

UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA  
JÚLIA ROSENTHAL CAETANO SILVA

**Análise de Técnicas de Rastreamento de  
Máxima Potência (MPPT) para Aplicação  
em Arranjos de Sistemas Fotovoltaicos  
Conectados à Rede**

UBERLÂNDIA/MG  
2015



JÚLIA ROSENTHAL CAETANO SILVA

ANÁLISE DE TÉCNICAS DE RASTREAMENTO DE  
MÁXIMA POTÊNCIA (MPPT) PARA APLICAÇÃO EM  
ARRANJOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS  
CONECTADOS À REDE

Dissertação apresentada como parte dos requisitos para  
obtenção do título de Mestra em Ciências, área de  
concentração: Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Geraldo Caixeta Guimarães

UBERLÂNDIA/MG

2015

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)  
Sistema de Bibliotecas da UFU, MG, Brasil.

---

S586a      Silva, Júlia Rosenthal Caetano, 1989-  
2015      Análise de Técnicas de Rastreamento de Máxima Potência (MPPT)  
para aplicação em arranjos de sistemas fotovoltaicos conectados à rede  
[recurso eletrônico] / Júlia Rosenthal Caetano Silva. - 2015.

Orientador: Geraldo Caixeta Guimarães.  
Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Uberlândia,  
Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica.

Modo de acesso: Internet.

Disponível em: <http://doi.org/10.14393/ufu.di.2024.5136>

Inclui bibliografia.

Inclui ilustrações.

1. Engenharia Elétrica. I. Guimarães, Geraldo Caixeta, 1954-,  
(Orient.). II. Universidade Federal de Uberlândia. Programa de Pós-  
graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.

---

CDU: 621.3

André Carlos Francisco  
Bibliotecário Documentalista - CRB-6/3408

ANÁLISE DE TÉCNICAS DE RASTREAMENTO DE MÁXIMA POTÊNCIA  
(MPPT) PARA APLICAÇÃO EM ARRANJOS DE SISTEMAS  
FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE

Júlia Rosenthal Caetano Silva

Dissertação apresentada por Júlia Rosenthal Caetano Silva à Universidade Federal de  
Uberlândia como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestra em Ciências.

---

Prof. Dr. Geraldo Caixeta Guimarães  
Orientador

---

Prof. Dr. Darizon Alves de Andrade  
Coord. Do Curso de Pós-graduação



JÚLIA ROSENTHAL CAETANO SILVA

ANÁLISE DE TÉCNICAS DE RASTREAMENTO DE MÁXIMA POTÊNCIA  
(MPPT) PARA APLICAÇÃO EM ARRANJOS DE SISTEMAS  
FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE

Dissertação apresentada como parte dos requisitos para  
obtenção do título de Mestra em Ciências pela  
Universidade Federal de Uberlândia.

Área de Concentração: Engenharia Elétrica

Aprovada em 20/08/2015.

BANCA EXAMINADORA:

---

Prof. Geraldo Caixeta Guimarães  
Universidade Federal de Uberlândia

---

Prof. Adélio José de Moraes  
Universidade Federal de Uberlândia

---

Prof. Fabrício Augusto Matheus Moura  
Universidade Federal do Triângulo Mineiro

---

Prof. Gustavo Brito de Lima  
Universidade Federal do Triângulo Mineiro





Dedico este trabalho à minha família, pelo incentivo, apoio e presença incondicional.



---

# AGRADECIMENTOS

---

Agradeço ao meu orientador Geraldo Caixeta Guimarães, que, sem sua orientação, conhecimentos e motivações, seria impossível o andamento do trabalho.

Aos colegas do Núcleo de Dinâmica de Sistemas Elétricos e da Universidade Federal de Uberlândia, em especial, Guilherme Henrique Bernardes Cunha, Thales Lima Oliveira e Arthur Costa de Souza.

Aos professores Marcelo Lynce Ribeiro Chaves e José Roberto Camacho pelos ensinamentos técnicos.

À secretária de pós-graduação, Cinara Fagundes, por toda ajuda e prestabilidade.

À minha esposa, Carolina, e aos meus pais e irmão, Marcelo, Rita e Bernardo, que sem o incentivo nunca teria avançado esta etapa.

Fátima, Celso, Izabela e Bruno, obrigado, também, pelo apoio.

E Dominic, pelos sorrisos.

À Capes pelo apoio financeiro por todo o período da pesquisa.

Aos demais amigos e conhecidos.



“A característica do homem imaturo é aspirar morrer nobremente por uma causa, enquanto que a do homem maduro é querer viver humildemente por ela.”

Otto Ludwig, Leipzig 1903.



A grande demanda na energia elétrica e a previsão de queda de reservas de combustíveis fósseis, além da crescente preocupação ambiental no uso destes, têm gerado um desconforto quanto à gestão da eletricidade, tornando bem-vindas novas pesquisas e desenvolvimentos de fontes alternativas, limpas e renováveis.

Das diversas fontes renováveis, o sol vem se tornando cada vez mais utilizada como principal escolha na geração distribuída. Dentre outros tipos, fontes eólicas, maremotriz e hidrelétricas necessitam de fatores muito específicos para sua implementação, sendo inviável para o uso doméstico urbano.

Com os avanços nas negociações entre consumidores e distribuidoras de energia elétrica e a publicação de resoluções que regulam a conexão de geração distribuída à rede, a longo prazo, é visível a economia e o retorno financeiro com a compensação de energia que é aplicada.

A instalação de geração solar fotovoltaica necessita de alguns componentes além dos próprios módulos. Conversores com controles de extração de máxima potência, de corrente injetada na rede e da malha de captura de fase para a correta sincronia devem ser aplicados para uma instalação com maior rendimento e extração de potência possível.

É neste âmbito que o presente trabalho é aplicado. Com a crescente procura deste tipo de instalação são necessários maiores estudos na área, podendo, assim, prever o funcionamento de múltiplos sistemas em situações diversas.

O estudo computacional foi feito utilizando o software *Alternative Transients Program* (ATP) em conjunto com sua plataforma gráfica, o *ATPDraw*, de modo a estudar por completo todos os seus componentes, tanto de forma separada quanto em operação conjunta e conectada à rede elétrica de baixa tensão. Os componentes avaliados são o sistema de geração fotovoltaica, o conversor elevador de tensão, o inversor de frequência, o controle do ponto de máxima potência, o controle de corrente e a malha de captura de fase, com a conexão com a rede elétrica seguindo a Resolução Normativa 482/2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica e a Norma de Distribuição 5.30/2012 da Companhia Energética de Minas Gerais.

**Palavras-chave:** Alternative Transients Program; Controle do Ponto de Máxima Potência; Conversores; Estudo Computacional; Geração Distribuída; Sistema de Geração Fotovoltaica.





The great electricity demand and the and the forecast drop of fossil fuel reserves, besides and the increasing environmental concern in the use of these, have generated discomfort regarding the management of electricity, making new research and development of alternative, clean and renewable sources welcome.

The various renewable sources, the Sun is becoming increasingly used as a primary choice in distributed generation. Among other types, wind, tidal and hydroelectric sources require very specific factors for its implementation, being unaffordable for the urban household.

With advances in the negotiations between consumers and electricity distributors and the publication of resolutions that regulate the generation of distributed connection to the network in the long run makes visible the economy and the financial return to power compensation is applied.

The installation of photovoltaic solar generation needs some components beyond the modules themselves. Converters with maximum power point tracker, current injection control and the phase locked loop to the correct sync must be applied to a plant with increased yield as possible and power extraction.

It is in this context that this work is applied. With the growing demand for this type of installation, further studies in the area are required, making possible to predict the functioning of various systems in various situations.

The computational study was done using the software *Alternative Transients Program* (ATP) in conjunction with a graphical platform, *ATPDraw*, in order to study completely all its components, both separately, in joint operation and connected to the lower mains voltage. The evaluated components are the photovoltaic generation system, the boost converter, the frequency inverter, control of the maximum power point, the power control and phase locked loop with the connection to the power grid following the Normative Resolution 482/2012 of the National Electric Energy Agency and Distribution Standard 5.30 / 2012 Electrical Company of Minas Gerais.

**Keywords:** Alternative Transients Program; Computational Studies; Converters; Distributed Generation; Maximum Power Point Tracker; Photovoltaic Generation Systems.



---

# LISTA DE FIGURAS

---

Figura 2.1: Uso da energia solar por Arquimedes para incendiar navios.	38
Figura 2.2: Uma fornalha de Lavoisier.	39
Figura 2.3: Amostra do refletor cônico truncado de Augustin Mouchot.	39
Figura 2.4: Concentrador de prato parabólico alinhado a uma impressora.	40
Figura 2.5: Concentrador cilíndrico parabólico de Ericsson, 1883.	41
Figura 2.6: Patente de Aubrey Eneas de seu gerador solar.	42
Figura 2.7: O arranjo solar térmico de Shuman e Vernon.	43
Figura 2.8: Plataforma Solar de Almeria.	45
Figura 2.9: As plantas solares de SEGS I e II em Daggett na Califórnia.	46
Figura 2.10: Conversão e utilização de energia solar.	47
Figura 2.11: O espectro eletromagnético.	48
Figura 2.12: O coeficiente $AM$ de acordo com o ângulo Zênite.	49
Figura 2.13: Diferenças entre as Irradiâncias para diferentes $AM$ .	50
Figura 2.14: A divisão da radiação global.	51
Figura 2.15: O Sol fotografado a cada 10 dias no mesmo horário, formando o analema.	53
Figura 2.16: Sistema de revolução terrestre em torno do Sol.	53
Figura 2.17: O comportamento do Sol para a cidade de Uberlândia.	54
Figura 2.18: Um Piranômetro modelo 240-8101.	55
Figura 2.19: Pireliômetro do tipo DR01 conectado ao rastreador.	56
Figura 2.20: Aplicação de uma faixa de escuridão no piranômetro.	57
Figura 2.21: Albedômetro do tipo CM 7B.	57
Figura 2.22: Comparativo entre 2013 e 2014 de armazenamento de energia.	60
Figura 2.23: A demonstração de Becquerel.	62

Figura 2.24: Experimento para a comprovação do efeito fotovoltaico no Selênio.	63
Figura 2.25: A tecnologia solar até a década de 1940.	63
Figura 2.26: Diferença entre as células, de 1941 e cristalográficas.	64
Figura 2.27: Capacidade fotovoltaica global.	65
Figura 2.28: Os 10 maiores produtores de energia solar fotovoltaica.	65
Figura 2.29: Dopagens do Silício.	66
Figura 2.30: Processo físico em uma célula fotovoltaica.	67
Figura 2.31: Circuito equivalente de uma fotocélula ideal conectado a uma carga.	68
Figura 2.32: Curva de Corrente por Tensão, na célula, no diodo e a fotocorrente.	68
Figura 2.33: Potência e corrente por tensão na célula fotovoltaica.	69
Figura 2.34: Tipos de utilização do silício cristalino.	71
Figura 2.35: Típicas estruturas de filme fino.	72
Figura 2.36: Célula solar do tipo quântico.	73
Figura 2.37: Perovskita em estado natural.	74
Figura 2.38: Eficiência das células solares.	76
Figura 3.1: Tela típica do ATPDraw.	80
Figura 3.2: Forma de conexão do acessante à rede de baixa tensão da Cemig.	83
Figura 3.3: Diagrama de um sistema de geração fotovoltaico ligado à rede elétrica.	84
Figura 3.4: Medições diárias de irradiação solar para diferentes tempos.	85
Figura 3.5: Radiação solar em Uberlândia em $\text{kJm}^2$ , amostra diária.	86
Figura 3.6: Temperatura em Uberlândia em $^{\circ}\text{C}$ , amostra diária.	86
Figura 3.7: Radiação solar em Uberlândia em $\text{kJm}^2$ , amostra anual.	86
Figura 3.8: Temperatura em Uberlândia em $^{\circ}\text{C}$ , amostra anual.	87
Figura 3.9: O conjunto irradiação-temperatura-arranjo modelado.	87
Figura 3.10: Quadro de entradas e conexões do modelo fotovoltaico.	93
Figura 3.11: Método de tensão constante.	95

---

Figura 3.12: Fluxograma do método P&O clássico.	96
Figura 3.13: Fluxograma do método P&O moderno.	97
Figura 3.14: Fluxograma do método perturba e observa modificado.	98
Figura 3.15: Fluxograma do método estima, perturba e perturba.	99
Figura 3.16: Fluxograma do método condutância incremental.	100
Figura 3.17: Fluxograma do método da condutância incremental modificado.	101
Figura 3.18: Fluxograma do método de oscilação do sistema.	102
Figura 3.19: Fluxograma do método de correlação de Ripple.	103
Figura 3.20: Fluxograma do método Beta.	104
Figura 3.21: Fluxograma do método de Temperatura.	105
Figura 3.22: Modelagem dos métodos de MPPT utilizados.	106
Figura 3.23: O funcionamento de um conversor Boost.	107
Figura 3.24: Inversor monofásico conectado à rede elétrica.	111
Figura 3.25: Modelagem do inversor.	112
Figura 3.26: O funcionamento do inversor em cada estado.	112
Figura 3.27: Malha de captura de fase.	115
Figura 3.28: Esquema de ligação do PWM.	116
Figura 3.29: Funcionamento de um controle PWM com saída NOT.	118
Figura 3.30: Controle da corrente injetada na rede com PWM.	118
Figura 4.1: Corrente e Potência por tensão em irradiações, dado do fabricante.	124
Figura 4.2: Corrente e Potência por tensão em irradiações, pela simulação.	125
Figura 4.3: Corrente e Potência por tensão em temperaturas, dado do fabricante.	126
Figura 4.4: Corrente e Potência por tensão em temperaturas, pela simulação.	126
Figura 4.5: Combinação paralela de células, dado da doutrina.	128
Figura 4.6: Combinação paralela de módulos, pela simulação.	128
Figura 4.7: Combinação em série de células, dado da doutrina.	129

---

Figura 4.8: Combinação em série de módulos, pela simulação.	130
Figura 4.9: Sistema série sem diodos de by-pass.	131
Figura 4.10: Combinação em série de células com sombreamento, dado da doutrina.	131
Figura 4.11: Combinação em série de módulos com sombreamento, pela simulação.	132
Figura 4.12: Sistema série com diodos de by-pass.	133
Figura 4.13: Combinação série de células com sombreamento e by-pass, dado da doutrina.	133
Figura 4.14: Combinação série de módulos com sombreamento e by-pass, pela simulação.	134
Figura 4.15: Efeito da resistência série, dado da doutrina.	135
Figura 4.16: Efeito da resistência série, pela simulação.	136
Figura 4.17: Efeito da resistência paralela, dado da doutrina.	137
Figura 4.18: Efeito da resistência paralela, pela simulação.	138
Figura 4.19: Entrada e saída do conversor CC-CC.	140
Figura 4.20: Tensões de referência e do sistema fotovoltaico.	140
Figura 4.21: Zoom nas tensões de referência e do sistema fotovoltaico.	141
Figura 4.22: Correntes de entrada e saída do Boost.	142
Figura 4.23: Método da Razão Cíclica Fixa.	144
Figura 4.24: Método da Tensão Constante Fixa.	144
Figura 4.25: Método Perturba e Observa Clássico.	144
Figura 4.26: Método Perturba e Observa Moderno.	144
Figura 4.27: Método Perturba e Observa Modificado.	145
Figura 4.28: Método Estima Perturba e Perturba.	145
Figura 4.29: Método da Condutância Incremental.	145
Figura 4.30: Método da Condutância Incremental Modificada.	145
Figura 4.31: Método Beta.	146
Figura 4.32: Método da Temperatura.	146
Figura 4.33: Método de Oscilação do Sistema.	146

---

Figura 4.34: Método da Correlação de Ripple.	146
Figura 4.35: Variáveis manipuladas dos diferentes MPPTs em resposta ao degrau.	148
Figura 4.36: Variáveis Manipuladas dos diferentes MPPTs em regime permanente.	149
Figura 4.37: Aplicação do método Beta no degrau de irradiação.	150
Figura 4.38: Resposta em potência do sistema.	150
Figura 4.39: Frequência e fase do PLL e da rede.	153
Figura 4.40: Erros de frequência e fase.	153
Figura 4.41: Frequência e Fase da rede e do PLL.	154
Figura 4.42: Erros de frequência e fase.	154
Figura 4.43: Forma de onda da corrente injetada na rede e o comando do PLL.	155
Figura 4.44: Sistema de chaveamento implementado.	156
Figura 4.45: Modulação por largura de pulso da unidade inversora.	158
Figura 4.46: O sistema fotovoltaico completo conectado à rede elétrica.	159
Figura 4.47: Irradiação aplicada no sistema.	162
Figura 4.48: Corrente gerada pelos módulos fotovoltaicos – Método Beta.	163
Figura 4.49: Comparação entre potência e irradiação – Método Beta.	164
Figura 4.50: Tensão nos módulos, referência do método e erro – Método Beta.	165
Figura 4.51: Zoom no sinal do MPPT atuando na tensão – Método Beta.	165
Figura 4.52: Corrente gerada pelos módulos fotovoltaicos – Método P&O Moderno.	166
Figura 4.53: Comparação entre potência e irradiação – Método P&O Moderno.	167
Figura 4.54: Tensão nos módulos, referência do método e erro – Método P&O Moderno.	167
Figura 4.55: Zoom no sinal do MPPT atuando na tensão – Método P&O Moderno.	168
Figura 4.56: Corrente gerada pelos módulos fotovoltaicos – Método CI Modificado.	169
Figura 4.57: Comparação entre potência e irradiação – Método CI Modificado.	170
Figura 4.58: Tensão nos módulos, referência do método e erro – Método CI Modificado.	170
Figura 4.59: Zoom no sinal do MPPT atuando na tensão – Método CI Modificado.	171

Figura 4.60: Tensão na saída do conversor CC-CC.	172
Figura 4.61: Comparação entre a tensão no Link CC e a Rede Elétrica.	172
Figura 4.62: Ação do PLL no sistema.	173
Figura 4.63: Corrente elétrica injetada na rede.	174



---

# LISTA DE TABELAS

---

Tabela 2.1: Divisão aproximada do espectro solar em regiões de energia	49
Tabela 2.2: Intensidade de radiação em várias condições climáticas	51
Tabela 2.3: Albedo para diferentes superfícies terrestres	52
Tabela 2.4: Empreendimentos em operação no Brasil	58
Tabela 2.5: Situação dos reservatórios do Sistema Elétrico Brasileiro, 26 de jan. de 2015	59
Tabela 2.6: Usinas do Tipo Solar Fotovoltaica na cidade de Uberlândia	61
Tabela 2.7: Resumo da utilização das células fotovoltaicas	75
Tabela 3.1: Forma de Conexão em Função da Potência	83
Tabela 3.2: Dados necessários de projeto de arranjo da instalação	92
Tabela 3.3: Dados necessários da fotocélula disponibilizados em manuais	92
Tabela 3.4: Definições básicas do Boost para as simulações computacionais	109
Tabela 3.5: Funcionamento do Inversor	112
Tabela 3.6: Definições básicas do Inversor para as simulações computacionais	114
Tabela 4.1: Parâmetros do ATP para as análises computacionais	121
Tabela 4.2: Parâmetros do módulo fotovoltaico utilizado na seção 4.2	123
Tabela 4.3: Parâmetros do conversor CC-CC para a seção 4.3	139
Tabela 4.4: Parâmetros do módulo fotovoltaico utilizado na seção 4.4	143
Tabela 4.5: Vantagens e desvantagens de cada método de MPPT utilizado.	151
Tabela 4.6: Parâmetros do módulo fotovoltaico utilizado na seção 4.7	160
Tabela 4.7: Parâmetros do sistema fotovoltaico	160
Tabela 4.8: Parâmetros do Boost para a seção 4.7	161
Tabela 4.9: Parâmetros do inversor e do indutor de acoplamento	161



---

# LISTA DE UNIDADES

---

W	Watt, unidade de medida de potência ativa.
m <sup>2</sup>	Metro quadrado, unidade de medida de área.
W/m <sup>2</sup>	Watt por metro quadrado, unidade de medida de irradiação.
HP	Horse Power (ou cavalo de força), unidade de medida de potência.
°C	Grau Celsius, unidade de medida de temperatura.
CV	Cavalo-vapor, unidade de medida de potência.
m	Metro, unidade de medida de comprimento.
s	Segundo, unidade de medida de tempo.
Hz	Hertz, unidade de medida de frequência.
A.M.	Air Mass (massa de ar), unidade de medida de espessura de ar.
°	Grau, unidade de medida angular.
Kelvin	Unidade de medida de temperatura.
eV	Eletron-Volt, unidade de medida de energia.
Wh	Watt hora, unidade de medida de energia.
Joule	Unidade de medida de energia.
g	Gramma, unidade de medida de massa.
m/s	Metro por segundo, unidade de medida de velocidade.
A	Ampère, unidade de medida de corrente elétrica.
C	Coulomb, unidade de medida de carga elétrica.
V	Volt, unidade de medida de tensão elétrica.
Ω	Ohm, unidade de medida de resistência elétrica.
H	Henrys, unidade de medida de indutância elétrica.
F	Farad, unidade de medida de capacitância elétrica.
s	Segundo, unidade de medida de tempo.
Rad/s	Radianos por segundo, unidade de medida de frequência.
Rad	Radiano, unidade de medida angular.



