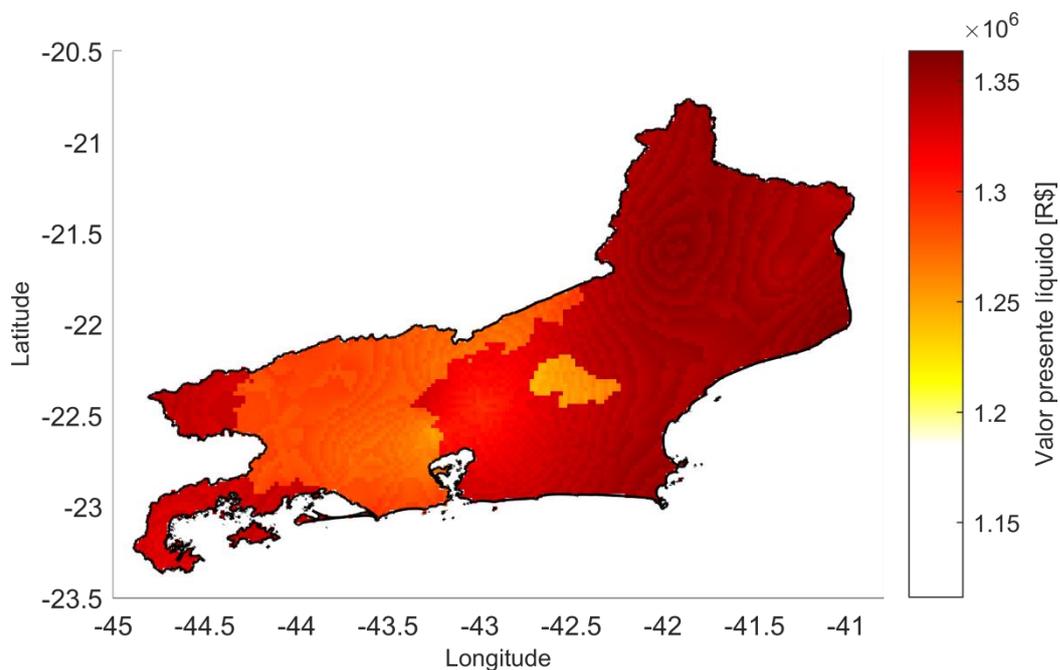
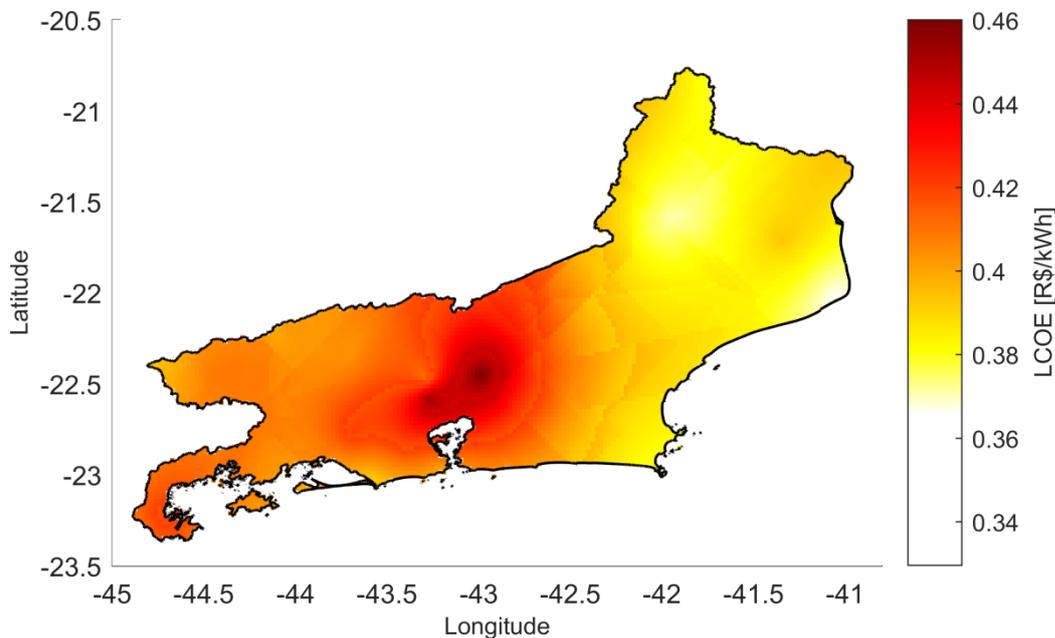


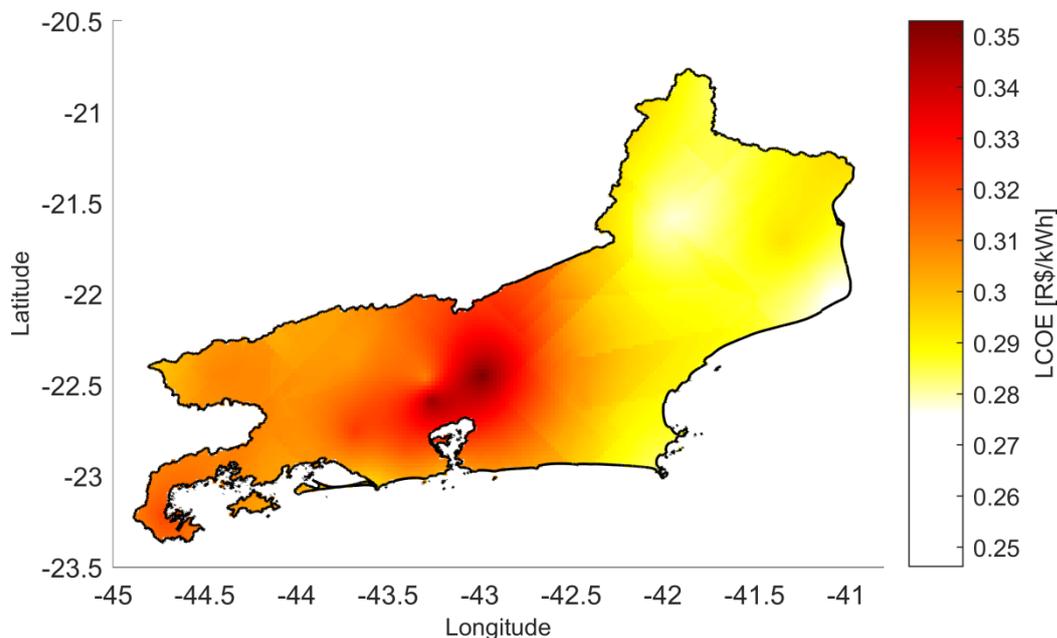
Figura 29 - Mapa do Valor Presente Líquido para C2.