---

# LISTA DE PREFIXOS

---

- n Nano, é um prefixo multiplicador equivalente a um por um bilhão.
- $\mu$  Micro, é um prefixo multiplicador equivalente a um por um milhão.
- m Mili, é um prefixo multiplicador equivalente a um por mil.
- k Quilo, é um prefixo multiplicador equivalente a um mil unidades.
- M Mega, é um prefixo multiplicador equivalente a um milhão de unidades.
- G Giga, é um prefixo multiplicador equivalente a um bilhão de unidades.



<b>Capítulo I - INTRODUÇÃO</b>	<b>31</b>
1.1 Contextualização.	31
1.2 Motivações.	33
1.3 Objetivos.	34
1.4 Estrutura da Dissertação.	35
<b>Capítulo II - UM HISTÓRICO DA ENERGIA SOLAR</b>	<b>37</b>
2.1 Considerações Iniciais.	37
2.2 Um Histórico da Utilização da Energia Solar.	38
2.3 As Turbulências no Mercado Internacional.	43
2.4 O Desenvolvimento da Tecnologia.	44
2.5 Geração de Energia Elétrica.	46
2.6 Heliotecnia.	47
2.6.1 Espectro da Radiação Solar.	47
2.6.2 Atmosfera Terrestre.	49
2.6.3 Componentes da Radiação Solar.	51
2.7 Movimento Sol-Terra.	52
2.7.1 O ano.	52
2.7.2 As Estações do Ano.	53
2.8 Orientação dos Módulos.	54
2.9 Instrumentos de Medição.	55
2.9.1 Piranômetro.	55
2.9.2 Pireliômetro.	56
2.9.3 Banda Escura.	56
2.9.4 Albedômetro.	57

---

2.10	Gestão Energética no Brasil.	58
2.10.1	A Energia Fotovoltaica no Brasil.	60
2.10.2	A Energia Fotovoltaica em Uberlândia/MG.	61
2.11	O Efeito Fotovoltaico.	61
2.11.1	Um Histórico do Efeito Fotovoltaico.	62
2.11.2	O Funcionamento da Célula Fotovoltaica.	65
2.12	Tipos de Células Fotovoltaicas.	70
2.12.1	Células de Silício Cristalino.	70
2.12.2	Tecnologias de Filme Fino.	72
2.12.3	Células Emergentes.	73
2.13	Utilização das Células Fotovoltaicas.	75

## **Capítulo III - MODELAGENS MATEMÁTICA E COMPUTACIONAL**

**77**

3.1	Considerações Iniciais.	77
3.2	Plataforma Computacional.	77
3.2.1	Sobre o Programa ATP.	78
3.2.2	Sobre o ATPDraw.	79
3.2.3	Sobre o Programa Notepad++.	81
3.2.4	Sobre o Microsoft Excel.	82
3.3	O Sistema Utilizado.	82
3.4	Condições de Operação.	84
3.5	Entradas do Sistema.	85
3.6	Modelagem do Arranjo Fotovoltaico.	87
3.6.1	Modelagem Matemática.	88
3.6.2	Modelagem Computacional.	91
3.7	Modelagem do Controle MPPT.	93
3.7.1	Modelagem Matemática.	94
3.7.2	Modelagem Computacional.	105



---

3.8 Modelagem do Conversor Elevador de Tensão.	106
3.8.1 Modelagem Matemática.	107
3.8.2 Modelagem Computacional.	109
3.9 Modelagem do Inversor de Frequência.	110
3.9.1 Modelagem Matemática.	110
3.9.2 Modelagem Computacional.	111
3.10 Indutância de Acoplamento com a Rede.	113
3.11 A Malha de Captura de Fase.	114
3.11.1 Modelagem Matemática.	115
3.11.2 Modelagem Computacional.	115
3.12 Controle da Corrente Injetada na Rede.	116
3.12.1 Modelagem Matemática.	116
3.12.2 Modelagem Computacional.	118
3.13 A Rede Elétrica.	119

## **Capítulo IV - SIMULAÇÕES, RESULTADOS E ANÁLISES 121**

4.1 Considerações Iniciais.	121
4.2 Simulações no Módulo Fotovoltaico.	122
4.2.1 Casos com Fatores Externos.	122
4.2.2 Casos Associativos.	127
4.2.3 Casos com Fatores Internos.	135
4.3 Simulações no Conversor CC-CC.	139
4.4 Simulações com Alimentação, Conversor CC-CC e o MPPT.	142
4.5 Simulações na Malha de Captura de Fase.	152
4.6 Simulações da Unidade Inversora.	155
4.7 Simulações no Sistema Conectado à Rede Elétrica.	159

## **Capítulo V - CONCLUSÕES E SUGESTÕES 175**

---

<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b>	<b>179</b>
Do Capítulo I.	179
Do Capítulo II.	180
Do Capítulo III.	184
Do Capítulo IV.	187
Do Capítulo V.	187

## **Anexo I - CRONOLOGIA DAS CÉLULAS SOLARES**

## **Anexo II - A FORMAÇÃO DO SOL**

## **Anexo III - SOBRE O PROGRAMA ATP**

## **Anexo IV - CARTÕES DE SIMULAÇÃO DO SISTEMA**

## **Anexo V - PUBLICAÇÕES**

## INTRODUÇÃO

### 1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO

O cenário de utilização da energia solar fotovoltaica no Brasil é pequeno. A utilização de células fotovoltaicas é pontual e em pequenos sistemas isolados da rede elétrica, onde a montagem de linhas de transmissão não é economicamente viável.

Dentre essas pequenas gerações pontuais, grande parte utiliza-se da energia gerada para consumos básicos, como bombeamento de água, iluminação, pequenas centrais de telecomunicação remotas e sistemas de sinalização [1].

Em novembro de 2003 foi lançado o Programa de Eletrificação Rural (programa luz para todos), por meio do Decreto nº 4.873. Coordenado pelo Ministério de Minas e Energia e operacionalizado pela Eletrobrás, foi executado pelas concessionárias de energia elétrica em parceria com o Governo Federal. O programa se propôs a acabar com a exclusão elétrica e levar o acesso à energia para mais de 10 milhões de pessoas no meio rural:

“Um dos grandes desafios do Programa é atender as comunidades isoladas, especialmente as localizadas na Amazônia. Para isso, o Ministério de Minas e Energia elaborou o Manual de Projetos Especiais justamente para atender as regiões remotas e de difícil acesso e estabelece os critérios técnicos e financeiros que serão aplicados neste tipo de atendimento, com o uso de fontes alternativas de energia elétrica, tendo como principal atrativo, o repasse de 85% dos recursos, a título de subvenção econômica, por parte do governo federal. Dentre as opções tecnológicas, são considerados os sistemas de geração descentralizada a partir das mini e micro centrais hidrelétricas; sistemas hidrocinéticos; usinas térmicas a biocombustíveis ou gás natural; usina solar fotovoltaica; aerogeradores e sistemas híbridos, bem como a utilização de novas tecnologias, tais como os postes confeccionados de resina de poliéster reforçada com fibra de vidro e os cabos especiais subaquáticos para serem utilizados nas travessias de rios. (MME, 2009)” [2]

Sistemas autônomos de geração são importantes para locais que operam fora da rede elétrica, sejam porque distantes ou independentes. É esperada a utilização de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. Essa configuração é interessante para a aplicação em micro e minissistemas de geração distribuída e a não exigência de baterias para sua manutenção noturna.

No Brasil, em 2012, foi regulamentada, pela Resolução Normativa nº 482 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) as condições gerais para mini e microgerações distribuídas. A separação dos tipos de geração é definida pela normativa, em seu artigo 2º, da seguinte maneira:

2012. Resolução Normativa nº 482.

Art. 2º: Para efeitos desta Resolução, ficam adotadas as seguintes definições:

I - Microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 100 kW e que utilize fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;

II - Minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW para fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras. [3]

Com as novas determinações de mini e microgeração, ainda se tem um sistema diferenciado de compensação. De acordo com a ANEEL, na mesma normativa, a energia ativa que é repassada à rede é compensada. Essa energia é cedida gratuitamente à concessionária de energia elétrica para ser posteriormente compensada pelo consumidor com a ressalva de deter o mesmo cadastro de pessoa física ou pessoa jurídica para a qual os créditos foram gerados.

Assim, é interessante o ingresso de energias alternativas em unidades residenciais e pequenas empresas de até 1 MW de potência instalada. Gerações acima deste valor não são compensadas por ainda não existir legislação vigente [3].

Ainda proposto pela ANEEL, em projeto de pesquisa e desenvolvimento, foi o “Arranjos Técnicos e Comerciais para a Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira”, onde foram propostas criações de usinas fotovoltaicas experimentais

interligadas ao sistema elétrico nacional, para quase 25 MW de potência instalada. [7]

Com essa perspectiva, pode-se esperar um grande mercado de energia fotovoltaica para o País, com grande potencial de geração de emprego e a possível inserção do Brasil na lista dos maiores geradores de energias alternativas do mundo.

## 1.2 MOTIVAÇÕES

Tendo o Brasil um excelente potencial de utilização de energia fotovoltaica, esta pode deter certa vantagem em relação a outras fontes renováveis. Em todas as regiões têm-se ótimos índices de radiação solar, fazendo com que no País seja mais rentável a utilização solar frente a eólica, por exemplo, e pode ser utilizado em todo o território nacional.

A Alemanha é o país que mais se utiliza da energia fotovoltaica, seguida por China, Itália, Estados Unidos da América e Japão. Em conjunto esses países geram 21,3 GW de potência em novos sistemas conectados [4].

A energia produzida por uma fotocélula depende da irradiação solar e da temperatura do local onde está instalada. Em Minas Gerais, por exemplo, as regiões norte e noroeste têm, em média,  $6,3 \text{ kW/m}^2$  de irradiação solar por ano [5], enquanto a média brasileira fica em torno de  $5,4 \text{ kW/m}^2$  por ano [6]. Já a irradiação na Alemanha é, em média, de  $3,28 \text{ kW/m}^2$ . Dadas as dimensões territoriais brasileiras e, como dito, as altas taxas de irradiação, é possível estimar o Brasil com um grande potencial de geração solar.

Mesmo com uma matriz energética baseada em energia hidráulica – considerada relativamente limpa e renovável – a situação pode não perdurar nos anos seguintes sem novas fontes energéticas para auxiliar no sistema elétrico. A utilização de módulos fotovoltaicos em telhados e fachadas pode ser feita em áreas urbanas e usinas de quaisquer tamanhos, sendo utilizados como centros de geração. A instalação urbana de micro e miniusinas de eletricidade conectadas à rede tem a geração a um custo competitivo com outras tecnologias de mercado.

Um ponto vantajoso é o pequeno gerador ficar alheio às variações do preço da energia elétrica, já que o preço da concessionária varia e inflaciona, ao passo que a fotocélula mantém sua geração na média e o investimento é fixo. O mini ou micro gerador tem custos apenas na instalação das células fotovoltaicas, o investimento se paga, em média, entre 8 e 12 anos, podendo diminuir com a variação de preço da concessionária. Outra vantagem é que, mesmo a fotocélula produzindo eletricidade apenas durante o dia, o sistema de cobrança por

compensação permite que a geração sobressalente possa ser utilizada em outro horário em um período de até seis meses [3].

Observa-se que além do aumento da disponibilidade de eletricidade, há também benefícios ambientais, já que não são necessárias fontes primárias além de luz solar para a geração fotovoltaica.

O Brasil se encontra em uma posição incômoda com seus consumidores de energia. Com os reservatórios hidroelétricos baixos, o preço da energia sobe pela aplicação de bandeiras tarifárias. O consumidor tende a procurar alternativas, e muitos estão encontrando uma saída na geração fotovoltaica.

Dessa forma é de se esperar que haja a massificação de seu uso e, com isso, o avanço da tecnologia de produção e instalação no território nacional, gerando grande potencial empregatício na área, direta e indiretamente, deixando o Brasil em uma situação confortável.

### 1.3 OBJETIVOS

O objetivo desta dissertação é verificar a atuação de diversos tipos de métodos de busca do ponto de máxima potência (*Maximum Power Point Tracking – MPPT*) em sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica de baixa tensão utilizando o programa *Alternative Transients Program (ATP)* e, desta forma, comparar aplicação para cada situação.

Será utilizado um tipo de modelo de célula fotovoltaica com diversos tipos de métodos de MPPT controlando o conversor em que estes devem ser conectados, podendo auxiliar concessionárias e empresas do ramo de energia solar na utilização e regulamentação dos pequenos centros de geração fotovoltaica.

Objetiva-se, também, explorar as estruturas de cada parte do sistema utilizado, deixando descrito o funcionamento de cada componente e como foram alcançados seus parâmetros, provendo um minucioso trabalho a fim de facilitar futuras pesquisas que necessitem de dados desta monografia e abrir precedentes para diferentes configurações que possam ser adotadas para o mesmo sistema.

Procura-se promover uma recapitulação da história da energia solar fotovoltaica rica em detalhes e imagens, contando com um referenciamento de fácil localização, ficando as referências bibliográficas separadas por capítulos.

Por fim, é almejada a realização investigativa por partes do sistema estudado

computacionalmente, comparando, sempre que possível, com dados literais e fornecidos pelos fabricantes.

#### **1.4 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO**

Este trabalho está dividido, além das partes pré e pós-textuais, em capítulos, seções, subseções e itens. Os capítulos serão apresentados como a principal grande divisão da monografia, com cinco principais assuntos, com dois subníveis chamados de seções e subseções e um terceiro subnível com diferentes itens.

Neste capítulo é contextualizado o assunto apresentado, mostrando como está sendo o avanço do país em relação à geração fotovoltaica. A seguir, são elencadas as motivações da Autora em iniciar esta linha de pesquisa, juntamente com a utilização da tecnologia no cenário mundial em contraste com a utilização pelo Brasil, destacando-se, ainda, as vantagens de se utilizar o sistema proposto. São expostos, então, os objetivos a serem buscados com esta dissertação.

No segundo capítulo é apresentado um histórico da utilização e desenvolvimento da tecnologia fotovoltaica. Primeiramente são vistos os primórdios da energia solar e seu emprego como ferramenta. São apresentados os eventos históricos que alavancaram os estudos na área e como foi o seu desenvolvimento. Em seguida, é apresentada a utilização do sol como fonte direta de geração de energia elétrica, como é medida a irradiação solar, como é a trajetória da luz solar à Terra e sua formação no núcleo estelar. Brevemente resume-se como é a gestão energética no país e na região de Uberlândia/MG. Estando apresentados todos os pré-requisitos para a contextualização do assunto, é explicado o efeito fotovoltaico e os tipos de células e suas diferenças e aplicações.

No capítulo três são descritas as ferramentas utilizadas no desenvolvimento da monografia e dissecados os componentes do sistema de forma teórica e computacional, conforme concebido pela Autora. Em primeiro lugar são apresentados os programas que foram utilizados para as simulações e para a visualização dos resultados. Em seguida, são definidas as condições de operação do sistema e suas entradas. São, assim, explanados o funcionamento de cada componente de forma separada: arranjo fotovoltaico, controles de busca do ponto de máxima potência, conversor elevador de tensão, inversor de frequência, indutância de acoplamento com a rede, malha de captura de fase, controle de corrente injetada na rede,

finalizando com a própria rede elétrica.

No quarto capítulo são mostradas as simulações computacionais e seus resultados. Inicialmente os sistemas estudados são direcionados a fim de provar o funcionamento individual de cada componente. A placa fotovoltaica é a primeira a ser estudada, contando com três tipos de casos: com distúrbios externos, sendo modificadas a irradiação e a temperatura; associação de módulos, em série e paralelo, com uso de diodo de by-pass; e internos, em que são inseridas resistências em série e em paralelo a fim de simular o efeito de desgaste do módulo. É estudado, também, o conversor elevador de tensão, inserindo-se uma geração na entrada e uma carga na saída para comprovar que a corrente está sendo elevada.

Com o módulo fotovoltaico e o conversor comprovados, são inseridos vários controles de busca do ponto de máxima potência, onde todas as respostas são apresentadas e comparadas para o melhor entendimento. São feitos, separadamente, testes na malha de captura de fase, observando sua atuação com diferentes frequências e diferentes ângulos de fase da rede. Isoladamente, é estudada a unidade inversora conectada com o controle de corrente injetada na rede e a modulação por largura de pulso aplicada. Por fim, o sistema é unificado e é feito o estudo do sistema conectado à rede elétrica.

Por fim, no capítulo 5, os resultados são ponderados em relação aos objetivos apresentados, chegando, a Autora, a conclusões acerca dos estudos feitos. Com a dissertação conclusa, são deixadas sugestões para possíveis ampliações a serem feitas que podem ampliar o uso do estudo computacional para outras áreas de pesquisa.



## UM HISTÓRICO DA ENERGIA SOLAR

### 2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

A quantidade de energia produzida por um sistema fotovoltaico depende da forma como são associados seus módulos e dos fatores externos de temperatura e irradiação.

Independente da ligação desse tipo de geração de energia com cargas, primeiramente é necessário analisar as condições climáticas para a sua instalação e definir o padrão associativo do sistema. Locais com baixa irradiação ou altas temperaturas não oferecem bons rendimentos aos sistemas, enquanto o contrário contribui para o bom funcionamento.

No Brasil, as regiões Nordeste, Centro-Oeste e Norte possuem o maior potencial de aproveitamento da energia solar. A região Sul é a menos privilegiada, mas possui taxas de irradiação melhores do que as da Alemanha ou outros países europeus que mais utilizam largamente a energia solar fotovoltaica.

Mesmo com altos índices favoráveis à instalação de sistemas fotovoltaicos na maioria do território nacional ao longo do ano, ainda é baixo o investimento nessa área, ficando o mercado de geração de energia ainda focado em outros meios.

Os informes gerais da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) de maio de 2015 mostram que a geração fotovoltaica participa de 0,01% da demanda geral de energia do Brasil, gerando uma potência de 15.179 kW. Os empreendimentos na área prometem mais 338.488 kW, mas nenhuma nova usina está em construção no momento.

Países em condições naturais menos favoráveis estão mais avançados na exploração dessa fonte, como Alemanha, Itália e Espanha; enquanto o Brasil tem uma enorme média de incidência de radiação solar nas regiões Nordeste e Centro-Oeste, perdendo apenas para grandes regiões desérticas.

A Resolução Normativa nº 482/2012 publicada pela ANEEL deve estimular a produção de energia elétrica no Brasil por meio da geração fotovoltaica. Definindo um sistema de compensação, o produtor independente pode gerar energia durante o dia e abater o preço quando utilizá-la a noite.

Um ponto vantajoso é o pequeno gerador ficar alheio às variações do preço da energia elétrica, já que o preço da concessionária varia e inflaciona, ao passo que a geração fotovoltaica se mantém na média e o investimento é fixo. O mini ou micro gerador tem custos apenas na instalação e o investimento se paga, em média, entre 8 e 12 anos, podendo diminuir com a variação de preço da concessionária.

Mesmo com grandes vantagens na geração solar fotovoltaica, o rendimento dos módulos comerciais ainda é baixo, estando em torno de 13 a 17% e a conexão com a rede depende de técnicas de busca do ponto de máxima potência em conversores, encarecendo e exigindo mão de obra especializada na instalação.

## 2.2 UM HISTÓRICO DA UTILIZAÇÃO DA ENERGIA SOLAR

O uso da energia solar se data de tempos remotos. Há registros do século I que Herão de Alexandria já utilizava o calor do Sol para bombear água. Esses coletores solares foram construídos no ano de 212 a.C., com o crédito atribuído a Arquimedes. Além de tê-los construído, é creditada a ele a façanha de ter incendiado a frota romana, durante o cerco de Siracusa (214-212 a.C.) com um conjunto de espelhos parabólicos dirigidos aos cascos dos navios, que eram embebidos em piche para impermeabilização, e suas velas. Apesar do mito não ser completamente confirmado modernamente, foi referenciado durante toda a história, como na coletânea *Vitellonis Thuringopoloni opticae libri decem*, do matemático polonês Witelo (1230-1314?), em que descreve que a arma consistia em 24 espelhos que convergiam para um único ponto [8], além de contar com várias obras de arte, como na figura 2.1.