O LCOE é o indicador mais utilizado na literatura para se comparar a viabilidade financeira de projetos com diferentes configurações e fontes de energia. Porém, ele não se mostra totalmente adequado, pois não leva em consideração a tarifa de remuneração adotada pela distribuidora de energia local. Observa-se que as fronteiras das distribuidoras nesse caso, não são observadas.

Dessa forma, o IC é um indicador mais adequado para comparação da viabilidade de projetos fotovoltaicos em diferentes localidades. Observe nas Figuras 32 e 33.



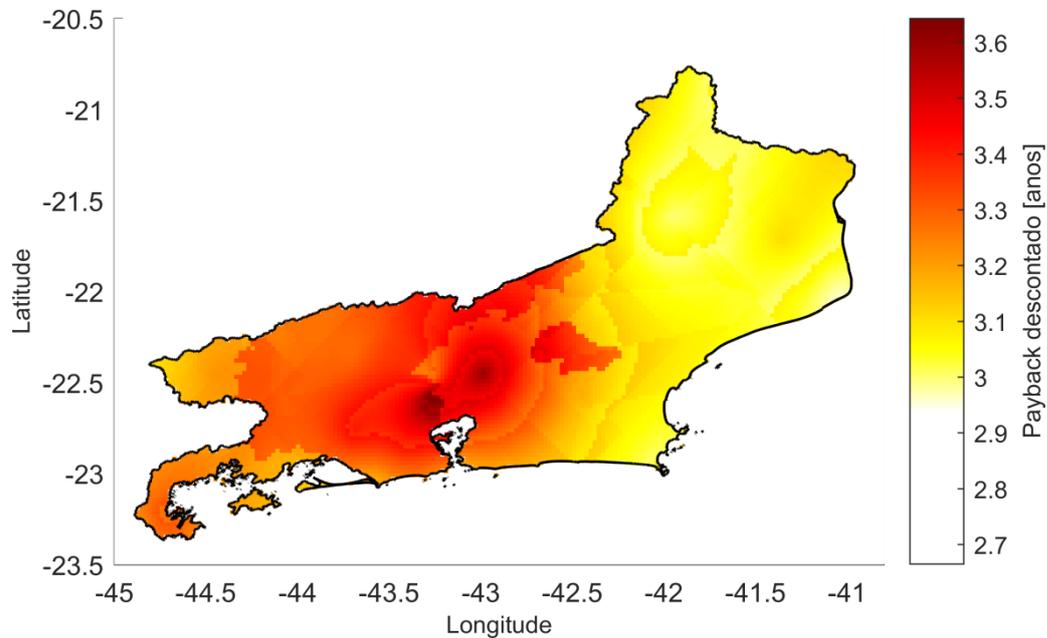
**Figura 30 - Mapa do Custo Nivelado de Eletricidade para C1.**



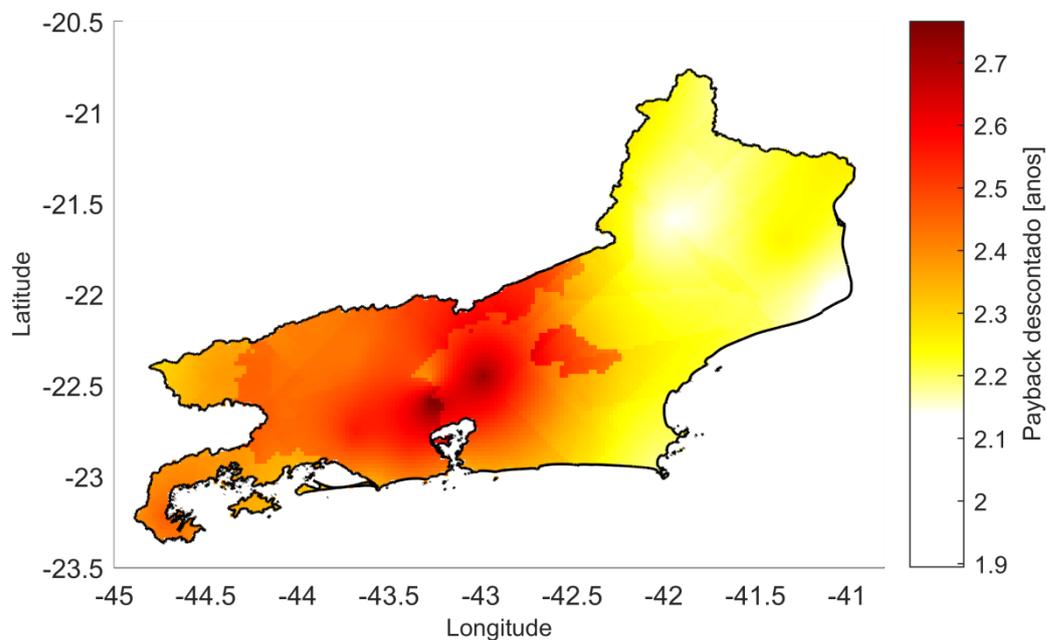
**Figura 31 - Mapa do Custo Nivelado de Eletricidade para C2.**

O equity payback, também conhecido como payback descontado, assume valores bem atrativos para ambas as configurações em toda extensão do RJ. Os valores são próximos aos obtidos em (GREENER, 2020a) que chegou ao payback médio de 3,8 anos para sistemas residenciais e 2,6 para sistemas comerciais. Porém, observa-se nas Figuras 34 e 35 que, as simulações aqui realizadas, tanto para C1 como para C2 observou-se um valor menor na média. No documento de (GREENER, 2020a), não é bem especificada a metodologia utilizada para

obtenção do payback, como por exemplo, a taxa de desconto não é especificada e não fica evidente se se trata de payback simples ou descontado. Assim como, não é especificada a taxa de remuneração utilizada, que no caso das simulações deste trabalho, já consta com a isenção de ICMS para energia injetada no estado do Rio de Janeiro.