Figura 2.1: Uso da energia solar por Arquimedes para incendiar navios. [9]

Já no século XVII eram desenvolvidas as fornalhas solares, utilizadas para fundir metais, como ferro e cobre [10]. A fornalha de Lavoisier, uma das primeiras aplicada em larga escala, foi desenvolvida em 1774. Esta fornalha possuía uma lente de 1,32 m e outra de 0,2 m construída antes da primeira e era capaz de atingir altas temperaturas de até 1750 °C [11]. A fornalha de Lavoisier pode ser vista na figura 2.2.

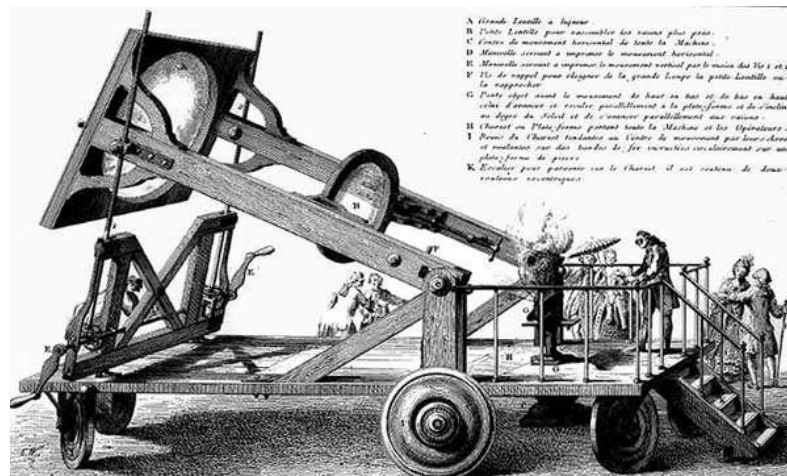


Figura 2.2: Uma fornalha de Lavoisier. [12]

No século XIX surgiu a percepção da criação de vapor a baixa pressão utilizando a radiação solar. Augustin Mouchot, com o apoio de Napoleão III, apresentou as primeiras máquinas a vapor operadas via Sol entre 1866 e 1872. Seu trabalho foi exibido em Tours e testado na Argélia como bombeamento de água [13]. Sua máquina a vapor consistia em um espelho refletor cônico truncado, figura 2.3, com uma caldeira estacionária em seu foco. Sua máquina chegava a produzir 0,5 HP em um dia ensolarado [14].

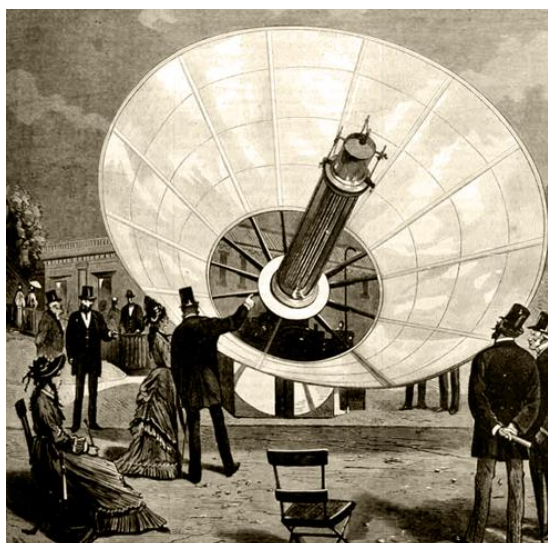


Figura 2.3: Amostra do refletor cônico truncado de Augustin Mouchot. [15]

Em 1878, William Adams observou que a invenção de Mouchot seria impraticável utilizando apenas um espelho cônico e propôs a utilização de vários espelhos pequenos dispostos em semicírculos a fim de cada espelho refletir a radiação solar na caldeira. William estimou que 72 espelhos seriam suficientes para que a temperatura da caldeira subisse para 650 °C, sendo determinante para a melhora da tecnologia [14].

Em 1882, Abel Pifre construiu o primeiro concentrador solar de prato parabólico. Pifre trabalhou como assistente de Mouchot e adicionou ao seu trabalho uma impressora que chegava a produzir 500 cópias por hora. O modelo foi apresentado na exposição internacional de Paris, mas foi considerado muito caro para ser utilizado em larga escala. A figura 2.4 mostra a ousada ideia de Pifre [14].

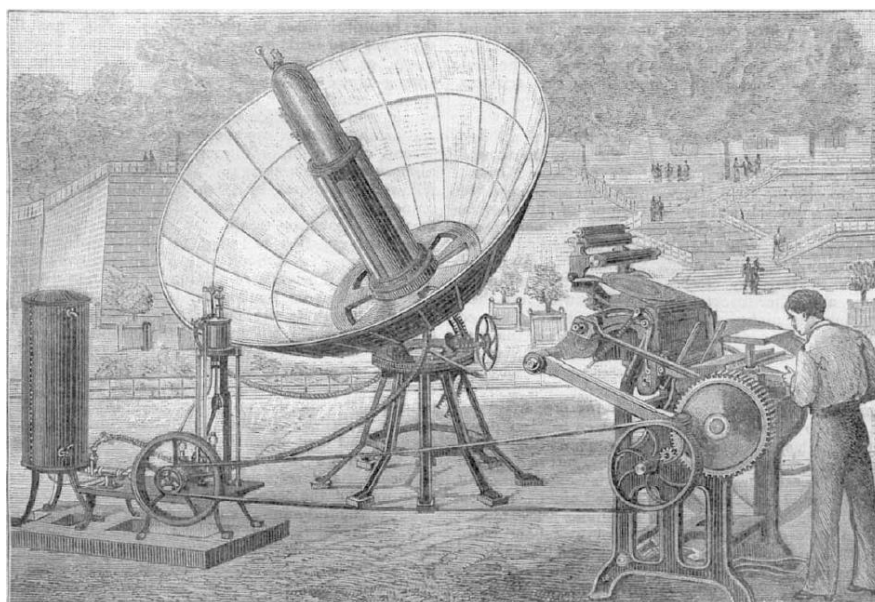


Figura 2.4: Concentrador de prato parabólico alinhado a uma impressora. [16]

De acordo com o jornal da época (Nature, vol 26, 1882) [16]:

Uma prensa de impressão funcionou por meio de calor solar foi exibida no jardim de Tuileries em Paris na *fête*. [...] O gerador solar foi idealizado pelo M. Abel Pifre, que melhorou alguns pontos na invenção original de M. Mouchot. [...] O vapor da caldeira foi posicionado em seu foco [dos espelhos] e operou uma prensa de Marioni (na direita da imagem). Apesar do Sol não estar muito ardente e a radiação ser encoberta por frequentes nuvens, a prensa funcionou regularmente das 13 horas até as 17 horas e 30 minutos, imprimindo em média 500 cópias em uma hora de um jornal especialmente arranjado para a ocasião, o *Jornal Soleil*.

Ao mesmo tempo, nos Estados Unidos da América, o engenheiro e Capitão John Ericsson havia construído oito modelos de engenhos solares em 1875, mas nenhum para utilização prática. Finalmente, em 1883, conseguiu construir a segunda máquina solar da época em tamanho, diferenciando-se das outras por contar com um formato cilíndrico, o receptor na linha focal poderia ser um pequeno cano de cobre funcionando como caldeira. A máquina de Ericsson continha um coletor retangular de 11 por 16 pés que movimentava um pistão de 6 polegadas de calibre e 8 de percurso. Seu engenho operava a vapor ou a ar e, de acordo com o próprio Ericsson, conseguia gerar 1 CV por pés de coletor e era utilizado para bombear água [13]. Seu sistema pode ser visto na figura 2.5. Após várias melhorias em seu sistema, Ericsson desejava vê-lo comercializado, mas seu trabalho não foi levado adiante após sua morte, em 1889.

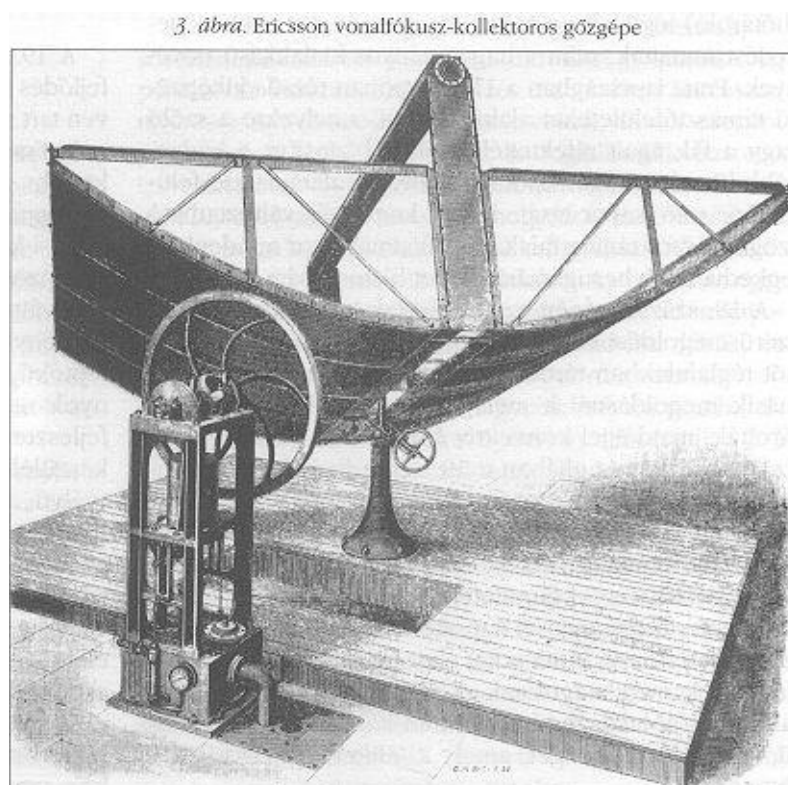


Figura 2.5: Concentrador cilíndrico parabólico de Ericsson, 1883. [17]

No início do século XX, os concentradores solares apresentaram continuidade em seu desenvolvimento. Aubrey Eneas, em 1901, instalou com sucesso um coletor solar para bombeamento de água em uma fazenda na Califórnia. Com 1788 espelhos alinhados como um prato parabólico, os raios de sol eram concentrados em uma caldeira no foco da estrutura. O vapor gerado operaria uma bomba centrífuga. Seu esboço de patente pode ser visto na figura 2.6 [14].

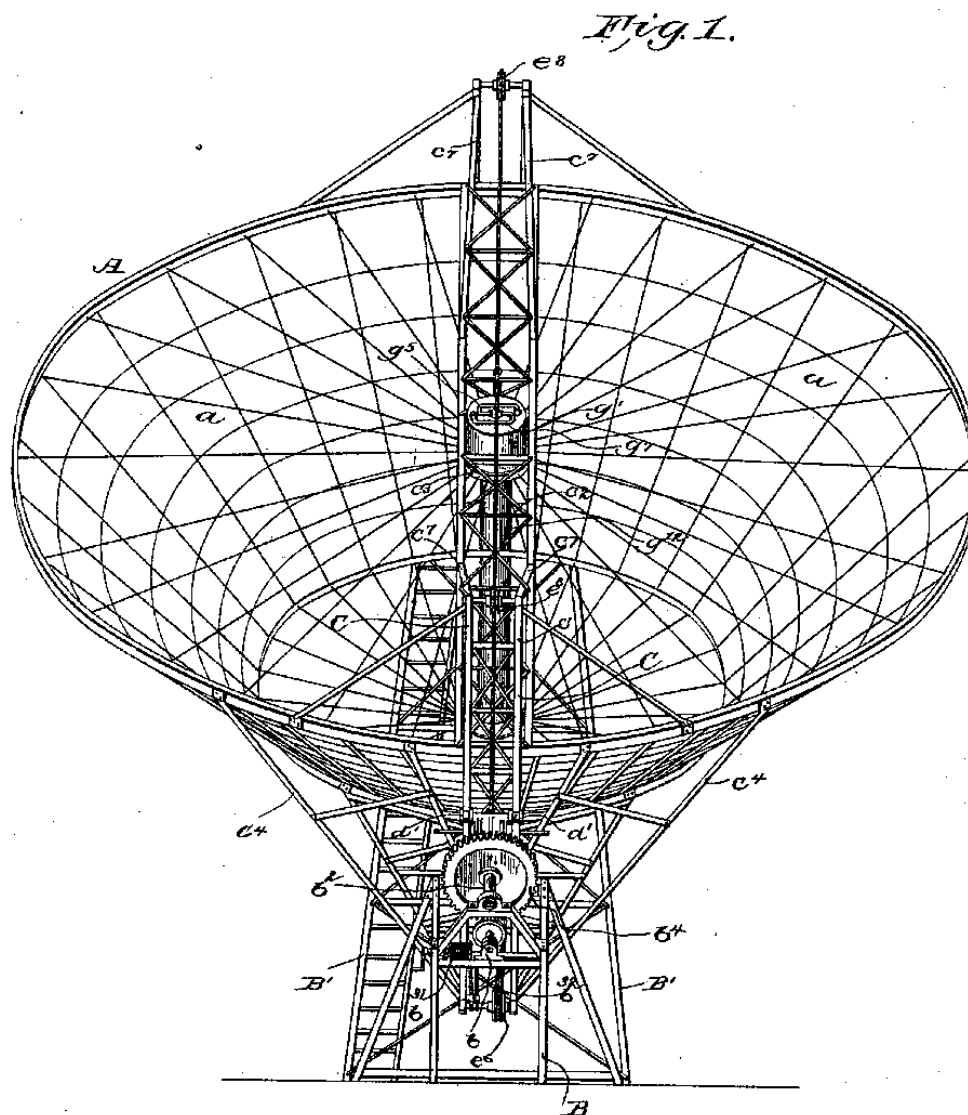


Figura 2.6: Patente de Aubrey Eneas de seu gerador solar. [18]

Já em 1904, Henry E. Willsie desenvolveu o conceito de armazenamento térmico. Com o calor gerado pelos coletores, o vapor era armazenado em um recipiente isolado e a geração de movimento era feita por dióxido de enxofre que esquentava com o calor do vapor armazenado e era expelido por um exaustor para movimentar um pistão. Quando o dióxido de enxofre esfriava, retornava ao recipiente com vapor. Com essa modificação foi possível armazenar calor para ser utilizado a noite e em dias nublados [14] [19].

Em 1912, Frank Shuman e Charles Vernon Boys utilizaram o sistema de geração com refletores para bombear água do rio Nilo, onde o campo de captação se estendia por 1200m<sup>2</sup>. Foi a maior construção do tipo na época. Foram utilizados cilindros parabólicos de 62 m de comprimento e 4,5 m de largura e era capaz de operar uma bomba de 75kW [10] [14]. O sistema de Shuman e Vernon pode ser visto na figura 2.7, assim como seu esboço e o detalhe de um cilindro.

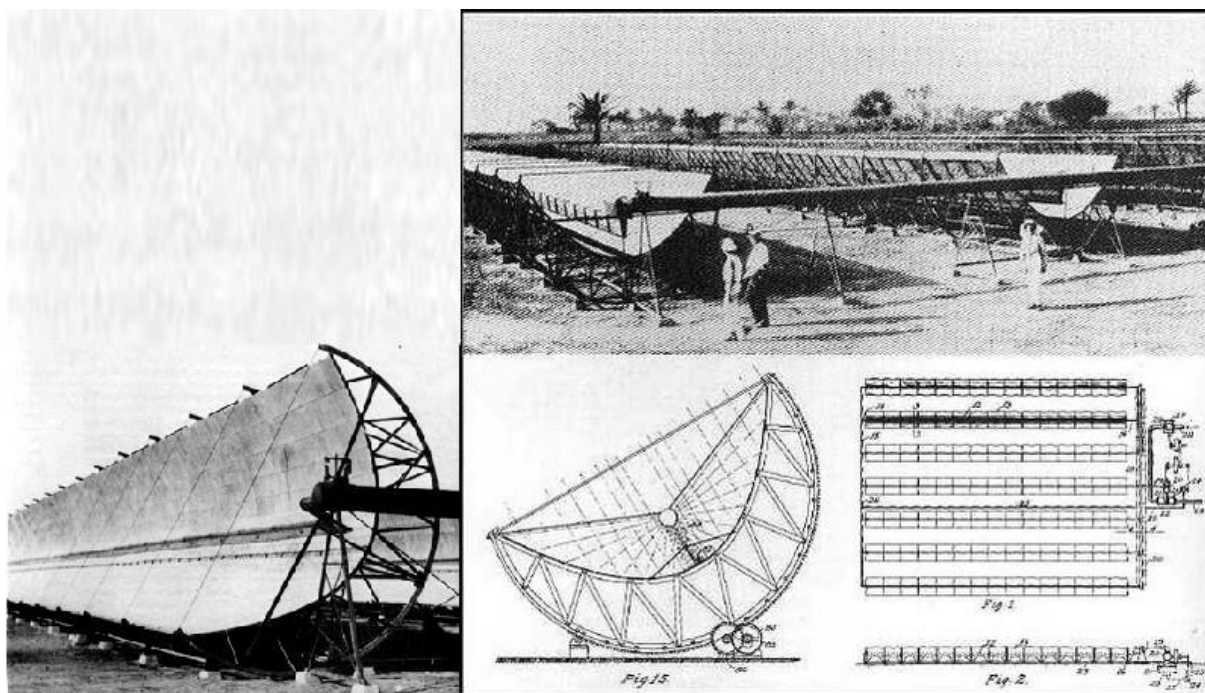


Figura 2.7: O arranjo solar térmico de Shuman e Vernon. [20]

Apesar do grande sucesso, a planta foi desativada em 1915 devido a Primeira Grande Guerra e, quando esta foi findada, grandes descobertas de campos petrolíferos no Oriente Médio e na Venezuela alavancaram o setor deixando a geração termal solar em segundo plano [10], praticamente paralisando novos avanços significativos para a tecnologia.

### 2.3 AS TURBULÊNCIAS NO MERCADO INTERNACIONAL

No ano de 1960, Arábia Saudita, Kuwait, Irã, Iraque e Venezuela iniciam a Organização dos Países Exportadores de Petróleo, a OPEP, para defender seus próprios interesses como produtores e exportadores de petróleo, controlando o preço do petróleo no comércio internacional.

Os objetivos da OPEP, definidos pela Organização em 1961, eram o de aumentar a receita dos países-membros a fim de promover o desenvolvimento, assegurar o aumento gradativo do controle sobre a produção de petróleo e unificar as políticas de produção.

Em outubro de 1973, a OPEP decidiu aumentar o preço do barril de petróleo em 400% bem como diminuir sua produção, motivados pelo petróleo estar na base da economia de seus participantes, preço extremamente baixo do barril, consumo em aumento constante em todo o mundo e a grande dependência dos não-produtores, que preferiam importar petróleo a explorar

jazidas próprias [21].

Além das alegações logísticas, o principal motivo foi político; o rearmamento de Israel pelos Estados Unidos da América na Guerra de Yom Kippur, onde uma coalizão de países árabes atacou Israel, mas foram repelidos. O constante apoio a Israel motivou a decisão da OPEP para ajustar a balança política no Oriente Médio [21].

O resultado da decisão da OPEP gerou a primeira crise do Petróleo, os países não-produtores foram forçados a fazer racionamento de combustível, fazendo faltar petróleo no mundo todo. No Brasil a balança comercial entrou em desequilíbrio e gerou uma hiperinflação que durou quase 20 anos [21].

A crise terminou um ano depois, quando Israel desocupou áreas ocupadas durante a guerra de Yom Kippur.

Com a suspensão do embargo o preço do petróleo voltou a abaixar, mas deixando sequelas no mundo inteiro. O mundo não havia presenciado uma crise econômica tão grave desde 1929 com a quebra da bolsa de Nova Iorque [21].

Apenas 6 anos depois aconteceu a segunda crise do petróleo. Em 1979, o Irã, segundo maior produtor de petróleo do mundo, passou por uma revolução fundamentalista. O preço do petróleo subiu novamente, chegando a dobrar os preços pós-primeira crise.

Ao contrário da primeira crise, que foi rapidamente desfeita, esta teria uma longa duração, pois além da paralização da produção depois da revolução, o novo governo islâmico fundamentalista iria controlar os preços do petróleo de acordo com sua própria orientação político-religiosa [22].

No Brasil, mais uma vez a economia sofreu com o novo choque. Agora o País estava à beira de quebrar, com os desmandos e as obras faraônicas do governo militar aflorando. Os erros da política energética faziam com que se cobrasse um alto preço da população com a disparada da gasolina e do diesel nas bombas. Desta vez a crise não produziu uma mudança radical na política brasileira, dando início ao investimento no desenvolvimento de alternativas à gasolina, como o álcool combustível [22].

## **2.4 O DESENVOLVIMENTO DA TECNOLOGIA**

Devido às crises do petróleo que ocorreram na década de 70, a busca por alternativas aos combustíveis fósseis foi alavancada, levando à retomada da tecnologia solar. Nos Estados



Unidos da América, a instalação de coletores solares foi coordenada pelo Departamento de Energia Americano e a primeira planta solar comercial foi instalada no estado do Novo México em 1979, onde a temperatura atingia até 500°C e era utilizada inicialmente em processos industriais [10].

Na Europa houve maior investimento nas pesquisas solares na mesma época. A plataforma Solar de Almería, na Espanha, foi fundada em 1977 e, em 1981, forneceu pela primeira vez energia elétrica à rede provinda de fonte solar. A plataforma de Almería gera energia elétrica a partir de campos com refletores cilindro-parabólicos de área de 7,6 m<sup>2</sup> e fica localizado no deserto de Tabernas, figura 2.8 [10].



Figura 2.8: Plataforma Solar de Almería. [23]

Em 1984, nos Estado Unidos da América, a companhia Luz International Limited criou a planta solar SEGS I de 14 MW. E em seguida mais 8 plantas com capacidades de 30 a 80 MW com coletores solares cilindro-parabólicos [10] Na figura 2.9 vê-se as plantas SEGS I e II nas proximidades de Daggett na Califórnia.



Figura 2.9: As plantas solares de SEGS I e II em Daggett na Califórnia. [24]

As alternativas ao petróleo cresceram durante a recuperação da segunda crise, fazendo com que a indústria petrolífera ficasse ociosa, até que em 1986 o preço do barril despencou, ficando a menos de 10 dólares [25]. Com a abundância de petróleo no mercado, novamente os investimentos por tecnologias alternativas de geração de energia minguaram.

Apenas no final da década de 1990 e no início da década de 2000 foram adotadas novas políticas de incentivo, favorecendo novas pesquisas no campo, mas nunca com necessidade tão alta quanto durante as crises do petróleo passadas.

## 2.5 GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

A conversão de energia solar em energia elétrica pode ser feita através de duas formas principais: a conversão térmica, pela qual há transferência de calor para gerar energia mecânica; e energia elétrica ou conversão fotovoltaica, pela qual a conversão é feita diretamente. A figura 2.10 apresenta as formas de geração com a aplicação específica para a utilização de um sistema de bombeamento de água.

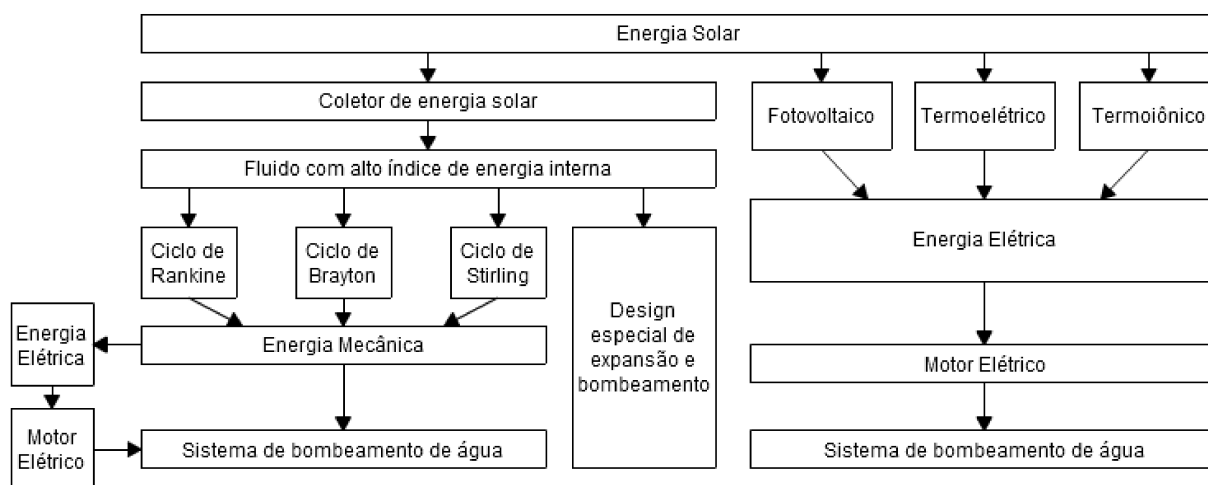


Figura 2.10: Conversão e utilização de energia. [26]. (Traduzido)

A geração solar térmica, como observado, utiliza o calor da radiação solar para a geração de energia termodinâmica e então em energia mecânica para só então gerar eletricidade. Os métodos que utilizam esse tipo de conversão são chamados de métodos termodinâmicos [26].

Os métodos de conversão direta fazem a geração de energia elétrica por meios naturais, como o termoiônico e o termoelétrico, que funcionam com a diferença de temperatura para a geração de energia elétrica e o fotovoltaico, que utiliza luz para a geração de energia elétrica.

## 2.6 HELIOTECNIA

Para um dimensionamento correto de um sistema de geração fotovoltaica é fundamental um conhecimento aprofundado do movimento aparente do Sol, a composição de sua radiação e a atuação da atmosfera terrestre nela.

### 2.6.1 ESPECTRO DA RADIAÇÃO SOLAR

A luz é formada por um espectro luminoso, ou seja, um conjunto de radiações eletromagnéticas de alta frequência que ficam agrupadas. Uma fonte natural para o planeta Terra provém do Sol, onde a transferência de energia acontece pela luz, ou seja, pela radiação solar. A energia radiante que o Sol fornece à Terra é da ordem de  $1,5 \times 10^{18}$  kWh/ano, sendo correspondente a dez mil vezes o consumo mundial no mesmo período [27].

A radiação solar é um processo de transferência de energia de natureza eletromagnética,

que se propaga na forma de oscilações ondulatórias sincronizadas de campos elétricos e magnéticos. Ondas eletromagnéticas não necessitam de um meio físico de propagação e viajam a uma velocidade de 300.000 km/s, que é a velocidade da luz no vácuo. O comprimento de uma onda eletromagnética e sua frequência definem as características da radiação pela equação 2.1 [27].

$$v = \frac{C_o}{\lambda} \quad (2.1)$$

Onde:

$v$  Frequência da onda, em Hertz (Hz).

$C_o$  Velocidade da luz no vácuo, em metros por segundo (300.000.000 m/s).

$\lambda$  Comprimento de onda, em metros (m).

O espectro eletromagnético é contínuo, existindo ondas eletromagnéticas com todos os comprimentos; contudo é normal a divisão desse espectro em faixas, já que para cada comprimento de onda se dá um uso diferente para seu efeito. A figura 2.11 mostra como é dividido o espectro eletromagnético por frequência e comprimento de onda.

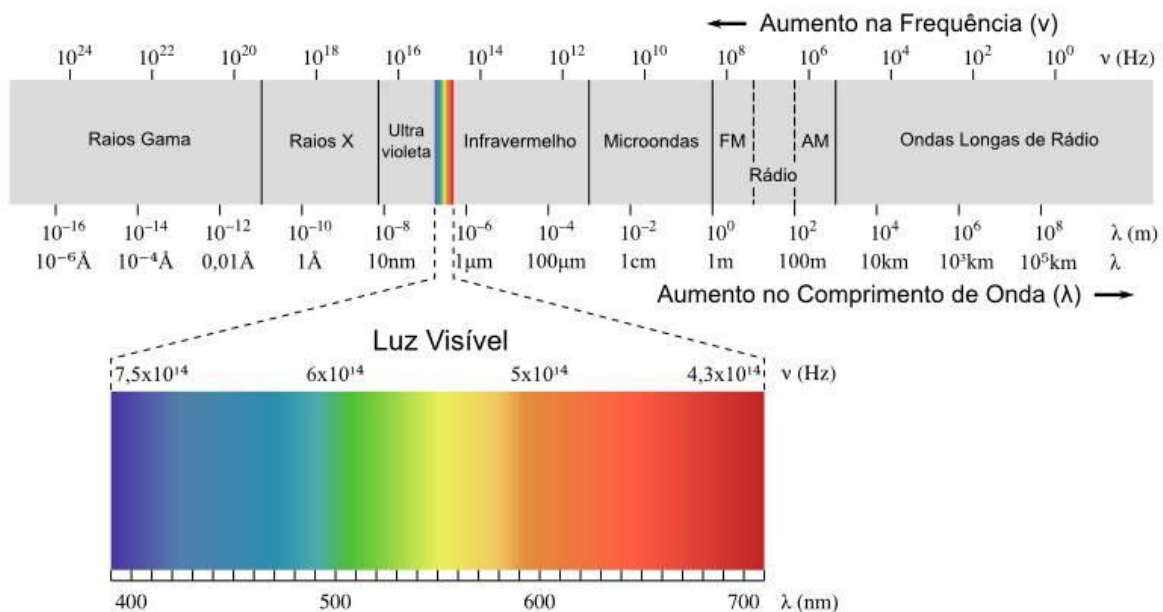


Figura 2.11: O espectro eletromagnético. [28]

A retina do olho humano é sensível a ondas eletromagnéticas nos intervalos de 400 nm a 700 nm aproximadamente, onde são identificadas as cores da luz visível, mas além dessa pequena faixa, têm-se os raios gama, raios X, ultravioleta, infravermelho, micro-ondas, ondas de tv e rádio e ondas longas. Todas as ondas transmitem energia e, quanto maior a frequência da onda, maior o transporte dessa energia [27]. A tabela 2.1 mostra como é a distribuição do espectro de radiação solar em regiões energéticas.

Tabela 2.1: Divisão aproximada do espectro solar em regiões de energia.  
 Fonte: GUIMARÃES, Ana Paula C. 2003 [27]

Região de Energia	$\lambda$ ( $\mu\text{m}$ )	Faixa de Irradiância ( $\text{W}/\text{m}^2$ )	(%)
Ultravioleta	0,35 – 0,38	32,81	2,4
Visível	0,38 – 0,78	656,16	48,0
Infravermelho Próximo	0,78 – 4,00	615,15	45,0

### 2.6.2 ATMOSFERA TERRESTRE

As características da radiação solar na Terra são afetadas pela atmosfera terrestre devido a absorção e o espelhamento. A espessura da camada atmosférica muda com o ângulo Zenital do Sol, da distância Terra-Sol e das condições atmosféricas e meteorológicas. Essas condições são identificadas por um coeficiente denominado massa de ar (Air Mass – A.M.), exemplificado pela figura 2.12.

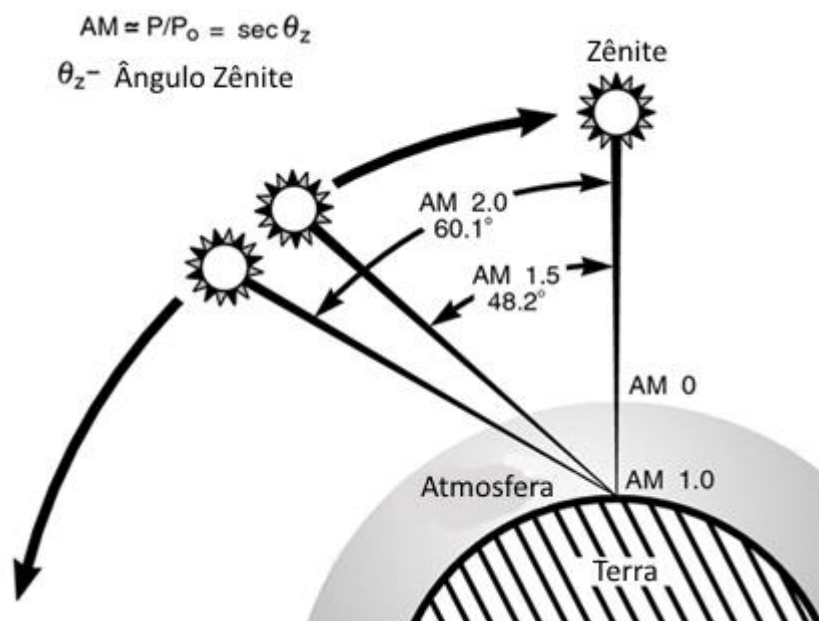


Figura 2.12: O coeficiente AM de acordo com o ângulo Zênite. (Traduzido) [29]

A massa de ar igual a 0 corresponde a nenhuma massa de ar a ser vencido, ou seja, quando o observador se encontra fora do alcance da atmosfera. Quando o Sol está exatamente no Zênite, ou seja, quando o Sol se encontra exatamente acima do observador na Terra, na superfície terrestre a “massa de ar” que a luz deve vencer é de valor 1, ou  $AM = 1$ , enquanto que se o Sol se encontra a  $60,1^\circ$  a partir do Zênite essa “massa” é de duas vezes o valor zenital, ou  $AM = 2$  [29].

Em medições práticas,  $AM = 1$  ocorre apenas quando o Sol se encontra no seu ponto máximo, ao meio-dia, nos dias de equinócio para um observador no equador. O cálculo das massas de ar pode ser aproximado para a secante do ângulo zenital [29].

As características padrões dos sistemas fotovoltaicos são definidos pela UL 1704/2004, que define a massa de ar em 1,5 AM, ou seja, com o Sol a  $48,2^\circ$  do Zênite. O valor de 1,5 foi definido pela Sociedade Americana de Materiais e Teste (The American Society for Testing and Materials – ASTM), tendo a escolha "Porque é representante das condições médias em 48 estados contíguos dos Estados Unidos da América " [29].

Quanto maior a massa de ar maiores são as perdas de energia, como mostrado na figura 2.13.

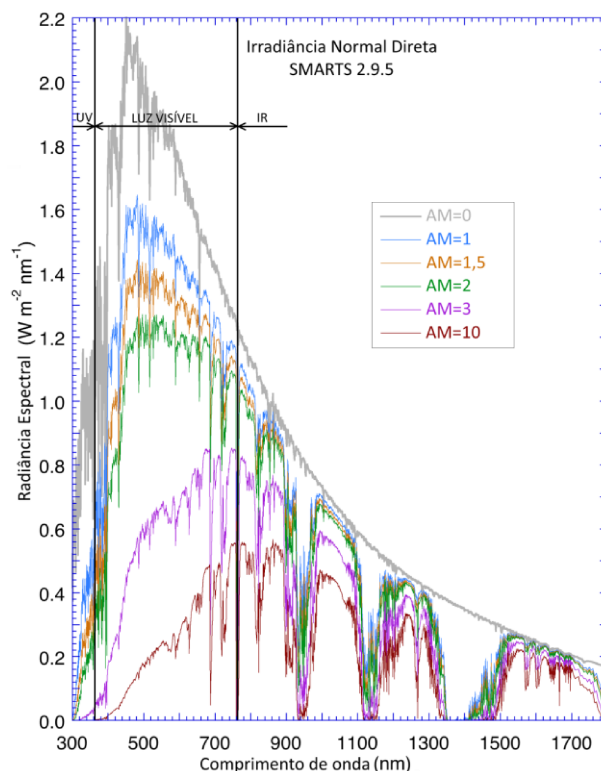


Figura 2.13: Diferenças entre as Irradiâncias para diferentes AM. [30] (Traduzida e modificada<sup>1</sup> pela autora)

<sup>1</sup> Acrescentadas as linhas que delimitam as radiações UV (ultra violeta) e IR (infra vermelho) da luz visível, em 380 nm e 780 nm respectivamente.

2.6.3 COMPONENTES DA RADIAÇÃO SOLAR

A radiação solar, quando atinge a atmosfera, sofre interações. O total de radiação que chega ao solo se chama radiação global, que se compõe, além da radiação solar direta, quando a radiação chega diretamente do Sol, também da radiação difusa, que é composta das radiações das demais direções, difundida pelas partículas atmosféricas, e da radiação refletida, também chamada de albedo, que é parte da energia recebida sobre a superfície terrestre e refletida [29]. A figura 2.14 mostra a divisão da radiação que chega à terra.

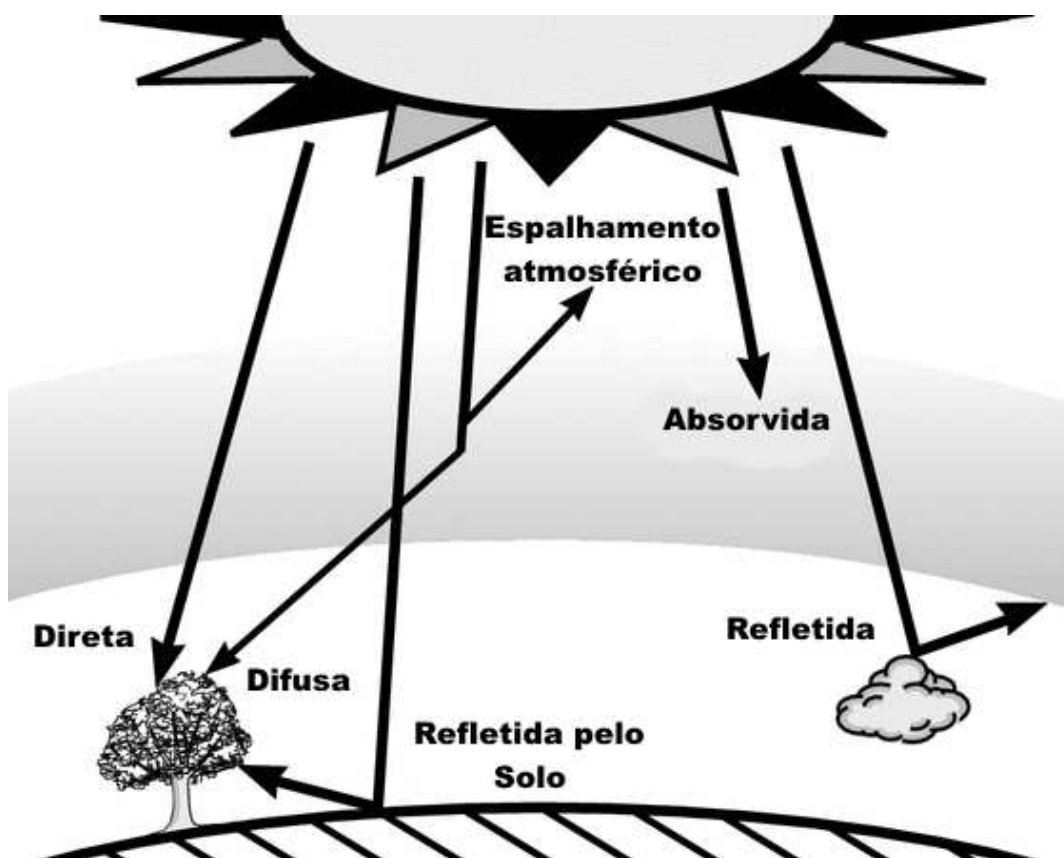


Figura 2.14: A divisão da radiação global. [29] (Traduzido)

A tabela 2.2 apresenta a intensidade da radiação solar em condições climáticas variadas e a tabela 2.3 a porcentagem de luz refletida, ou o albedo, por diferentes superfícies na Terra.

Tabela 2.2: Intensidade de radiação em várias condições climáticas.

Fonte: KININGER, Frank. 2003. [35]

Clima	Claro, céu azul	Nebuloso ou nublado.	Carregado.
Radiação Global	600...1000 W/m <sup>2</sup>	200...400 W/m <sup>2</sup>	50...150 W/m <sup>2</sup>
Fração Difusa	10...20%	20...80%	80...100%

Tabela 2.3: Albedo para diferentes superfícies terrestres.  
 Fonte: KININGER, Frank. 2003. [35]

<b>Localidade</b>	<b>Albedo (%)</b>
Oceanos	2 – 10
Florestas	6 – 18
Gramma	7 – 25
Terra	10 – 20
Desertos	35 – 45
Gelo	20 – 70
Neve (fresca)	70 – 80

Maiores informações sobre a origem da luz podem ser encontradas no anexo II.

## 2.7 MOVIMENTO SOL-TERRA

O planeta Terra descreve uma órbita elíptica ao redor do Sol devido à atração gravitacional. Essa órbita, além da inclinação da Terra em seu eixo, é responsável pela duração do ano e das estações.

### 2.7.1 O ANO

Um ano terrestre se mede quando a Terra dá uma volta completa em torno do Sol. O problema com esse tipo de medição é que a Terra não viaja em um caminho que retorna exatamente ao ponto inicial, não sendo exata a medida de um ano com precisão.

Uma forma de perceber quando o ano se inicia e quando o ano termina é chamado de ano sideral, onde a órbita terrestre é comparada com as constelações distantes. Observado da Terra, o Sol parece se mover pelas constelações ao fundo. Quando retorna ao seu ponto inicial, um ano sideral se passou. Um ano sideral tem 365 dias, 6 horas, 9 minutos e 10 segundos.

Outra forma de se medir o ano é o ano tropical. Por causa da inclinação terrestre em seu eixo, a posição do Sol no céu durante um ano muda em um caminho chamado analema, visto na figura 2.15. Desta forma o ano tem 365 dias, 5 horas, 48 minutos e 46 segundos [31].