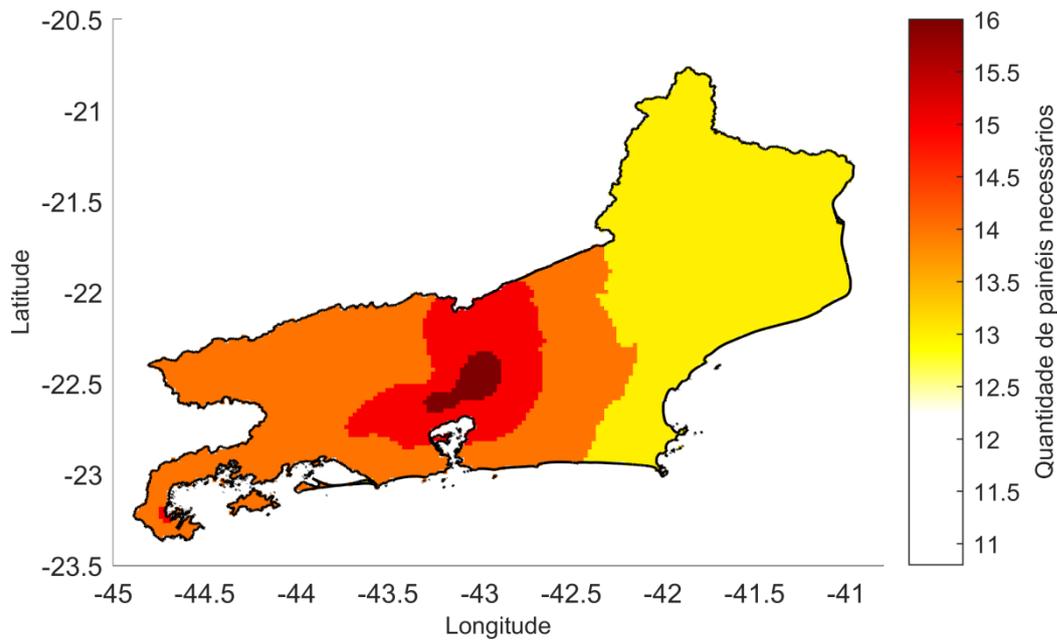
**Figura 32 - Mapa do equity payback para C1.**



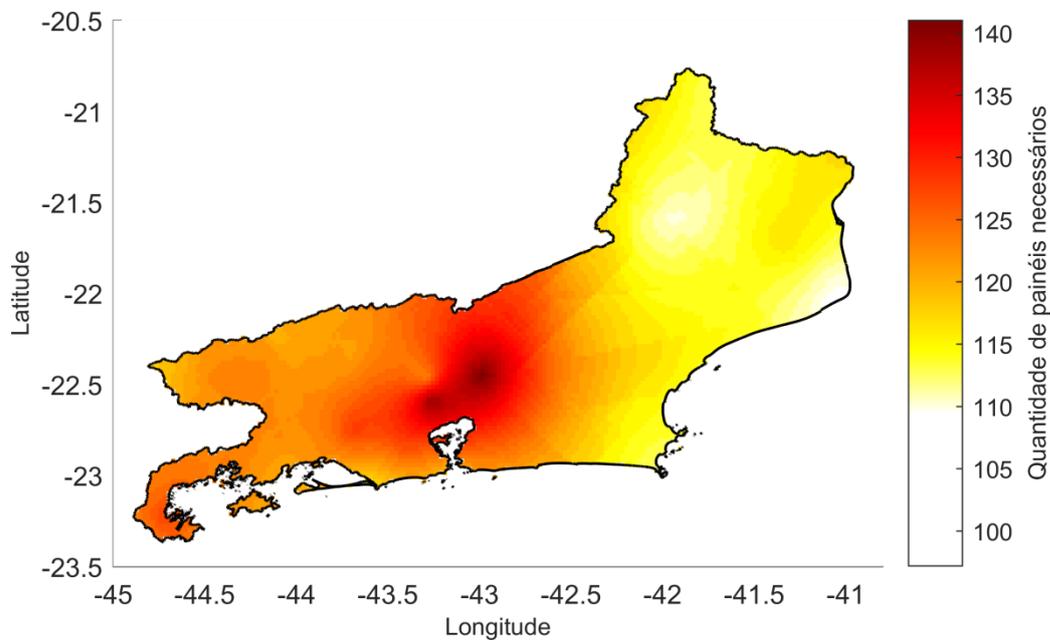
**Figura 33 - Mapa do equity payback para C2.**

Nas Figuras 36 e 37, é observada a quantidade de painéis para C1 e C2, respectivamente. Este mapa demonstra claramente que mesmo dentro do estado

do RJ, é possível dimensionar sistemas para mesma geração, porém com uma quantidade de painéis diferente para a mesma demanda. Ou seja, uma potência de sistema menor, pode se dimensionado para atender a mesma demanda de um sistema com maior potência dependendo de sua localidade. A configuração C1, por exemplo, varia de 11 a 16 painéis e a C2 de 100 a 140 painéis, mostrando que dentro do RJ uma configuração com até 45% menos de potência, pode gerar a mesma energia necessária para suprir a demanda de uma unidade consumidora.