Figura 2.15: O Sol fotografado a cada 10 dias no mesmo horário, formando o analema. [31]

### 2.7.2 AS ESTAÇÕES DO ANO

A inclinação terrestre é primariamente responsável pelas estações do ano, enquanto a distância do Sol na órbita faz com que a temperatura nos hemisférios mude sutilmente. Como a Terra orbita o Sol em forma de elipse, existem um ponto de máximo, um de mínimo, os solstícios, e dois pontos em que a irradiação solar é igual nos dois hemisférios, os equinócios, como apresentado na figura 2.16.

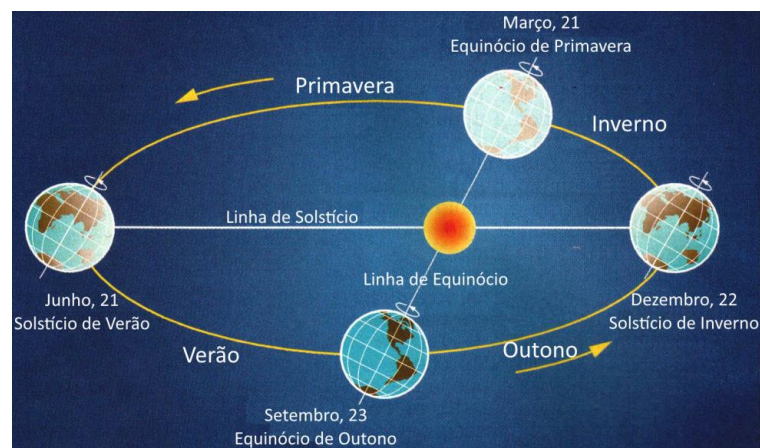


Figura 2.16: Sistema de revolução terrestre em torno do Sol. [32] (Traduzido).

A relação do eixo da Terra com a distância solar está na suavização das estações nos hemisférios. Se o eixo terrestre durante o solstício está mais próximo do Sol, um hemisfério terá uma maior diferença entre as estações que o outro. Se o eixo está alinhado com os equinócios as estações em ambos os hemisférios serão similares.

Atualmente o eixo coincide com o Verão no hemisfério Sul, fazendo com que este hemisfério tenha as estações mais extremas que no Norte.

## 2.8 ORIENTAÇÃO DOS MÓDULOS

A inclinação dos coletores deve otimizar a captação de radiação solar de acordo com a altura ao longo do ano. A equação 2.2 possibilita o cálculo da a angulação ótima de inclinação com os módulos virados para o equador [33].

$$\alpha_{\text{ótimo}} = 3,7 + 0,69 * \varphi \quad (2.2)$$

Onde:

$\alpha_{\text{ótimo}}$  Melhor ângulo para captação de radiação, em Graus (°).

$\varphi$  Valor da latitude local, em Graus (°).

Por exemplo, em Uberlândia/MG a latitude é de 18° 55' e 08'' S, ou 18,918°. Aplicando a equação 2.2, o ângulo ótimo é de 16,754°, ou de 16° 45' e 14'' voltado para o Norte. Utilizando esse ângulo, as placas que ficarem estacionárias, sem dispositivos de busca, conseguirão captar o máximo de luz possível em média no ano.

A figura 2.17 mostra a simulação de como o Sol se comportará na cidade de Uberlândia/MG no primeiro dia de cada mês do ano de 2015 ao meio-dia, não considerando o horário de Verão. Pode-se ver que o Sol, durante o ano, passa mais ao Norte do que no Zênite da cidade, não sendo vantajoso manter o sistema a 0° do solo, mas inclinando-o a 16° 45' e 14'' para o Norte, a fim de aproveitar melhor a radiação o ano todo.

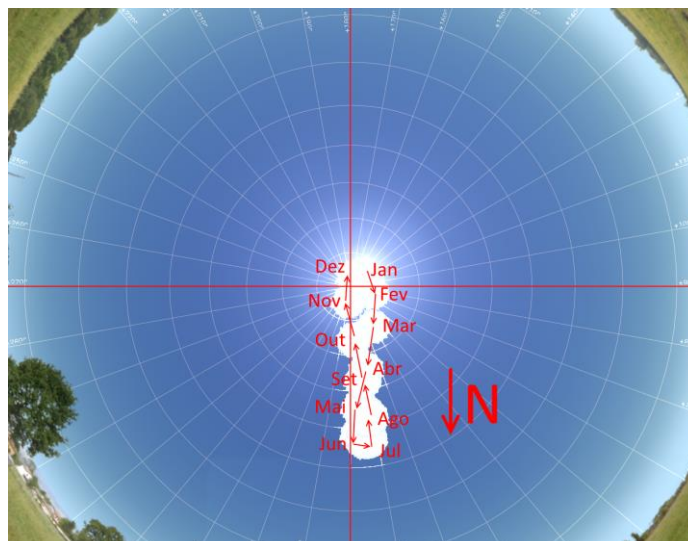


Figura 2.17: O comportamento do Sol para a cidade de Uberlândia/MG. (Fonte: Autora com [34])

## 2.9 INSTRUMENTOS DE MEDIÇÃO

As irradiâncias global, difusa e direta devem ser medidas e armazenadas em um histórico, a fim de definir a viabilidade de instalação de um sistema fotovoltaico. São apresentados alguns instrumentos de medição da radiação a seguir.

### 2.9.1 PIRANÔMETRO

Utilizado para medir a radiação solar, um piranômetro é um exemplo básico de medição. Seu princípio de funcionamento se baseia na medição e na diferença da temperatura entre setores pintados de preto e branco, vistos na figura 2.18. Um vidro isola os sensores de fatores externos [35].



Figura 2.18: Um Piranômetro modelo 240-8101. [35]

### 2.9.2 PIRELIÔMETRO

O pireliômetro mede a radiação direta. Em contraste com o piranômetro, o disco onde é montado o sensor é localizado na base de um tubo alinhado com a direção dos raios solares. Assim a radiação difusa é bloqueada da superfície do sensor. Como o tubo deve sempre estar alinhado com o Sol, o pireliômetro deve ser montado em um dispositivo que monitora e segue o Sol durante o dia. Na figura 2,19 vê-se um pireliômetro montado em um dispositivo de busca dos raios solares [35].



Figura 2.19: Pireliômetro do tipo DR01 conectado ao rastreador. [35]

### 2.9.3 BANDA ESCURA

Para a medição de radiação difusa, a aplicação de uma faixa escura sobre o piranômetro é suficiente. Isso significa que a radiação direta é bloqueada, fazendo com que o aparelho apenas acuse o valor da radiação difusa do ambiente. Na figura 2.20 vê-se a aplicação dessa faixa e a sombra que ela faz no medidor. A faixa deve ser instalada no sentido Leste-Oeste, para que em nenhum momento do dia o piranômetro receba radiação direta e deve ser ajustado para diferentes épocas do ano pelos dois parafusos borboleta em sua lateral devido ao movimento solar aparente Norte-Sul [35].



Figura 2.20: Aplicação de uma faixa de escuridão no piranômetro. [35]

#### 2.9.4 ALBEDÔMETRO

Para a medição do Albedo é necessário voltar um piranômetro para o solo, medindo apenas a radiação que é refletida, ou o albedo. A figura 2.21 mostra um albedômetro que consiste em dois piranômetros, um para medição da radiação solar e outro para o albedo.



Figura 2.21: Albedômetro do tipo CM 7B. [35]

## 2.10 GESTÃO ENERGÉTICA NO BRASIL

O Brasil possuía, no início do ano de 2015, 3.598 empreendimentos em operação, com uma geração de 134.006.873 kW de potência instalada. Desse número de empreendimentos, apenas 317 são do tipo fotovoltaico, com uma potência outorgada de 19.179 kW, fazendo parte de apenas 0,01% da energia produzida no Brasil. A tabela 2.4 apresenta os empreendimentos em operação no Brasil pelo tipo de geração [36].

Tabela 2.4: Empreendimentos em operação no Brasil.  
Fonte: ANEEL, 2015 [36]

Tipo	Qtd.	Potência	Potência	%
		Outorgada (kW)	Fiscalizada (kW)	
Central Geradora Hidrelétrica	499	329.259	330.937	0,24
Central Geradora Eólica	277	6.243.061	6.134.549	4,47
Pequena Central Hidrelétrica	475	4.822.088	4.799.994	3,5
Central Geradora Solar Fotovoltaica	317	19.179	15.179	0,01
Usina Hidrelétrica	201	87.308.965	85.003.838	61,96
Usina Térmica	2.609	40.547.743	38.921.329	28,37
Usina Termonuclear	2	1.990.000	1.990.000	1,45
Total	4.380	141.260.295	137.195.826	100

Vê-se que o Brasil tem a maioria de sua matriz energética baseada em fontes renováveis, com um total de 70,31%, porém grande parte provém de energia de usinas hidrelétricas, ficando o sistema condicionado às chuvas nos reservatórios. Com essa dependência de água, períodos de seca prolongada afetam gravemente o sistema, forçando racionamentos e o aumento do preço da energia elétrica [36].

Os dados do dia 26 de janeiro de 2015 do Operador Nacional do Sistema são mostrados na tabela 2.5, com os níveis dos principais reservatórios. Pode-se notar que as Regiões Sudeste e Centro-Oeste estão com os reservatórios baixos devido a recente seca que assola a região. É um fato preocupante, já que as duas regiões têm a capacidade de armazenamento de 70% de toda matriz hidrelétrica do país.

Observando o comparativo da figura 2.22 da energia armazenada nas Regiões Sudeste e Centro-Oeste entre 2013 e 2014, vê-se que a o armazenamento atual de energia nos

reservatórios chega a ser 60% menor que o mesmo período em 2013. Além de notar que a diferença vem aumentando com o passar do ano.

Tabela 2.5: Situação dos reservatórios do Sistema Elétrico Brasileiro, 26 de jan. de 2015

Fonte: ONS, 2015 [37]

Região	Bacia	Reservatório	Situação
SE/CO	Rio Paranaíba	Emborcação	13,32%
		Nova Ponte	10,50%
		Itumbiara	11,27%
		São Simão	54,39%
	Rio Grande	Furnas	10,35%
		Mascarenhas de Moraes	12,58%
		Marimbondo	12,37%
		Água Vermelha	16,63%
	Rio Paraná	Ilha / 3 Irmãos	0%
	Rio Paranapanema	Jurumirim	20,65%
Chavantes		18,28%	
Capivara		23,04%	
S	Rio Iguaçu	S. Santiago	66,47%
		G. B. Munhoz	54,72%
		Segredo	100,42%
	Rio Jacuí	Passo Real	61,94%
	Rio Uruguai	Passo Fundo	92,76%
NE	Rio São Francisco	Sobradinho	19,68%
		Três Marias	10,23%
		Itaparica	19,55%
N	Rio Tocantins	Serra da Mesa	26,19%
		Tucuruí	33,53%

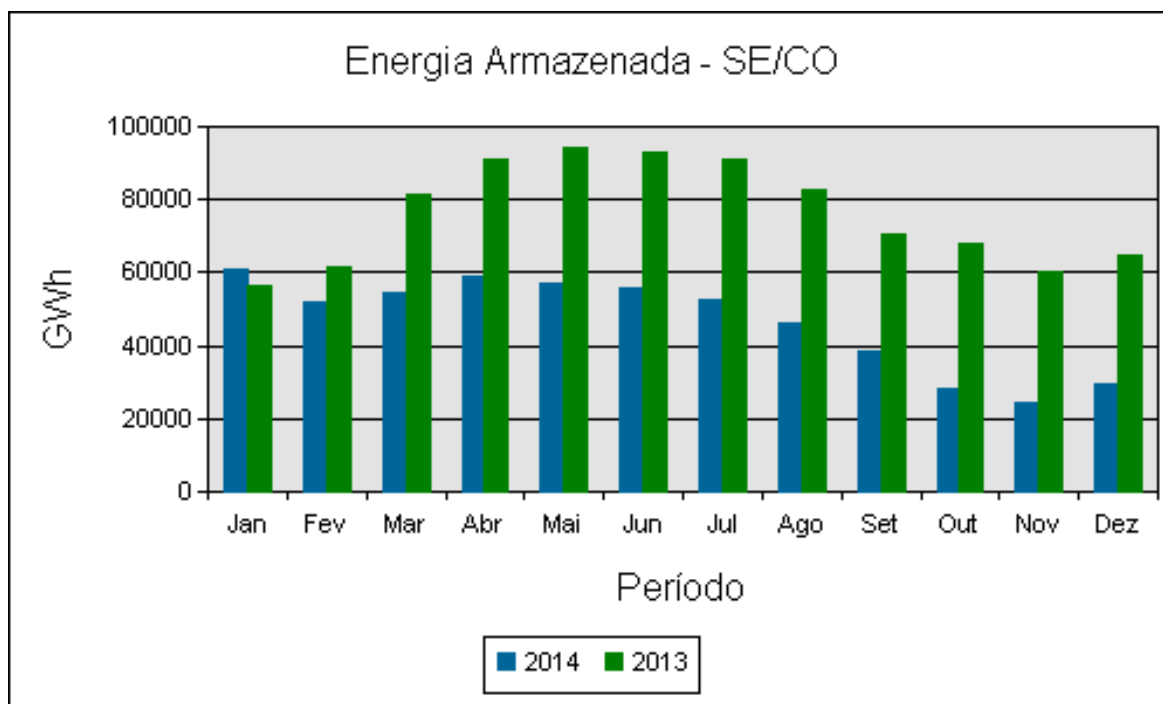


Figura 2.22: Comparativo entre 2013 e 2014 de armazenamento de energia. [37]

### 2.10.1 A ENERGIA FOTOVOLTAICA NO BRASIL

Como visto na tabela 2.4, as fontes fotovoltaicas no Brasil compreendem 0,01% da capacidade total de potência instalada no País. Este valor é inexpressivo em comparação a outras fontes instaladas no País, porém, vem crescendo com a entrada do capital privado no mercado [36].

Dos empreendimentos em construção atuais, nenhum é de natureza fotovoltaica. Com previsão de construção de duas centrais ainda não iniciadas com possibilidade de gerar potência de 58.548 kW, as usinas de São Francisco, em Santa Maria da Boa Vista, e São Pedro e Paulo I, em Flores, ambas em Pernambuco [36].

Em outubro de 2011 existiam apenas 6 usinas fotovoltaicas em operação no Brasil gerando 1.087,44 kW; em novembro de 2012 o número cresceu para 10 usinas com 2.578,06 kW [33]; em fevereiro de 2013 contava com 11, gerando 7.578,06 kW; em dezembro de 2014, 289 usinas com 18.985,03 kW. Agora, em janeiro de 2015, são 317 gerando 19.178,68 kW, um aumento de 1663% em 5 anos [36].

A maioria das novas conexões são de uso particular em baixa tensão com conexão à rede elétrica, destacando-se a importância de novas pesquisas no campo de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica como geração independente.



## 2.10.2 A ENERGIA FOTOVOLTAICA EM UBERLÂNDIA/MG

Na cidade de Uberlândia, Minas Gerais, é notável o número de pequenas centrais fotovoltaicas espalhadas. As primeiras usinas fotovoltaicas da região conectadas a rede se instalaram em 2013, com a instalação da usina da PGM, mantida pela PGM Suporte em Tecnologia Ltda. Seguindo a tendência, com a Resolução Normativa nº 482/2012 da ANEEL entrando em vigor e a tecnologia se espalhando, outras empresas iniciaram, também, a sua própria geração fotovoltaica.

A tabela 2.6 mostra um rol de todos os geradores conectados à rede na cidade. Todas as instalações na região estão cadastradas no registro de mini e micro geradores pela Resolução Normativa 482/2012 da ANEEL.

Tabela 2.6: Usinas do Tipo Solar Fotovoltaica na cidade de Uberlândia/MG.  
Fonte: ANEEL, 2015 [36]

Usina	Potência Instalada (kW)	Proprietário
PGM	6,58	100% para PGM Suporte em Tecnologia Ltda - EPP
Pedro Bernardes Neto	29,6	100% para Pedro Bernardes Neto
Helena Guimarães de Rezende	2,12	100% para Helena Guimarães de Rezende
Tecidos Miramontes	3,29	100% para Tecidos Miramontes Ltda
Algar Telecom	3,29	100% para CTBC
Cires Canisio Pereira	2,12	100% para Cires Canisio Pereira
Luiz Alberto Garcia	19,27	100% para Luiz Alberto Garcia
Flavio Malagoli Buiatti	2,12	100% para Flávio Malagoli Buiatti
Instituto Vigotski Educação Cultura	2,12	100% Instituto Vigotski de Educação e Cultura
Claudio Pereira Guimarães Junior	2,12	100% para Claudio Pereira Guimarães Junior
Fabio Nogueira Leite	2,12	100% para Fabio Nogueira Leite
Ronaldo Custódio Cota Pacheco	2,9	100% para Ronaldo Custódio Cota Pacheco
Etesa Uberlândia	20,58	100% para ELEC NOR TRANSMISSAO DE ENERGIA
Elecnor	20,58	100% para ELEC NOR TRANSMISSAO DE ENERGIA
Paulo Antônio Cardoso	4,8	100% para Paulo Antônio Cardoso
Gustavo Garcia Gonçalves	2,21	100% para Gustavo Garcia Gonçalves
Michelle Cristine Fortes	3,8	100% para Michelle Cristine Fortes
Total	129,62	

## 2.11 O EFEITO FOTOVOLTAICO

É chamado efeito fotovoltaico aquele decorrente da excitação de elétrons de alguns tipos de materiais na presença de luz solar. Diferente do efeito fotoelétrico, apesar de estarem

intimamente ligados, não há a expulsão do elétron do material, mas a troca de camadas atômicas pela energia da radiação. Os elétrons na camada de valência absorvem energia e são excitados, escapando para a camada de condução e se tornando elétrons livres, gerando uma diferença de potencial elétrico no material.

### 2.11.1 UM HISTÓRICO DO EFEITO FOTOVOLTAICO

A primeira demonstração do efeito fotovoltaico é creditada ao físico francês Alexandre Becquerel (1820-1891), em 1839 iluminando eletrodos de platina cobertos de Cloreto de prata (AgCl). Becquerel observou o mesmo efeito utilizando o Brometo de prata (AgBr) na solução. A figura 2.23 mostra a experiência de Becquerel [38].

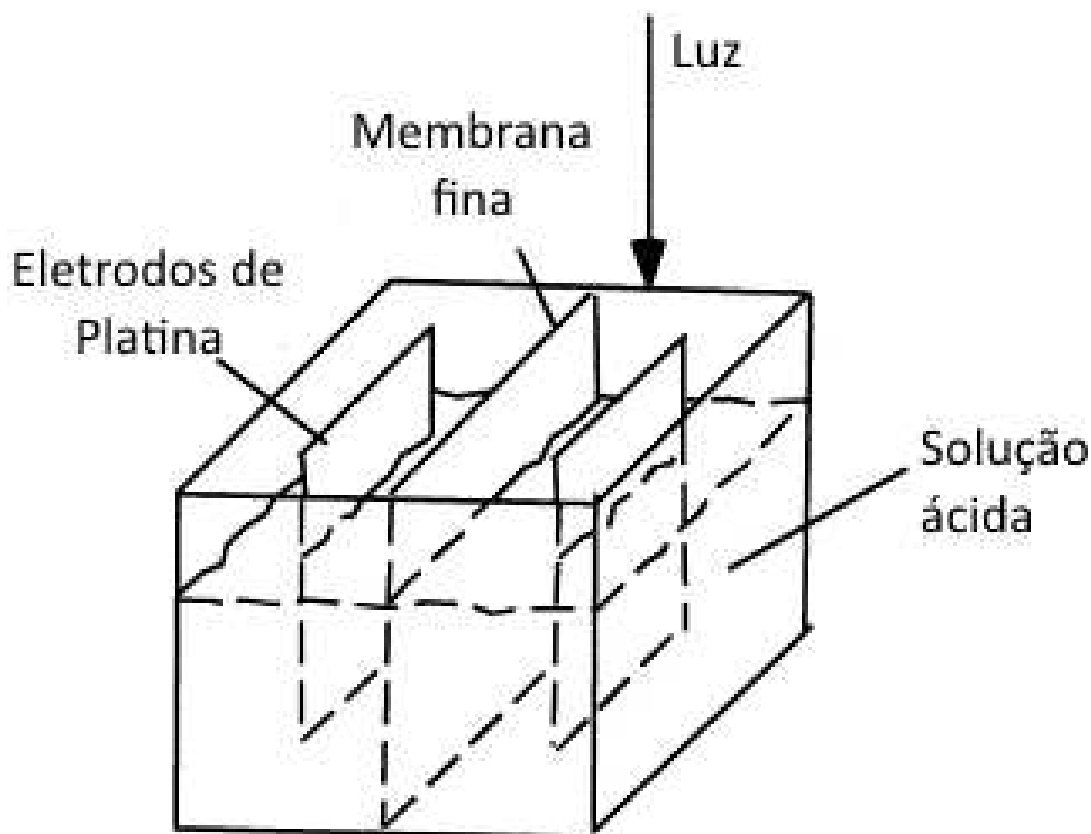


Figura 2.23: A demonstração de Becquerel. [38] (Traduzido)

Em 1873, o professor inglês Willoughby Smith (1828 – 1891) descobriu a fotocondutividade do elemento Selênio. Em 1876, um aluno de Willoughby, William Adams (1836 – 1915), seguindo seus experimentos com o Selênio, notou anomalias quando eletrodos de Platina eram empurrados para perto de Selênio vítreo, figura 2.24. Ficou concluído que era possível iniciar uma corrente elétrica no Selênio pela ação de luz [38].