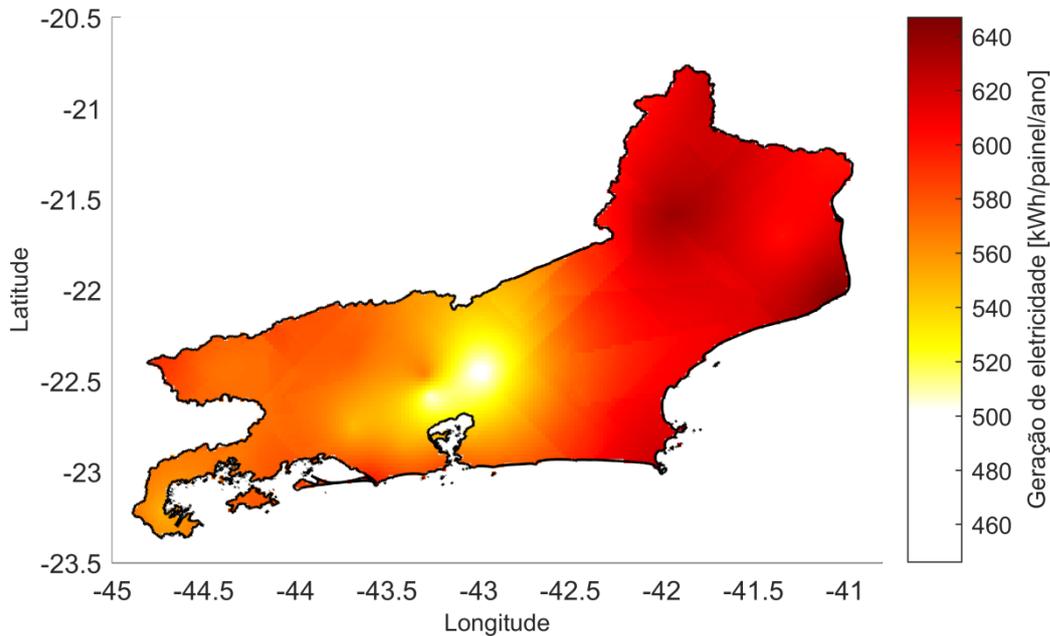


**Figura 34 - Mapa da quantidade painéis necessários para C1.**

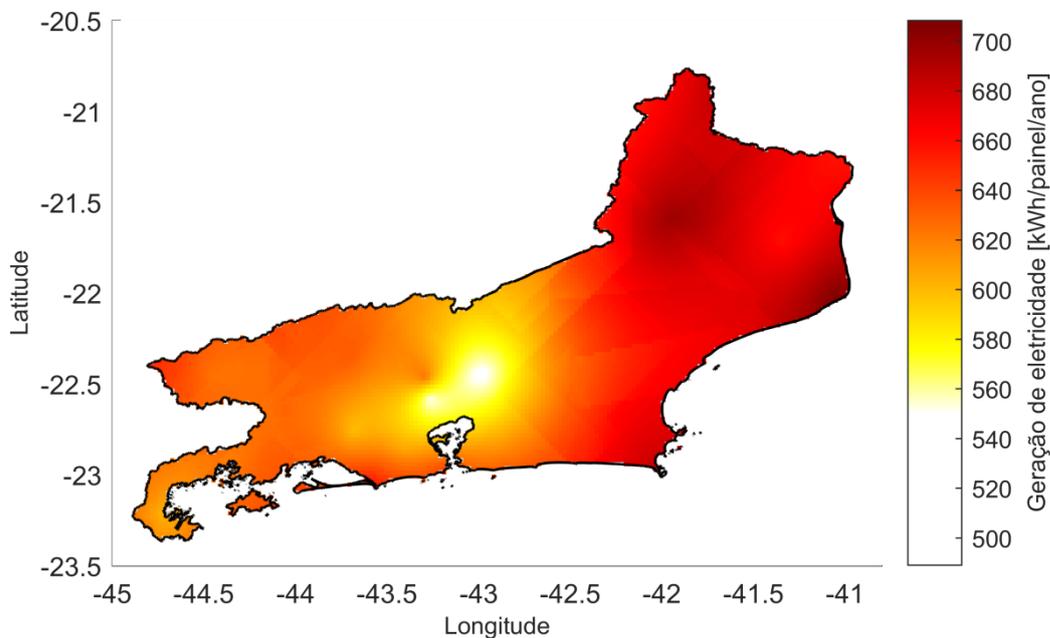


**Figura 35 - Mapa da quantidade painéis necessários para C2.**

Como esperado, no mapa de geração de eletricidade anual por painel solar fotovoltaico (Figuras 38 e 39), revela também que dentro do Rio de Janeiro esta geração pode variar em até aproximadamente 40%, com mínima na região serrana e máxima noroeste e norte fluminense. Da mesma forma, não são notadas as fronteiras das distribuidoras, pois a geração independe da tarifa adotada, mas sim somente das condições de radiação, velocidade do vento e temperatura