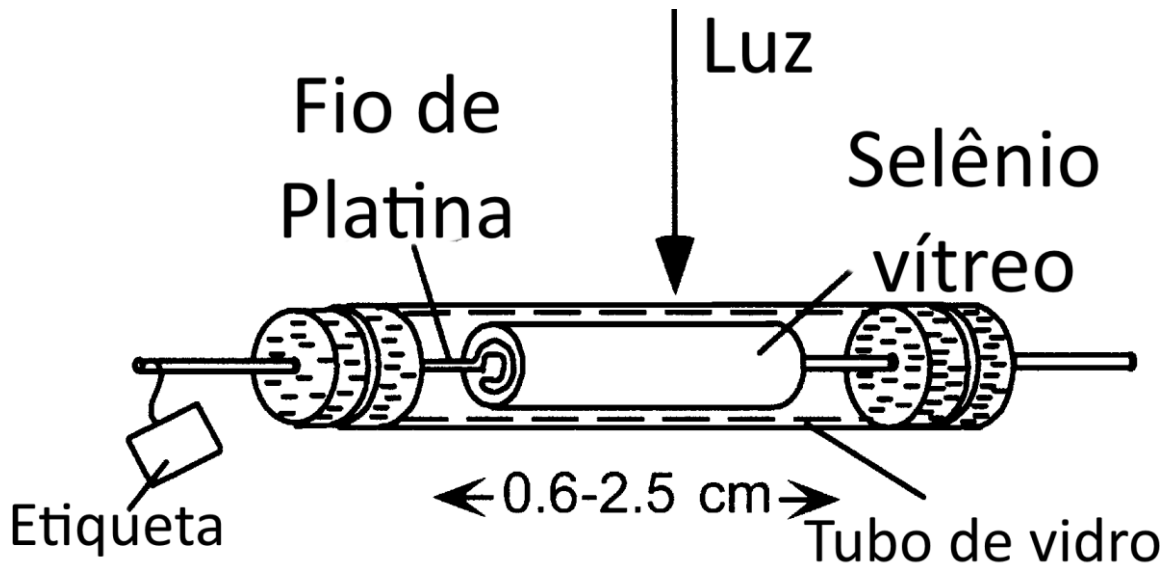


Figura 2.24: Experimento para a comprovação do efeito fotovoltaico no Selênio. [38]

Esses experimentos basearam o trabalho de Charles Fritts que, em 1883, desenvolveu um protótipo de célula fotovoltaica de fio fino. Seu protótipo se baseava no Selênio como camada de absorção e uma fina camada de Ouro como junção, mas o preço de cada célula era muito elevado e o rendimento era muito baixo, de 1,5%.

Até a década de 1940 os sistemas fotovoltaicos utilizavam Selênio, Óxido de Cobre ou Sulfeto de Tálcio como camada de absorção com um metal retificando a saída, como exibido na figura 2.25 [38].

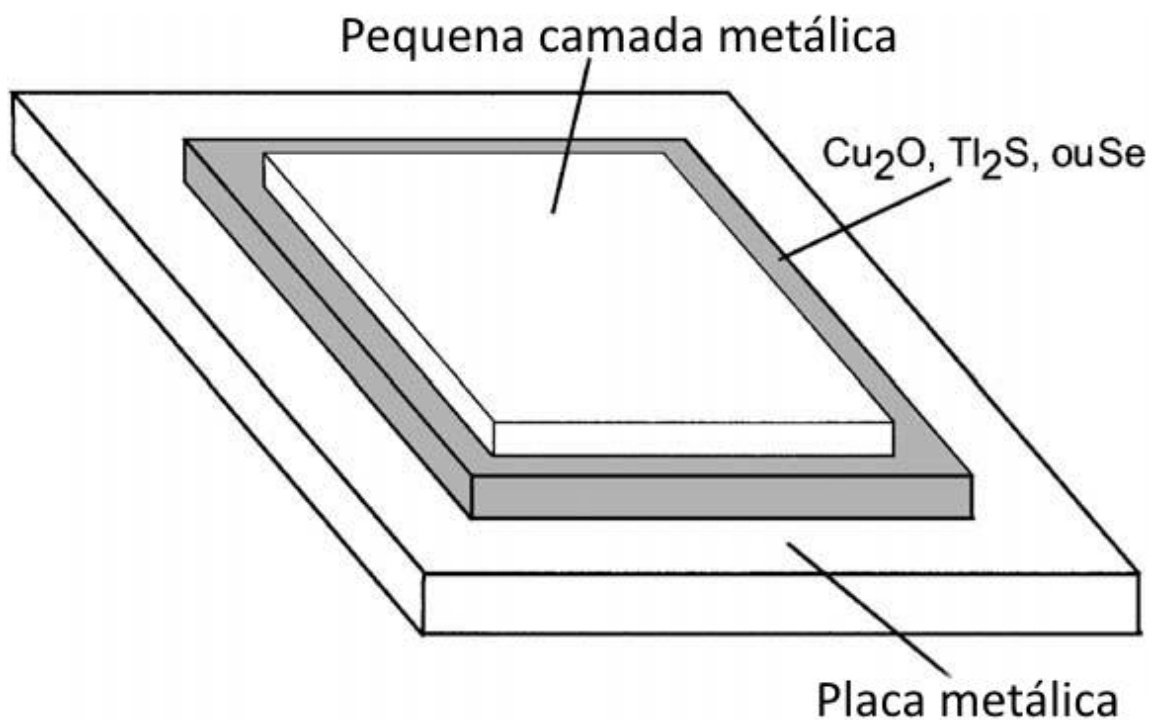


Figura 2.25: A tecnologia solar até a década de 1940. [38]

Em 1941, Russel Ohl, do Laboratórios Bell, descreveu a primeira versão de uma célula solar utilizando semicondutores com junção p-n. Essas junções se formam naturalmente com a solidificação lenta de silício derretido. Com esse tipo de junção, a eficiência da célula aumentara para 6%. O interesse na tecnologia cresceu nos anos 50 quando se propôs a utilização de células fotovoltaicas em satélites [38].

Em 1958, a NASA lançou o satélite Vanguard, que utilizava energia das células de Silício e, com o interesse gerado e o investimento, em 1959 já era apresentada a célula com rendimento de 10%. No Japão, em 1963, os primeiros módulos fotovoltaicos se encontravam no comércio.

Em 1973, com a primeira crise do petróleo, era percebido a fragilidade do mercado petrolífero e a busca por energia provinda de fontes alternativas aumentou. A Universidade de Delaware propôs uma residência alimentada apenas por energia fotovoltaica. Na mesma década o modelo da célula evoluiu para o que é visto na figura 2.26, com textura cristalográfica na camada superior para redução de refletividade.

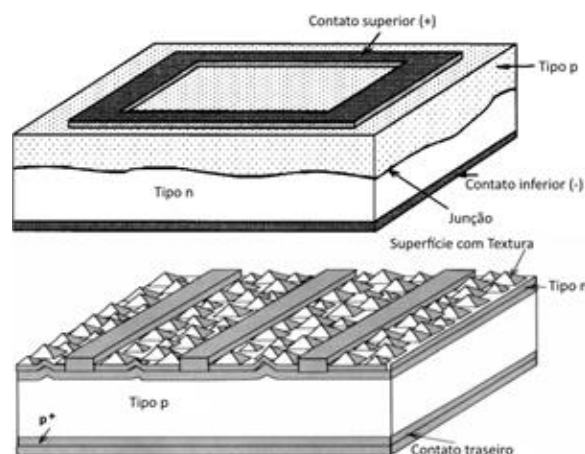


Figura 2.26: Diferença entre as células, de 1941 (cima) e cristalográficas (baixo). [38]

Na década de 1980 foi instalada no Canadá uma usina solar fotovoltaica com capacidade de 6 MW, e já surgia na Austrália a primeira célula com rendimento maior que 20%. A partir daí a proposta de utilização residencial foi óbvia, fomentando a criação de legislações específicas para a geração e utilização de energia fotovoltaica em vários países, além de institutos especializados em instalação e treinamento.

A figura 2.27 mostra a capacidade mundial total de geração de energia elétrica oriunda de plantas fotovoltaicas de 2004 até o início de 2014 e a figura 2.28 a capacidade por país de capacidade operacional fotovoltaica, indicando os 10 países que mais têm participação no mercado de energia solar fotovoltaica.

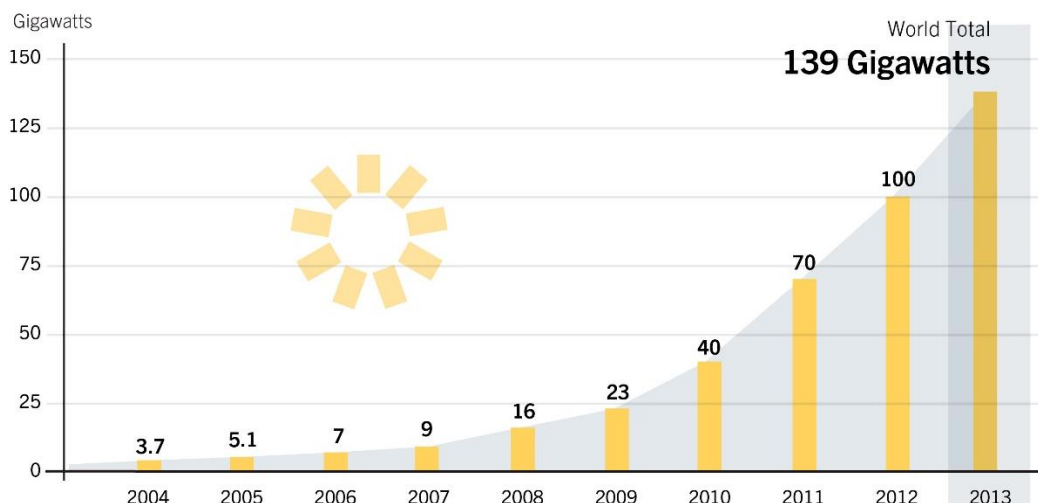


Figura 2.27: Capacidade fotovoltaica global. [39]

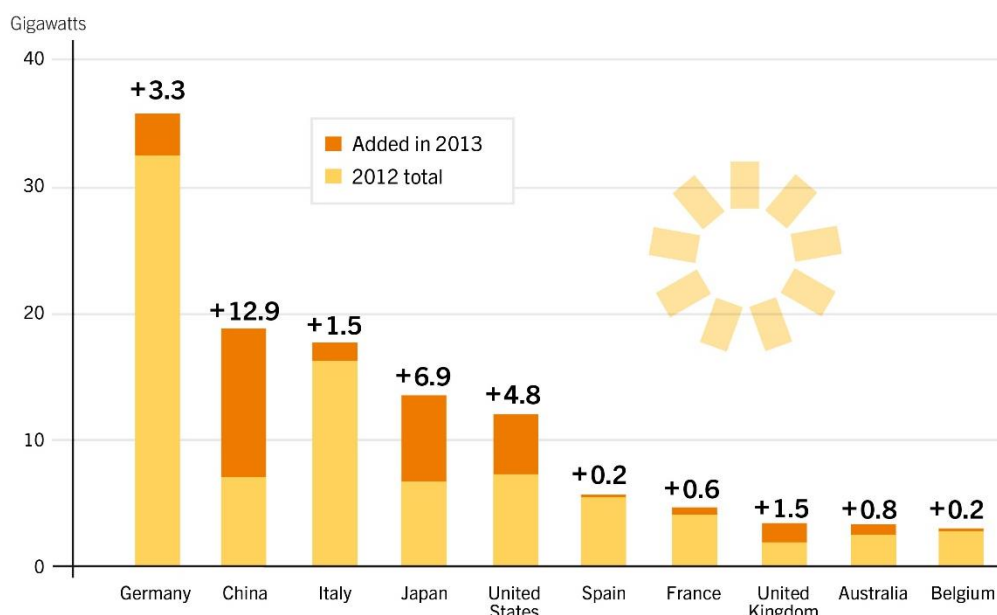


Figura 2.28: Os 10 maiores produtores de energia solar fotovoltaica. [39]

Após a explanação apresentada, uma breve cronologia resumida se encontra no Anexo I, com todos os eventos principais que ocorreram para ser alcançado o estado da arte.

### 2.11.2 O FUNCIONAMENTO DA CÉLULA FOTOVOLTAICA

A célula fotovoltaica se forma principalmente de semicondutores que, assim como um diodo, se compõem de duas camadas, uma positiva e uma negativa. Para a geração de energia elétrica é necessário que a camada positiva seja exposta à luz, que é formada de pacotes, ou *quantas*, de energia chamados *fótons*. Esses *fótons* bombardeiam toda superfície da célula,

transferindo energia para os elétrons, fazendo com que estes saltem da camada mais afastada do átomo de Silício e se tornem livres quando há energia suficiente. Como a célula é bombardeada por fótons de diferentes comprimentos de onda, por vezes a energia não é suficiente para que o elétron salte, desta forma, fazendo com que a energia fotônica se torne cinética, esquentando a célula.

Para facilitar a liberação de elétrons é feita a dopagem do material. O Silício é o material mais comum utilizado na confecção de semicondutores e como tem 4 elétrons na camada de valência (tetraivalente), precisa de uma energia maior para perder um elétron de valência, então é utilizado em meio a malha de silício, um átomo de Fósforo, ou Arsênio, que são pentavalentes, com cinco elétrons na camada de valência, fazendo com que haja um elétron extra, preso apenas por força eletromagnética e pode ser facilmente despreendido. Os elementos pentavalentes utilizados na dopagem são chamados de doadores e formam a camada *n*.

Por outro lado, a dopagem do Silício com um elemento trivalente, com três elétrons na camada de valência, como o Boro, Alumínio ou Gálio, faz com que exista uma falta de elétrons no material e esses elementos trivalentes, por aceitarem elétrons facilmente, são chamados de receptores e formam a camada *p*. As dopagens são vistas na figura 2.29.

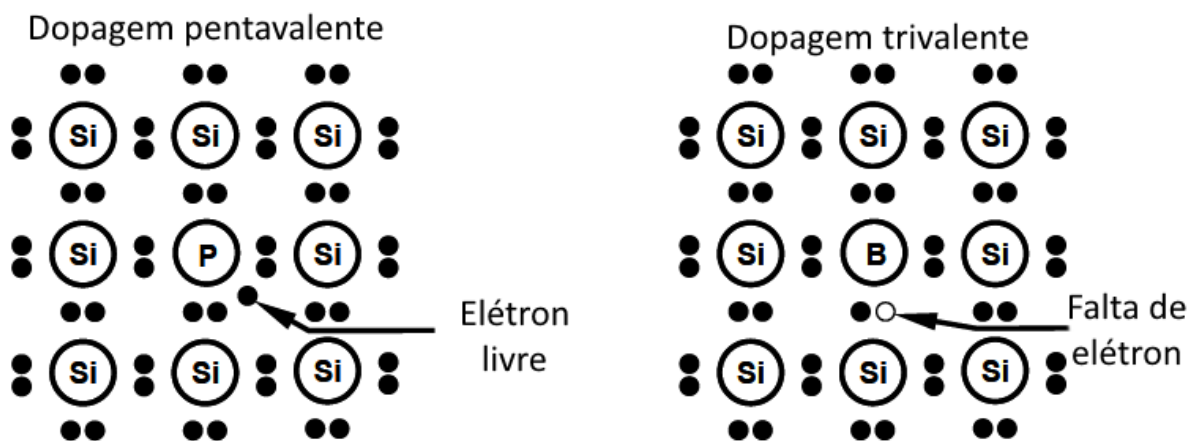


Figura 2.29: Dopagens do Silício. [35] (Traduzido)

A junção dos dois tipos de camadas é feita quando, em altas temperaturas, uma camada do tipo *n* é produzida no material do tipo *p*. Na região *n* existem elétrons disponíveis, na região *p* existe a falta deles. Esta diferença de concentração faz com que os elétrons na região *n* difundam-se na região *p*, resultando em correntes da camada *n* para a camada *p*.

A figura 2.30 ilustra como acontece o fluxo de elétrons em uma célula fotovoltaica. A radiação solar bombardeia a região *n* e libera os elétrons livres que são atraídos para a região *p*, gerando um potencial e, por consequência, uma corrente.

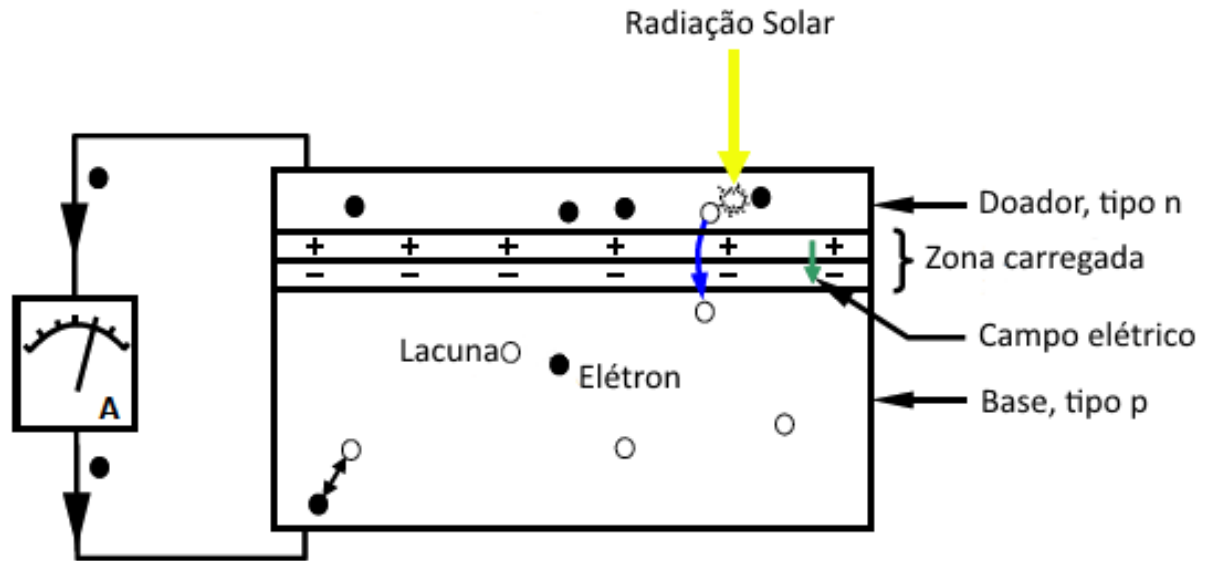


Figura 2.30: Processo físico em uma célula fotovoltaica. [35] (Traduzido e modificado)

As células fotovoltaicas quando iluminadas criam elétrons livres portadores de carga. O número de carga é proporcional à intensidade da radiação recebida, assim como a fotocorrente, que é gerada internamente na célula. Sabendo que existe uma junção p-n, pode-se simplificar a equação de uma fotocélula ideal pela equação 2.3 e visualizar o circuito equivalente de uma fotocélula ideal na figura 2.31 [35].

$$I_{célula} = I_{foto} - I_D = I_{foto} - I_0 \left( e^{\frac{qV}{kT}} - 1 \right) \quad (2.3)$$

Onde:

- $I_{célula}$  Corrente na saída da célula, em Ampères (A).
- $I_{foto}$  Fotocorrente gerada na pré-junção p-n, em Ampères (A).
- $I_D$  Equivalência de um diodo pela junção p-n, em Ampères (A).
- $I_0$  Corrente de saturação da passagem pela junção p-n, em Ampères (A).
- $q$  Carga do elétron ( $1,6 \cdot 10^{-19}$ ), em Coulombs (C).
- $V$  Tensão na junção p-n, em Volts (V).
- $k$  Constante de Boltzmann ( $1,38 \cdot 10^{-23}$ ), em Joule por Kelvin (J/K).
- $T$  Temperatura, em Kelvin (K).

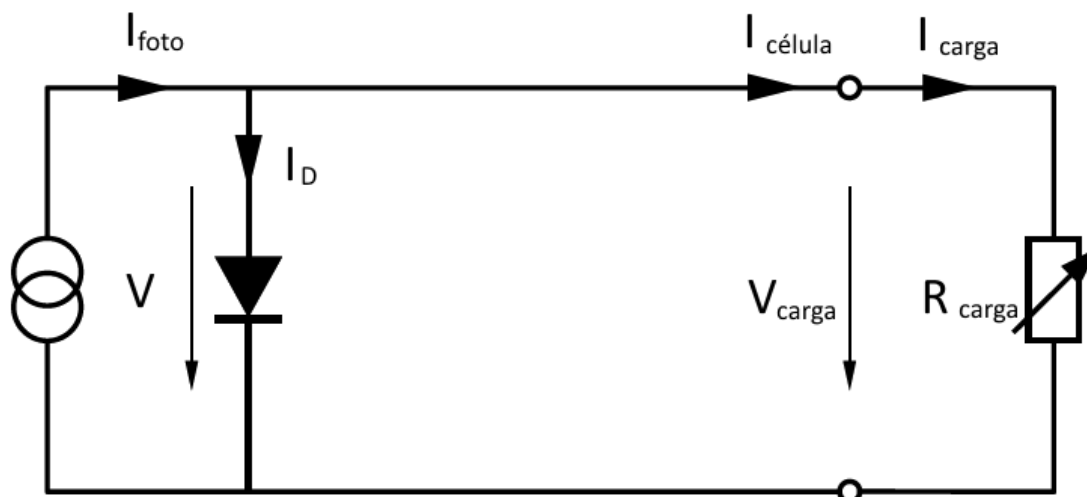


Figura 2.31: Circuito equivalente de uma fotocélula ideal conectado a uma carga. [35] (Traduzido)

Aplicando o circuito ideal para uma radiação fixa e modificando a carga  $R$ , constrói-se a curva de corrente por tensão da figura 2.32, com destaques na curva da corrente da célula para a corrente  $I_{SC}$ , onde ocorre o curto-circuito, ou a carga mínima; e  $V_{OC}$ , onde ocorre o circuito aberto, ou quando a carga  $R$  é máxima. Na corrente do diodo formado pela junção p-n, destaca-se o ponto  $I_D$ , quando a corrente no diodo é máxima devido ao circuito aberto no terminal da célula.

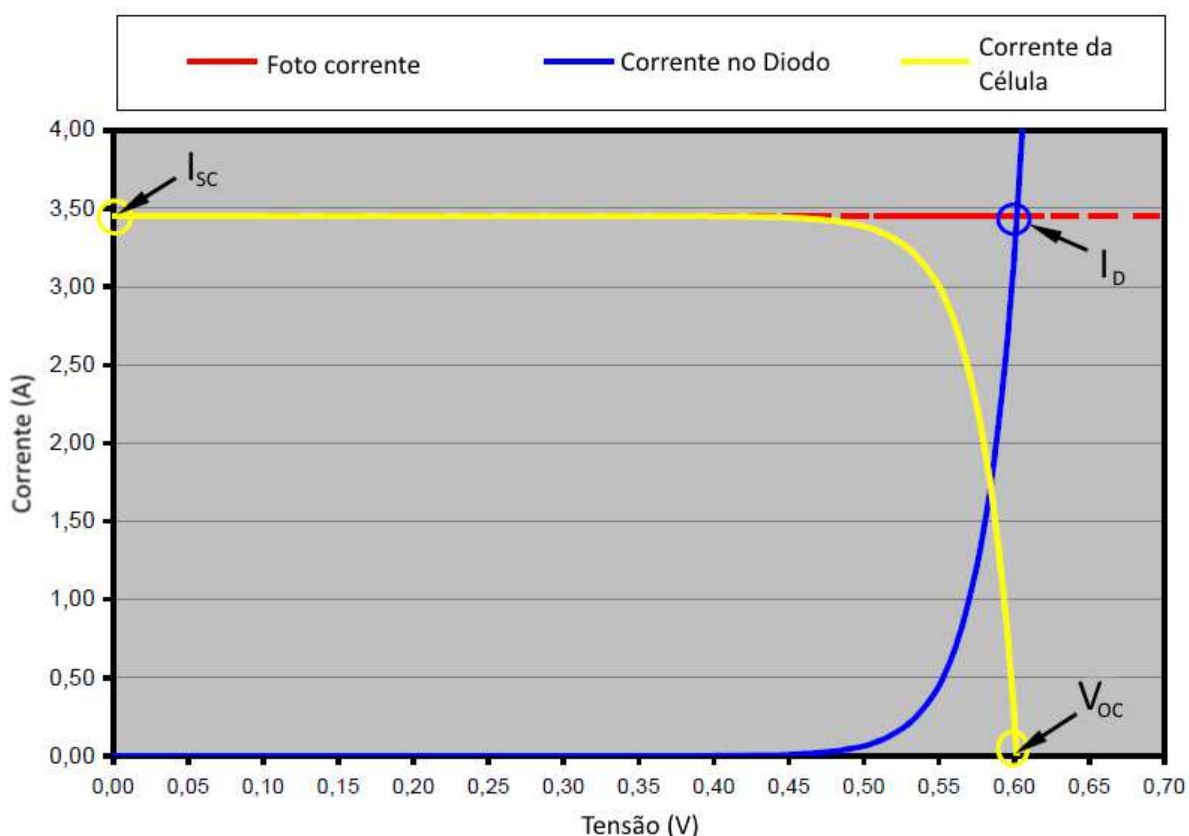


Figura 2.32: Curva de Corrente por Tensão, na célula, no diodo e a fotocorrente. [35] (Traduzido)



A partir deste experimento se torna óbvio que a curva característica da célula é equivalente à curva de um diodo de forma invertida, onde é elevada por um *offset* igual ao da foto corrente.

Utilizando-se da relação de potência, tensão e corrente, chega-se à curva mostrada na figura 2.33, se destacando o ponto de máxima potência MPP e, a partir deste, os pontos  $I_{MPP}$ , (corrente no ponto de máxima potência) e  $V_{MPP}$  (tensão no ponto de máxima potência).

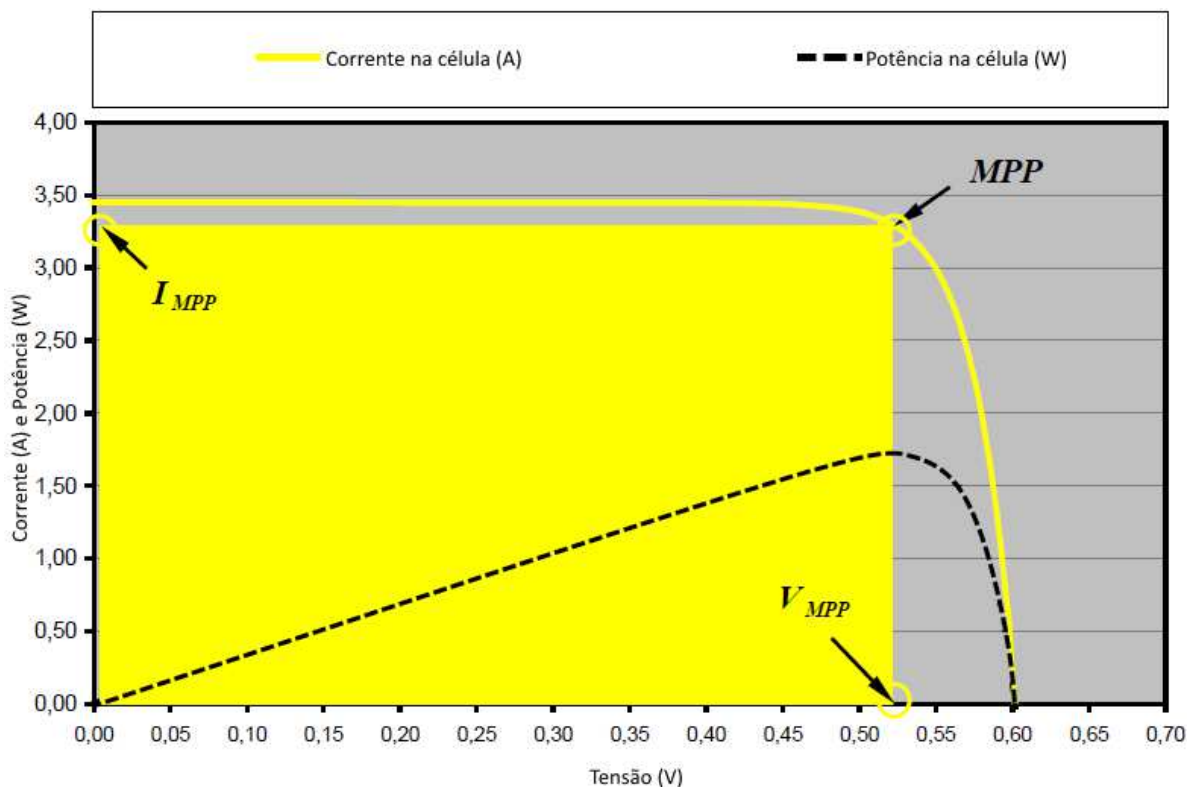


Figura 2.33: Potência e corrente por tensão na célula fotovoltaica. [35] (Traduzido e editado)

Vê-se que a forma da curva de potência é zero em dois pontos, um quando ocorre o curto-circuito, já que a tensão é zero, e outra quando ocorre o circuito aberto, onde a corrente não existe. Observa-se, também, que o ponto de máxima potência ocorre próxima ao joelho da curva, onde a relação de corrente por tensão é ideal.

O retângulo amarelo na figura anterior apresenta o fator de preenchimento (*Fill Factor* – FF), que é utilizado para verificar a qualidade da célula solar. O fator de preenchimento é calculado pela equação 2.4, utilizando os dados vistos nas curvas características, e a equação 2.5 permite sua utilização na definição do ponto de máxima potência.

Finalmente, há de se saber o rendimento da fotocélula, que é a razão da potência de saída pela potência de entrada, como na equação 2.6.

$$FF = \frac{(V_{MPP} * I_{MPP})}{(V_{OC} * I_{SC})} \quad (2.4)$$

$$P_{MPP} = V_{MPP} * I_{MPP} = V_{OC} * I_{SC} * FF \quad (2.5)$$

$$\eta = \frac{P_{MPP}}{P_{Sol}} = \frac{V_{OC} * I_{SC} * FF}{P_{in}} \quad (2.6)$$

Onde:

- $FF$  Fator de preenchimento, sem unidade.
- $V_{MPP}$  Tensão no ponto de máxima potência, em Volts (V).
- $I_{MPP}$  Corrente no ponto de máxima potência, em Ampères (A).
- $V_{OC}$  Tensão de circuito aberto, em Volts (V).
- $I_{SC}$  Corrente de curto-circuito, em Ampères (A).
- $P_{MPP}$  Potência no ponto de máxima potência, em Watts (W).
- $\eta$  Rendimento da fotocélula, sem unidade.
- $P_{Sol}$  Potência irradiada na fotocélula, em Watts (W).
- $P_{in}$  Potência de entrada, em Watts (W).

## 2.12 TIPOS DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS

Existem vários tipos de células fotovoltaicas e seu rendimento depende do tipo de semicondutor utilizado e dos princípios construtivos. Serão apresentados os vários tipos de tecnologias que existem nas subseções seguintes e o rendimento de cada uma a partir de 1975, após as recentes descobertas pré-crise do petróleo.

### 2.12.1 CÉLULAS DE SILÍCIO CRISTALINO

A forma predominante de geração fotovoltaica, com uma quota de mercado de 85% e uma capacidade instalada de mais de 30 GigaWatts em todo o mundo, é a de silício cristalino, se dividindo em monocristalino e multicristalino (ou policristalino) e fitas de cristais.

Na tecnologia monocristalina há a aplicação de um único cristal de silício na célula,

enquanto que na tecnologia policristalina são aplicados múltiplos grânulos de cristal. Independente da tecnologia, o resultado são lingotes de cristais que são combinados em pastilhas. O processo de cristalização do silício consome uma grande quantidade de energia, principalmente na fabricação do silício monocristalino.

Pouco desenvolvidas e quase não comercializadas são as fitas de silício, que são cristalizadas diretamente em folhas e podem ser cortadas e combinadas.

A estrutura da célula de silício cristalino é composta de uma bolacha de silício do tipo p que é texturizada para maximizar a captura de luz. Assim é inserida uma camada do tipo n em sua superfície. Os contatos metálicos são aplicados por serigrafia na parte superior, em forma de grade para permitir a passagem de luz, ou inferior.

O silício multicristalino predomina no mercado porque o processo de cristalização é mais econômico. Porém o material obtido é de qualidade inferior portanto a vida útil é minimizada. A eficiência de células obtidas em silício multicristalino (18%) é ligeiramente mais baixa do que aquela obtida em silício monocristalino (19%). [43]

A tecnologia atual para a máxima eficiência das células de silício cristalino está muito próxima do limite teórico, de aproximadamente 33%. O recorde mundial, de 27,6%, foi obtido pela empresa Amonix, utilizando um concentrador solar de 92 sóis em uma célula de silício monocristalino em 2005 (verificar figura 2.38). Para células de silício policristalino foram alcançados 20.8% de eficiência [40]. A figura 2.34 ilustra a diferença das tecnologias de silício cristalino.

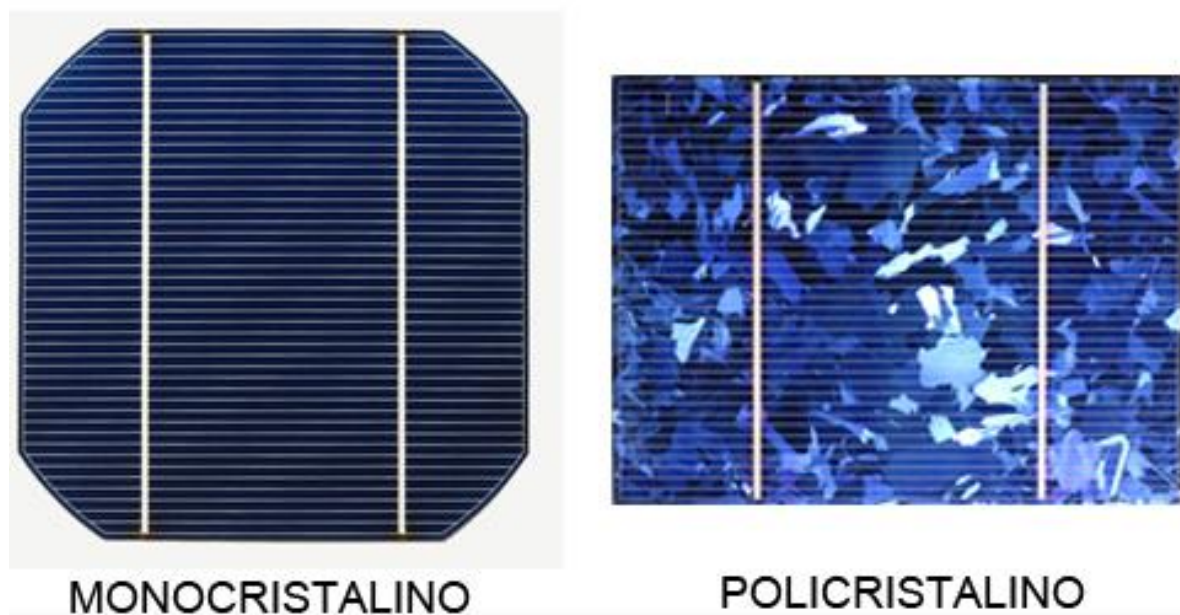


Figura 2.34: Tipos de utilização do silício cristalino. [44]

## 2.12.2 TECNOLOGIAS DE FILME FINO

Contrastando com as tecnologias de cristalografia, as tecnologias de filmes finos são compostas por depósitos de materiais semicondutores diretamente sobre bases que podem ser rígidas ou flexíveis. A forma de fabricação permite um produto mais baratos, já que a impressão do material semicondutor pode ser feita utilizando pouco material.

A utilização das tecnologias de filme fino é baseada em materiais como o Silício amorfo hidrogenado (a-Si:H), o Telureto de Cádmio (CdTe) e o Disseleneto de Cobre, Índio e Gálio (CIGS).

Módulos de filme fino são relativamente novos no mercado, com a primeira aparência comercial em 2006, mas em 2009 já estavam em 15% do mercado comercial. Em 2010 havia cerca de 1,5 GW gerados em módulos CdTe, 1,4 GW em módulos a-Si: H e 0,4 GW em módulos CIGS. [43] [45]

Quanto à eficiência, células do tipo a-Si: H têm de 5% a 9% comercialmente, com um recorde de 13,6%. Células do tipo CdTe contam com aproximadamente 11% comercialmente e do tipo CIGS com 12%. Seus recordes em laboratório são de 21,5% e 21,7% respectivamente. A figura 2.35 conta com os tipos de células de filme fino.

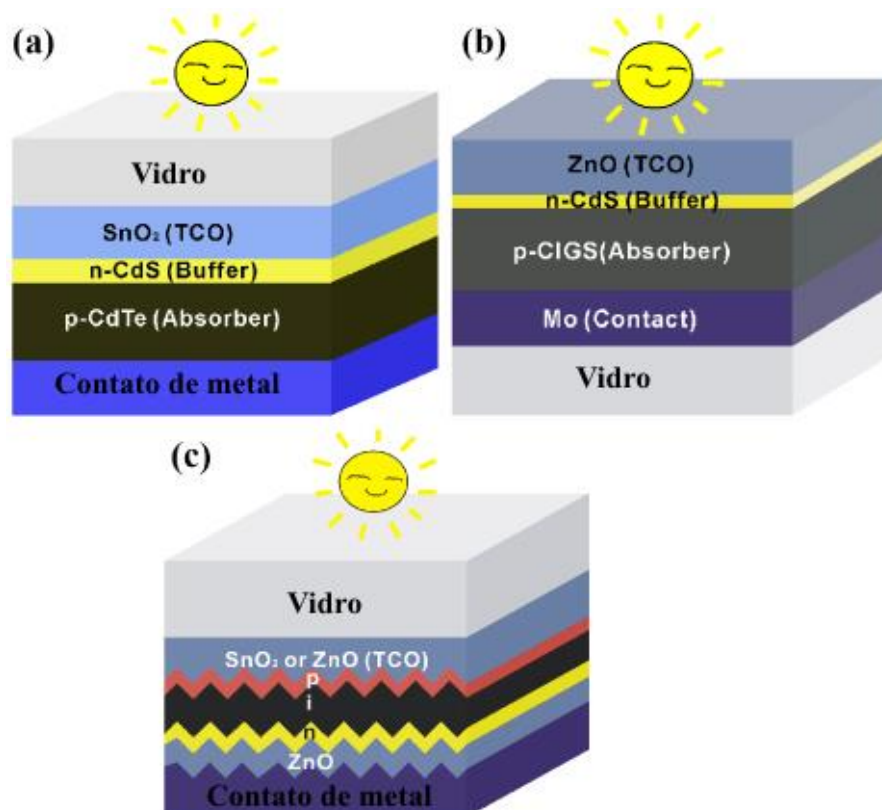


Figura 2.35: Típicas estruturas de filme fino – (a) CdTe; (b) CIGS; (c) a-Si: H. [45]

### 2.12.3 CÉLULAS EMERGENTES

As tecnologias solares emergentes contam com tecnologias recentes e pouco exploradas, ainda com rendimento baixo, mas com alternativas aos materiais utilizados atualmente. São componentes desse grupo de células solares do tipo: Ponto Quântico, Inorgânicas com Selenato de Cobre-Zinco-e-Estanho (CZTSSe), orgânicas variadas, inclusive orgânicas compostas complementares (Tandem), do tipo Perovskita e que são sensibilizadas por corantes.

A célula do tipo ponto quântico começou a ser estudada em 2010 com um rendimento de 3%. Ela usa oito camadas de pontos quânticos coloidais para capturar de forma eficiente uma grande gama do espectro solar. Os pontos de metal sobre a superfície frontal, figura 2.36, são os eletrodos ligados a cada camada de dois em dois, para um total de 16. A padronização do material celular é devido à técnica de fundição utilizada. A célula desse tipo tem um rendimento atual de 9,2% [41].

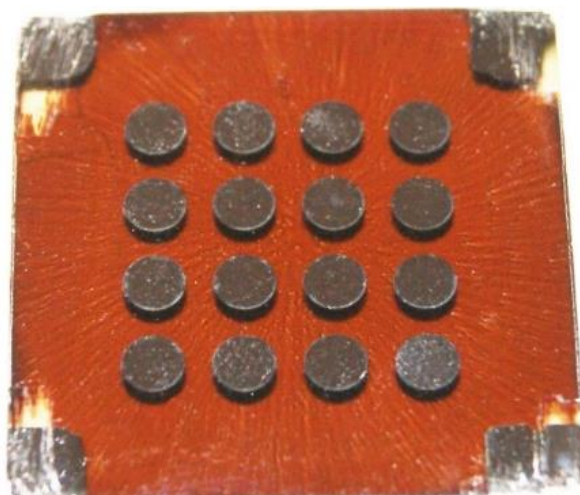


Figura 2.36: Célula solar do tipo quântico. [41]

Células orgânicas complementares do tipo Tandem absorvem uma faixa maior de espectro solar e foram desenvolvidos na Universidade de Dresden em 2008, sendo continuadas pela Heliatic em 2009, e pela Sumitomo em 2011, aperfeiçoadas até o rendimento de 10,6%.