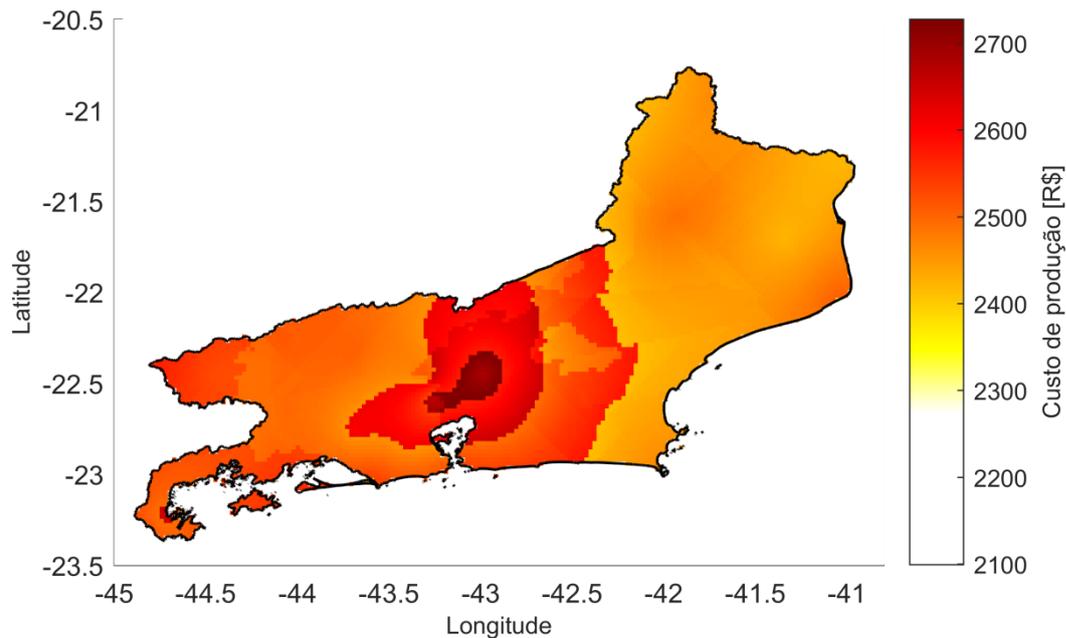
**Figura 36 - Mapa da geração de eletricidade por painel para C1.**



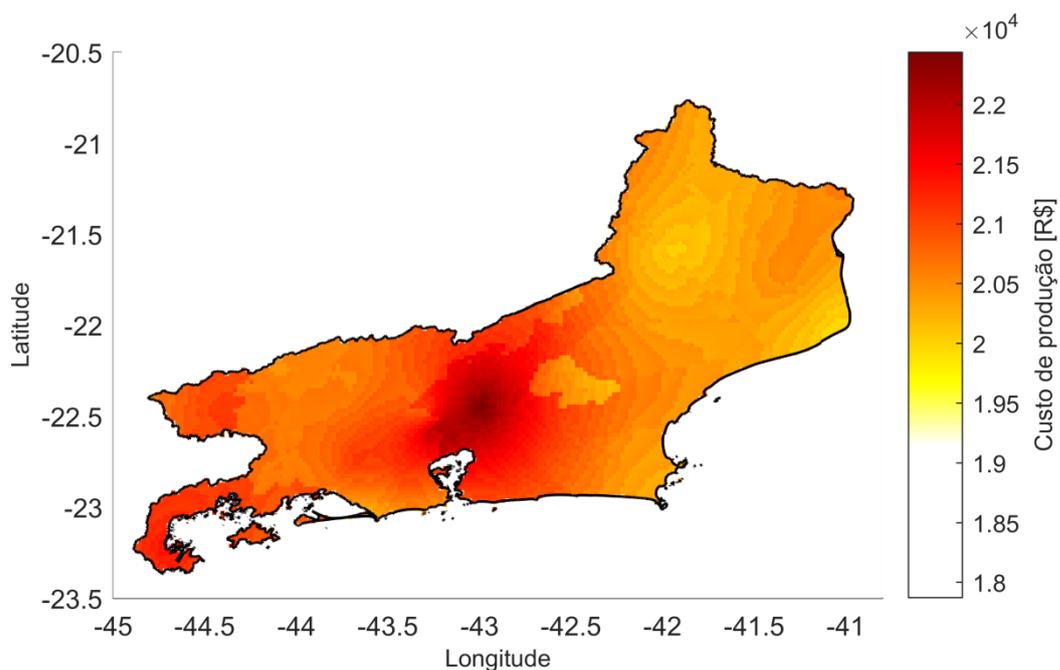
**Figura 37 - Mapa da geração de eletricidade por painel para C2.**

O custo de produção (CP) é o custo evitado de energia que leva o VPL a zero, ou seja, qual o retorno mínimo anual necessário para que o projeto não tivesse remuneração nem gasto ao final do ciclo de vida. Logo, no caso das

Figuras 40 e 41, quanto maior o CP, menos viável pe o projeto. Quanto menos o projeto precisar remunerar anualmente para que o projeto se torne viável, mais atrativo fica o investimento. Observa-se que, por esse indicador, as regiões mais atrativas para se investir no estado do Rio de Janeiro se localizam na região noroeste e norte fluminense, assim como em Nova Friburgo aonde a distribuidora Energisa atua.



**Figura 38 – Mapa do Custo de Produção para C1.**



**Figura 39 - Mapa do Custo de Produção para C2.**

Os mapas da quantidade de tCO<sub>2</sub> evitada na atmosfera para C1 e C2 (Figuras 42 e 43), demonstram os benefícios ambientais de projetos fotovoltaicos ao longo de toda sua vida útil, por ser tratar de energia renovável e não dependerem de combustíveis fósseis. É interessante observar que apesar de este indicador ser diretamente ligado à quantidade de energia gerada pelo sistema dimensionado, há uma pequena diferença em formato de ondas ao longo da extensão territorial do estado do RJ. Esta pequena diferença, está ligada ao fato da relação entre dimensionamento da quantidade de painéis e quantidade de energia gerada. Pois o simulador, a cada coordenada geográfica, busca a quantidade de painéis necessários para gerar a energia mais próxima possível da demanda de energia definida pelo consumo, resultando nesta pequena variação ao longo do território. Este resultado revela que, apesar de pouca diferença, um sistema instalado em um local com indicadores de viabilidade financeira piores, pode ser tão bom quanto, ou melhor, ambientalmente, do que o instalado em um local mais adequado financeiramente.

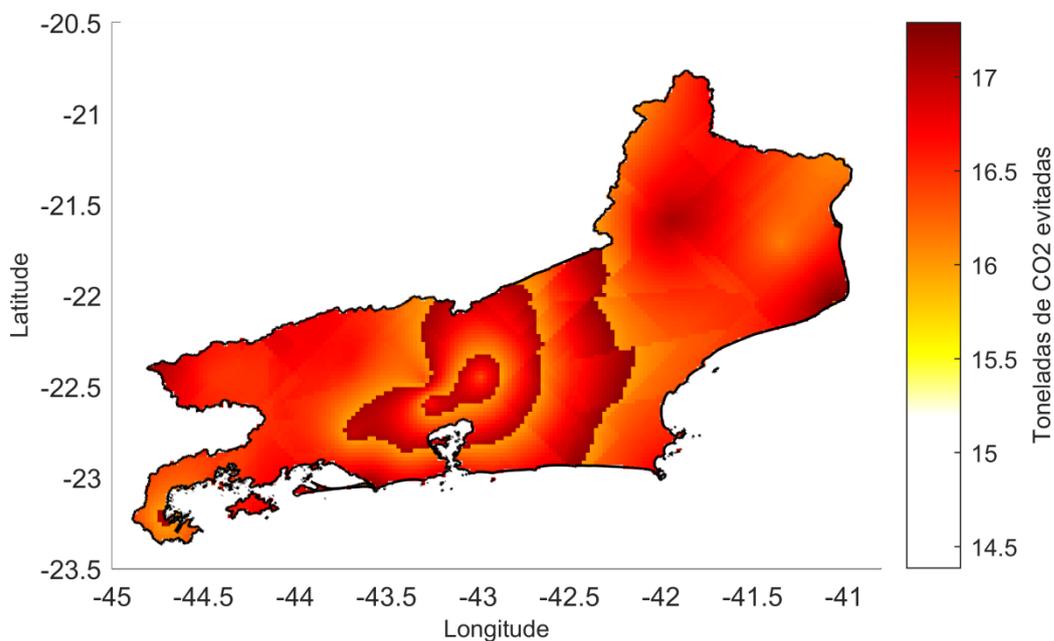


Figura 40 - Mapa da quantidade de tCO<sub>2</sub> evitado na atmosfera para C1.

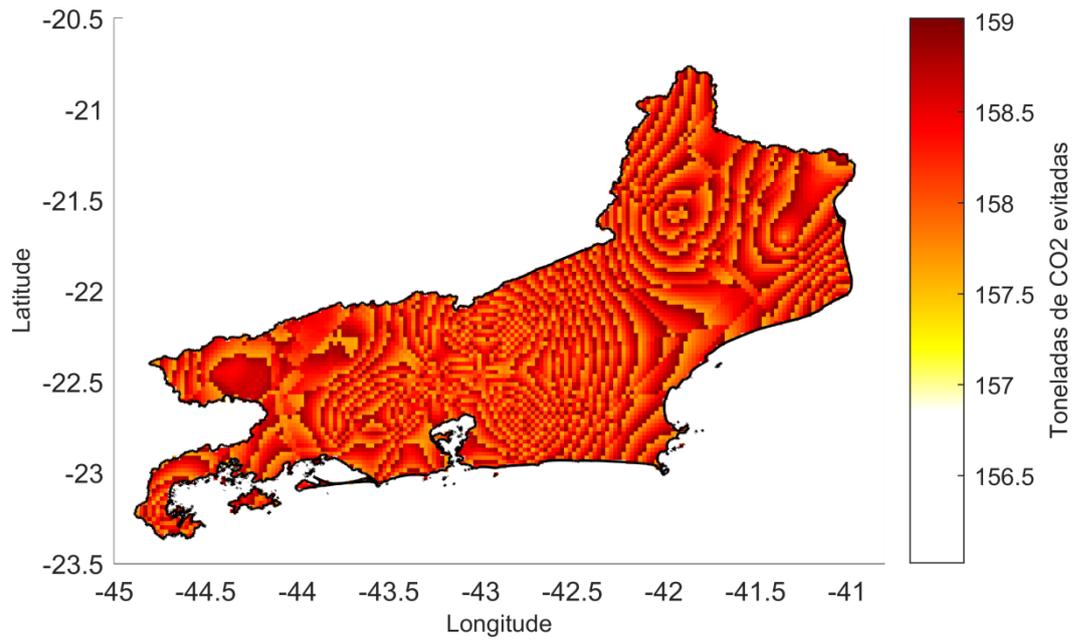


Figura 41 - Mapa da quantidade de tCO<sub>2</sub> evitado na atmosfera para C2

## 6 Conclusões e Recomendações

Este trabalho concluiu o desenvolvimento de um algoritmo robusto para dimensionamento de sistema solares fotovoltaicos, utilizando uma base de dados confiável para radiação, velocidade do vento e temperatura no estado do Rio de Janeiro. Foi possível validar a modelagem desenvolvida, comparando os resultados de geração com softwares comerciais já bem estabelecidos no mercado.

Com sua eficácia comprovada, compararam-se diferentes modelos de radiação difusa e diferentes modelos de rastreamento, evidenciando a diferença de resultados esperada para cada modelo utilizado. Também foi possível, realizar uma análise mais detalhada de sistemas fixos em telhados, chegando a resultados interessantes.

Uma análise econômico-financeira foi realizada com o intuito de ratificar o funcionamento do simulador não só para instalações com custo inicial vista, mas também outras formas de financiamento, que se mostra uma ferramenta importante de acesso a tecnologia pela população. A análise de sensibilidade permitiu demonstrar a dependência de certas variáveis dentro do simulador, permitindo uma avaliação importante para comprovar o correto comportamento do algoritmo. Assim como, o desempenho de diferentes indicadores de viabilidade financeira.

Com isso o objetivo principal foi atingido, realizando simulações para cada coordenada geográfica da malha computacional, gerando mapas georreferenciados. Estes mapas se mostraram uma ferramenta importante para avaliação técnica, economia e ambiental de sistemas solares fotovoltaicos em uma determinada região..

Apesar de o modelo aqui construído estar bem detalhado, há sempre recomendações e avanços para trabalhos futuros.

- I. Neste trabalho, utilizou-se apenas a taxa de energia normal do grupo B1 para as distribuidoras. Sugere-se que seja implementado não apenas para outras classes do grupo B, mas também para o grupo A (média e alta tensão), aonde se adota um sistema diferenciado na fatura por demanda e consumo de energia.
- II. Utilizar dados georreferenciados para interseção de outros mapas como, por exemplo, delimitar áreas urbanas, áreas de restrições ambientais, áreas rurais, rodovias, lagos, rios, ETC.
- III. Complementação com modelos de arranjo fotovoltaico e influência de sombreamento 3D na produção de eletricidade de sistemas fotovoltaicos.
- IV. Implementação de métodos estocásticos e modelos preditivos com evolução de custos.
- V. Também é um desejo do autor que se aplique perfis de consumo diários, para o cálculo do índice de simultaneidade. Tal dado pode ser crucial com a previsão de alteração do sistema de compensação de energia adotado pela ANEEL no Brasil.
- VI. Uma evolução para este trabalho seria a geração de mapas de indicadores econômicos não apenas para o Rio de Janeiro, mas

também para outros estados do Brasil. Apesar de ter sido realizado apenas para o Rio de Janeiro, o simulador aceita com facilidade dados de qualquer outra região que se deseje analisar, desde que se apresentem dados meteorológicos confiáveis para as simulações.

## 7 Referências bibliográficas

- ABNT. **NBR 10899: Energia solar fotovoltaica - Terminologia**, 2013.
- ABNT. **NBR 16274: Sistemas Fotovoltaicos conectados a rede**, 2014.
- ABNT. **NBR 16690: Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos - Requisitos de projeto** Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2019.
- ABSOLAR. **Infográfico - Energia Solar Fotovoltaica no Brasil nº 19**. Disponível em: <<http://www.absolar.org.br/infografico-absolar.html>>.
- ANEEL. **Nota Técnica nº 0056/2017-SRD/ANEEL**, 2017a.
- ANEEL. **Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012 (atualizada)**, 2017b.
- ANEEL. **Relatório Evolução das Tarifas Residenciais**, 2020a.
- ANEEL. **Resolução Normativa nº 876, de 10 de março de 2020**, 2020b.
- ANEEL. **Proret - Submódulo 2.4, revisão 4.1. Remuneração de Capital da Distribuição.**, 2020c.
- ASTM. **2000 ASTM Standard Extraterrestrial Spectrum Reference E-490-00 Astm E-490-00**, 2000.
- BRAUN, J. E.; MITCHELL, J. C. Solar geometry for fixed and tracking surfaces. **Solar Energy**, v. 31, n. 5, p. 439–444, 1983.
- CABRERA, F. C. A. **Avaliação da disponibilidade do recurso solar no Estado do Rio de Janeiro**. [s.l.] PUC-Rio., 2014.
- CANALENERGIA. Energia solar no ACL passa de 6 GWp, aponta estudo. p. 1–2, 2020.
- COLLARES-PEREIRA, M.; RABL, A. The average distribution of solar radiation-correlations between diffuse and hemispherical and between daily and hourly insolation values. **Solar Energy**, v. 22, n. 2, p. 155–164, 1979.
- COOPER, P. I. The absorption of radiation in solar stills. **Solar Energy**, 1969.
- DE SOTO, W.; KLEIN, S. A.; BECKMAN, W. A. Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance. **Solar Energy**, v. 80, n. 1, p. 78–88, 2006.
- DOBOS, A. P.; MACALPINE, S. M. Procedure for applying IEC-61853 test data to a single diode model. **2014 IEEE 40th Photovoltaic Specialist Conference, PVSC 2014**, p. 2846–2849, 2014.
- DUFFIE, J. A.; BECKMAN, W. A. **Solar Engineering of Thermal Processes, Photovoltaics and Wind**. 5th Editio ed. Hoboken, New Jersey: [s.n.].
- ERBS, D. G.; KLEIN, S. A.; DUFFIE, J. A. Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation. **Solar Energy**, v. 28, n. 4, p. 293–302, 1982.
- FU, R. et al. U . S . Solar Photovoltaic System Cost Benchmark : Q1 2018. **National Renewable energy Laboratory**, 2018.
- GARG, H. P.; GARG, S. N. Improved correlation of daily and hourly diffuse radiation with global radiation for Indian stations. **Solar and Wind Technology**, v. 4, n. 2, p. 113–126, 1987.
- GILMAN, P. et al. **SAM Photovoltaic Model Technical Reference Update**. Golden, CO: [s.n.].
- GREENER. **Análise do Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída**, 2017. Disponível em: <<http://www.greener.com.br/analise-estrategica-mercado->

fotovoltaico-de-geracao-distribuida-2o-semester2017/>

GREENER. **Estudo Estratégico: Mercado Fotovoltaico GD**, 2020a. Disponível em: <<http://greener.greener.com.br/estudo-gd-1sem2019>>

GREENER. **Estudo Estratégico de Geração Centralizada – Sumário Executivo**, 2020b. Disponível em: <<https://www.greener.com.br/pesquisas-de-mercado/estudo-grandes-usinas-solares/>>

GUEYMARD, C. Monthly averages of the daily effective optical air mass and solar related angles for horizontal or inclined surfaces. **Journal of Solar Energy Engineering, Transactions of the ASME**, v. 108, n. 4, p. 320–324, 1986.

GUEYMARD, C. Prediction and performance assessment of mean hourly global radiation. **Solar Energy**, v. 68, n. 3, p. 285–303, 2000.

GUEYMARD, C. A. A reevaluation of the solar constant based on a 42-year total solar irradiance time series and a reconciliation of spaceborne observations. **Solar Energy**, v. 168, n. March, p. 2–9, 2018.

HOOGWIK, M.; GRAUS, W. Global potential of renewable energy sources: A Literature assessment. **EcoFys**, 2008.

HU, C.; WHITE, R. M. Solar cells: from basic to advanced systems. **Solar Cells**, p. 298, 1983.

IEA. **Renewables 2019: Analysis and forecast to 2024**. [s.l: s.n.]. Disponível em: <[www.iea.org/renewables2019](http://www.iea.org/renewables2019)>.

IHS-MARKIT. **Predictions for the PV industry in 2019**. [s.l: s.n.]. Disponível em: <<https://ihsmarkit.com/Info/predictions-pv-industry-2019.html>>.

IPCC. **Climate Change 2014 Climate Change 2014: Synthesis Report**. [s.l: s.n.].

IRENA. **Renewable Power Generation Costs in 2018**. [s.l: s.n.].

IRENA. **Innovation landscape for a renewable-powered future: Solutions to integrate variable renewables**. Internatio ed. Abu Dhabi: [s.n.].

ITRPV. **International Technology Roadmap for Photovoltaic**. [s.l: s.n.].

JÄGER-WALDAU, A. **PV Status Report 2019**. Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2019.

JORDAN, D. C. et al. Compendium of photovoltaic degradation rates. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, 2016.

JORDAN, D. C.; KURTZ, S. R. Photovoltaic degradation rates - An Analytical Review. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 21, n. 1, p. 12–29, 2013.

KABALCI, E. Review on novel single-phase grid-connected solar inverters: Circuits and control methods. **Solar Energy**, v. 198, n. October 2019, p. 247–274, 2020.

KASTEN, F.; YOUNG, A. T. Revised optical air mass tables and approximation formula. **Applied Optics**, 1989.

KING, D. L.; BOYSON, W. E.; KRATOCHVIL, J. A. **Photovoltaic array performance model Sandia Report**. [s.l: s.n.].

KOEBRICH, S.; BOWEN, T.; SHARPE, A. **2018 Renewable Energy Data Book**. [s.l: s.n.].

LIU, B. Y. H.; JORDAN, R. C. The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation. **Solar Energy**, v. 4, n. 3, p. 1–19, 1960.

LIU, B. Y. H.; JORDAN, R. C. The long-term average performance of flat-plate solar-energy collectors. **Solar Energy**, v. 7, n. 2, p. 53–74, 1963.

MARKVART, T.; CASTAÑER, L. **Practical Handbook of Photovoltaics: Fundamentals and Applications**. [s.l.] Elsevier Ltd, 2003.

MASSON, G.; BRUNISHOLZ, M. **2019 Snapshot of global photovoltaic marketslea Pvps**. [s.l: s.n.].

MASSON, G.; KAIZUKA, I. **Trends in Photovoltaic Applications 2019lea Pvps**, 2019.

MCTIC. **Fator médio - Inventários corporativos**. Disponível em: <[http://www.mctic.gov.br/mctic/opencms/ciencia/SEPED/clima/textogeral/emissao\\_corporativos.html](http://www.mctic.gov.br/mctic/opencms/ciencia/SEPED/clima/textogeral/emissao_corporativos.html)>.

MICHAEL SCHMELA. **Global Market Outlook for Solar Power: 2019-2023SolarPower Europe**. [s.l: s.n.].

MILNE, R. M. Note on the Equation of Time. **The Mathematical Gazette**, v. 10, No. 15, n. December, p. 372–375, 1921.

MMA. **Plano Nacional de Adaptação à Mudança do Clima: 1º Relatório de Monitoramento e Avaliação 2016-2017**. [s.l: s.n.]. v. II

MME/EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2029Empresa de Pesquisa Energética**. [s.l: s.n.].

NATURAL RESOURCES CANADA. **Clean Energy Project Analysis**. [s.l: s.n.].

NEWELL, T. A. Simple models for hourly to daily radiation ratio correlations. **Solar Energy**, 1983.

NREL. **Best Research-Cell Efficiency ChartNational Renewable Energy Laboratory (NREL)**, 2020. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/pv/cell-efficiency.html>>

PEREZ, R. et al. Modeling daylight availability and irradiance components from direct and global irradiance. **Solar Energy**, v. 44, n. 5, p. 271–289, 1990.

PHILIPPS, S.; WARMUTH, W. Photovoltaics Report. **Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems**, n. 18 de Maio, p. 1–48, 2020.

PORTAL SOLAR. **Painel Solar - Preços e Custos de Instalação**. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/painel-solar-precos-custos-de-instalacao.html>>.

REINDL, D. T.; BECKMAN, W. A.; DUFFIE, J. A. Evaluation of hourly tilted surface radiation models. **Solar Energy**, v. 45, n. 1, p. 9–17, 1990.

REN21. **Renewables 2018 Global Status Report**. [s.l: s.n.].

REN21. **Renewables 2019 Global Status Report**. [s.l: s.n.].

REN21. **Renewables 2020 Global Status Report**. [s.l: s.n.].

ROGELJ, J. et al. Mitigation Pathways Compatible with 1.5°C in the Context of Sustainable Development. In: Global Warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathw. **IPCC special report Global Warming of 1.5 °C**, p. 82pp, 2018.

SHORT, W.; PACKY, D.; HOLT, T. A manual for the economic evaluation of energy efficiency and renewable energy technologies. **Renewable Energy**, v. 95, n. March, p. 73–81, 1995.

SHUBBAK, M. H. Advances in solar photovoltaics: Technology review and patent trends. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 115, n. July, p.

109383, 2019.

SPENCER, J. W. Fourier series representation of the position of the sun. v. 2, p. 172, 1971.

WHILLIER, A. The determination of hourly values of total solar radiation from daily summations. **Archiv für Meteorologie, Geophysik und Bioklimatologie Serie B**, v. 7, n. 2, p. 197–204, 1956.