As células orgânicas de tipos diversos têm se aperfeiçoado desde o ano de 2001 por meio de várias empresas e universidades. O primeiro formato foi desenvolvido pela Universidade de Johannes Kepler, na cidade de Linz, Áustria. Na época contava com um rendimento de menos de 3%, sendo aperfeiçoada por empresas como a Siemens, Plextronics e Konarka, até que em 2012 a Mitsubishi Chemical Corporation conseguiu aumentar o rendimento para 11,1%.

As células inorgânicas com Selenato de Cobre-Zinco-e-Estanho (CZTSSe) foram iniciadas em 2009 e não obtiveram avanço desde 2012. Desenvolvidas pela IBM, têm um rendimento atual de 11,1%. Com a abundância dos materiais que a compõem é uma alternativa mais barata às tradicionais células utilizadas no mercado.

Células sensibilizadas por corantes são as mais antigas do grupo de emergentes, datam de 1991 na Escola Politécnica Federal de Lausana (*École Polytechnique fédérale de Lausanne* – EPFL), na Suíça. À época, contava com rendimentos de 6%, estando, em 2012, com 11,9%.

As células com maior rendimento são as células de Perovskita, observada na figura 2.37, um mineral relativamente raro de Óxido de Cálcio e Titânio e existe na forma de cristais pseudocúbicos e são utilizados como supercondutores. Utilizados pela primeira vez pela EPFL em 2013 já contava com rendimentos maiores que as células do mesmo grupo, 14%. Em 2015 a mais nova versão conta com 20,1%, montadas pelo Instituto Coreano de Química, Pesquisa e Tecnologia (*Korean Research Institute of Chemical Technology* – KRICT) [42].

As desvantagens da utilização de células emergentes se dão à necessidade de utilização de concentradores solares para que sejam atingidas eficiências altas, onde são utilizadas lentes que convergem a luz solar de tal forma que esta é multiplicada. Para a eficiência recorde atual de 46% é necessária a utilização de 297 sóis por meio de concentradores.



Figura 2.37: Perovskita em estado natural. [42]

### 2.13 UTILIZAÇÃO DAS CÉLULAS FOTOVOLTAICAS

Finalmente, é apresentado um resumo da utilização das células fotovoltaicas descritas nos itens anteriores, com a figura 2.38 apresentando os rendimentos obtidos.

Tabela 2.7: Resumo da utilização das células fotovoltaicas.  
Fonte [43]

Tecnologia		Eficiência recorde	Eficiência Típica	Quota de Mercado	Vantagens	Desvantagens	
Tecnologias Comerciais	Silício Cristalino	Mono	25% 21,4%	14-16%	33% (9,1 GW)	Altas eficiências, tecnologia amadurecida e ampla experiência	Custo elevado
		Multi	20,4% 17,5%	13-15%	53%		
	Filme fino	a-Si: H	11,9%	5-9%	5%	Processo econômico, matéria prima abundante e não tóxica	Eficiência baixa e degradação de material
		CdTe	16,7%	11%	5,3%	Eficiência média, processo amadurecido de baixo custo	Toxicidade do Cádmio e escassez de Telúrio
		CIGS	19,6%	10-12,5%	1,6%	Boa eficiência	Processo complexo e caro
	Tecnologias pré comerciais	Emergentes	42,3%	20-25%	<1%	Eficiência muito elevada	Necessidade de concentra-dores solares
Orgânicas		8,3%	2-5%	<1%	Grande potencial de redução de custos	Eficiência muito baixa e estabilidade limitada	
Eletro-química		10,4%	3-6%	<1%			

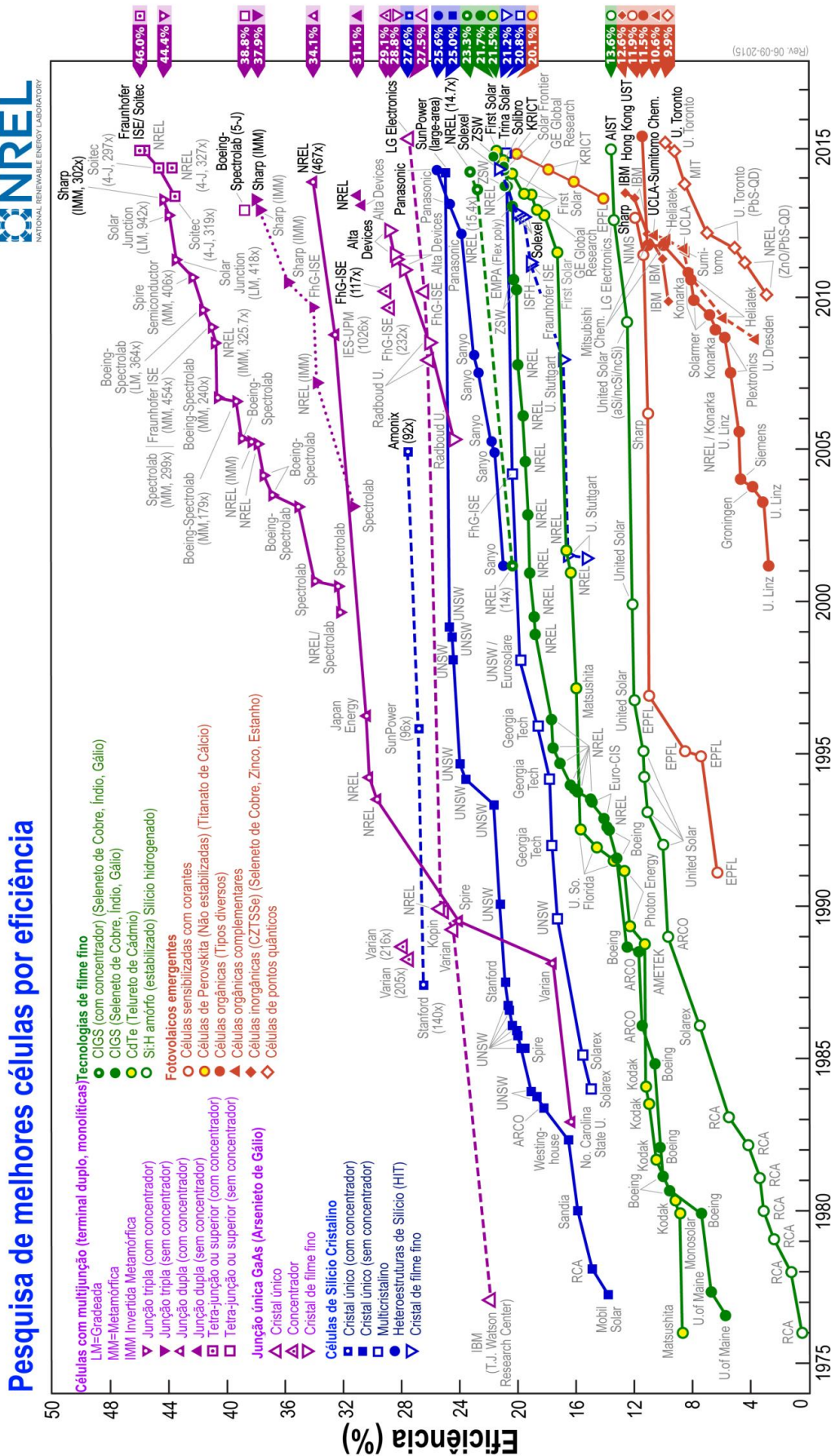


Figura 2.38: Eficiência das células solares. [40] (Traduzido)



## MODELAGENS MATEMÁTICA E COMPUTACIONAL

### 3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Introduzidas as formas de utilização de um sistema solar fotovoltaico, pode-se agora iniciar a modelagem computacional e, a partir do sistema modelado, buscar os objetivos requeridos. A plataforma utilizada para a modelagem do sistema é o *Alternative Transients Program* (ATP). O sistema proposto é de um módulo, ou conjunto de módulos conectados a um conversor elevador de tensão *boost*. A conexão se segue com um inversor e, por fim, à rede elétrica. Tem-se na modelagem do controlador *boost* o controle de rastreamento do máximo ponto de potência (*Maximum Power Point Tracking – MPPT*), assim como a malha de captura de fase (*Phase Locked Loop – PLL*).

O objetivo da modelagem é modificar os tipos diferentes de *MPPT* de forma simples e verificar seus comportamentos, assim como poder modificar o tipo do painel por comparação apenas com seu manual e os dados que lá são fornecidos, não constando uma modelagem apenas para um tipo de painel, mas uma configuração geral, independente de marcas e modelos.

### 3.2 PLATAFORMA COMPUTACIONAL

A plataforma utilizada para a modelagem e a que mais se adequou aos preceitos de apresentação da modelagem foi o programa *Alternative Transients Program* (ATP) em conjunto com o *ATPDraw*. O programa e a plataforma utilizam elementos elétricos de grande flexibilidade para a apresentação, tanto do resultado quanto da modelagem de simulação.

### 3.2.1 SOBRE O PROGRAMA ATP

O ATP é um programa universal de simulação de sistemas transitórios criado por W. Scott Meyer e Tsu-huei Liu e lançado em 1984. O ATP é gratuito, porém não é um programa de domínio público, sendo que é necessário se licenciar antes de receber uma cópia do programa. De acordo com o desenvolvedor, é necessário concordar com o formulário de licenciamento, preenchê-lo e enviá-lo para o grupo desenvolvedor para que possa ser gerada a aprovação e o direito de portar uma licença do programa. Contudo é encorajado a novos usuários adquirir uma cópia pelos grupos de estudo espalhados pelo mundo e pelos seus usuários, aumentando, desta forma, o círculo de usuários informalmente. No Brasil o grupo de usuários se chama *CBUE (Brazilian EMTP User Group)* e é mantido na Eletrobrás Furnas por Guilherme Sarcinelli Luz [46].

Os princípios operacionais do ATP são, basicamente, baseados no método trapezoidal de integração e utilizados para resolver as equações diferenciais dos componentes do sistema no domínio do tempo e ainda contêm:

- Condições iniciais diferentes de zero podem ser determinadas automaticamente ou podem ser inseridas pelo usuário para componentes mais simples;
- Interface de blocos TACS (*Transient Analysis of Control Systems – Análise Transitória de Sistemas de Controle*) e MODELS (Linguagem de simulação) para a modelagem de sistemas de controle e componentes não lineares, como arcos elétricos e efeitos do tipo corona;
- Perturbações simétricas e assimétricas são permitidas, como falhas, raios, operações de chaveamento e comutação de válvulas;
- Cálculo de resposta de redes fasoriais com o recurso *FREQUENCY SCAN* (escaneamento de frequência), *HARMONIC FREQUENCY SCAN* (escaneamento de frequência harmônicas com o método de injeção de corrente);

Dentre os componentes utilizados pelo ATP estão:

- Elementos resistivos, capacitivos e indutivos lineares, acoplados, desacoplados e aglomerados;
- Linhas de transmissão e fios com parâmetros distribuídos e dependentes da

frequência;

- Resistências e indutâncias não lineares, indutor por histerese, resistências com variação pelo tempo e resistências controladas via TACS e MODELS;
- Componentes não lineares, como transformadores, incluindo saturação e histerese, isoladores com e sem gap, arcos elétricos, etc;
- Interruptores normais e dependentes de tensão, com comutação estatística, temporal e controladas por TACS e MODELS, diodos, tiristores e triacs;
- Fontes step, rampa, senoidal, de surto exponencial e TACS e MODELS;
- Máquinas girantes síncronas de 3 fases e de modelo universal;
- Componentes definidos pelo usuário pela interação MODELS.

Mais informações sobre o ATP podem ser vistas no anexo III.

### 3.2.2 SOBRE O ATPDRAW

Desenvolvido pelo Dr. Hans Kr. Høidalen no *SINTEF Energy Research e Norwegian University of Science and Technology*, o ATPDraw é uma interface gráfica que funciona como um pré-processador do ATP, gerando os cartões necessários para seu funcionamento de forma automática. Com esta ferramenta é possível construir os circuitos elétricos e eletrônicos utilizando o mouse e selecionar os dados a partir de menus provindos dos objetos inseridos.

O ATPDraw já se encontra em sua versão 5.9, tendo como principal diferença da série 5 para com a 4, a possibilidade de compartilhamento de arquivos diretamente do programa via fórum online.

Como é baseado na filosofia “o que você vê é o que você tem”<sup>2</sup>, a utilização do ATPDraw em conjunto com o ATP se deve à facilidade de poder simular um sistema de forma rápida, não necessitando de consultas ao manual, além de minimizar as falhas por blocos de informação em campos incorretos nos cartões do ATP.

A série 5 foi lançada em 2006 e tem se aperfeiçoado ao longo dos anos com ajuda de sua base de usuários. A figura 3.1 mostra a visualização típica do ATP. [47]

---

<sup>2</sup> What you see is what you get – WYSIWYG, um sistema que contém textos e gráficos em tela durante a edição e corresponde de forma fiel quando apresentado em sua finalização. Termo criado por Charles Simonyi e Butler Lampson em 1974 com o programa Bravo para computadores XEROX Alto pessoais.

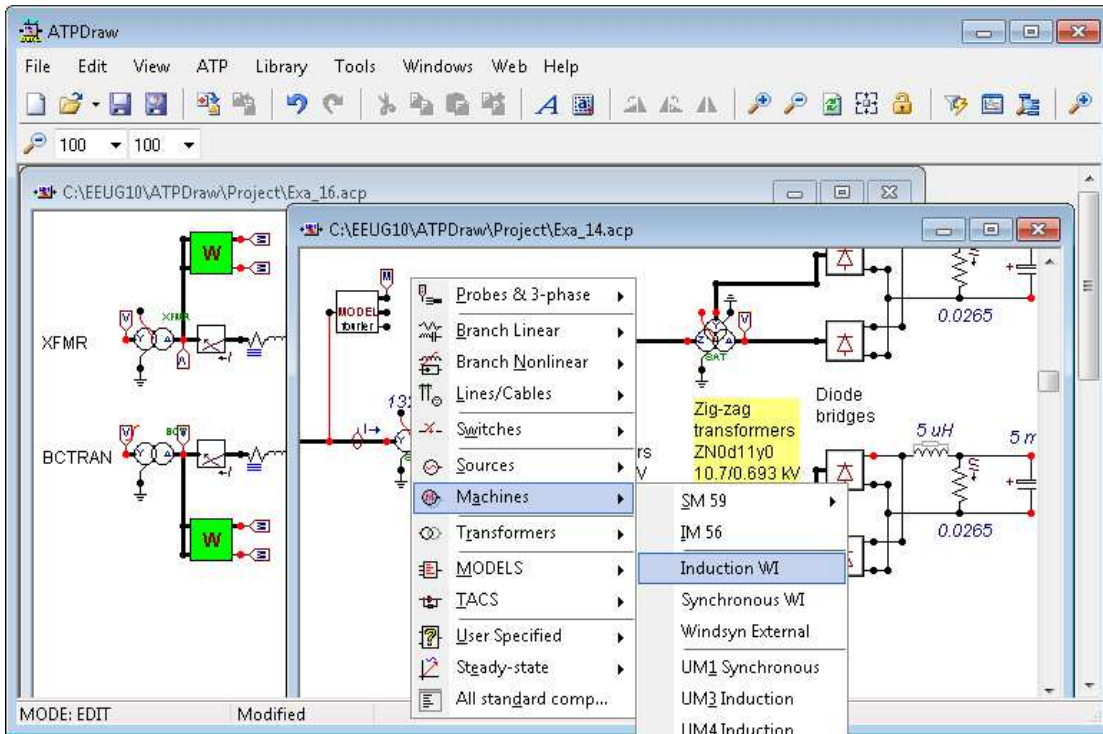


Figura 3.1: Tela típica do ATPDraw. [47]

O software é gratuito e sua obtenção ocorre por registro no sítio fórum do programa e, para obter o registro, é necessário um nome, um e-mail e a capacidade de responder uma série de cinco questões sobre o ATP e o ATPDraw e seus desenvolvedores, eletricidade básica e avançada, física e sobre a *European EMTP User's Group* (Grupo de usuários do EMTP da Europa – *EEUG*), a fim de “provar as suas intenções” – como está no sítio do programa. Realmente é apenas para verificar se o criador da conta é um ser humano – e não um robô de spam – e que o usuário está comprometido com a comunidade do ATPDraw [47].

Com um pré-processador do ATP, é possível definir os parâmetros de todos os componentes de forma gráfica com um duplo clique no objeto a ser modificado. Caso necessário, o usuário pode modificar, também, o arquivo dos cartões antes de ser processado pelo ATP.

O ATPDraw foi desenvolvido para a plataforma Windows e a versão atual necessita da versão XP ou superior de 32 bits. Sua biblioteca contém mais de 300 componentes, tais como ramos lineares e não lineares, linhas e cabos, transformadores, interruptores, fontes, máquinas síncronas, de indução e universais, TACS, desenvolvimento e ajuda na plataforma MODELS e ferramentas de sistemas de potência. Também conta com as capacidades de manejar múltiplos documentos por janelas separadas, editar, salvar, copiar e colar, desfazer e rotacionar e inverter. Seu manual e arquivo de ajuda contêm 269 páginas e 20 exemplos de utilização.

O ATPDraw consegue conciliar desenhos de até 30000 nós, 10000 componentes, 20000

conexões e 1000 textos. Com um limite de 64 dados e 32 nós por componente, 26 fases por nó e 28 fases em linhas e cabos [47].

### 3.2.3 SOBRE O PROGRAMA NOTEPAD++

Foi escolhido o editor de textos Notepad++ para a constituição das linhas de programação em MODELS. A escolha por este editor foi baseada em sua capacidade organizacional e a possibilidade de criação de máscaras para as linguagens utilizadas. O programa já conta com diversas máscaras, mas teve de ser criada uma específica para o tipo MODELS.

Este software é de utilização e distribuição gratuita, mantido por doações de usuários de forma não obrigatória. Ele é baseado no componente de edição Scintilla e é escrito em C++ com a utilização de interface de programação Win32 pura e biblioteca padrão, o que garante uma maior velocidade de execução e menor tamanho do programa. As principais características que compõem o sistema são [65]:

- Destaques de sintaxe e palavras;
- Destaques definidos pelo usuário com impressões de até quatro telas;
- PCRE (Expressões Regulares Compatíveis com Perl) de procurar/substituir;
- Interface completamente personalizável;
- Mapa de documentos;
- Auto-conclusão por meio de funções-dicas pré utilizadas;
- Abas multi-documentos;
- Multi-visualização;
- WYSIWYG;
- Habilidades de zoom;
- Ambiente multi-linguagem;
- *Bookmarking*, habilidade de gravar locais;
- Gravação e reprodução de Macros;
- Abertura com diversos argumentos.

### 3.2.4 SOBRE O MICROSOFT EXCEL

A escolha do programa *Microsoft Excel* para a impressão dos gráficos se deve à sua melhor ambientação, liberdade de gerenciamento de dados e capacidade de controle na plotagem dos resultados, além do contato direto do usuário com os dados de impressão, possibilitando a utilização de equações complexas na geração de novos dados para impressão.

O *Microsoft Excel* é, principalmente, um editor de planilhas produzido pela *Microsoft* para computadores que utilizam o sistema operacional *Microsoft Windows*. Este é um programa privado e se encontra na sua versão 15 (2013). Sua obtenção pode ser feita com a compra do *MS Office 365 Home* ou *Personal* por R\$26,00 e R\$21,00, respectivamente, por mês. Há uma versão gratuita no Office Online, mas com limitações, e a opção de teste gratuito por um período de um mês.

Como a dissertação e a apresentação foram concebidas em programas do mesmo fabricante, assim como todos estes compõem o mesmo pacote, além das vantagens citadas, o *Microsoft Excel* se tornou a melhor escolha para a edição gráfica.

## 3.3 O SISTEMA UTILIZADO

O sistema de estudo compõe a conexão de um sistema solar fotovoltaico à rede elétrica e os componentes necessários para que o sistema funcione harmoniosamente. É utilizado um conversor CC-CC do tipo *boost* com controle da obtenção do ponto de máxima potência (*Maximum Power Point Tracking – MPPT*) e um inversor de frequência monofásico para conexão à rede de baixa tensão. Para o controle do inversor, tem-se uma malha de captura de fase (*Phase Locked Loop – PLL*) e um controle de modulação por largura de pulso (*Pulse-Width Modulation – PWM*).

A figura 3.2 mostra como a CEMIG (Companhia Energética de Minas Gerais), pela ND 5.30, determina que sejam feitas as instalações em sua rede de distribuição em baixa tensão. Um gerador deve ser conectado ao inversor e ao sistema de medição na parte do acessante e à baixa tensão na rede da CEMIG. De forma análoga, o sistema pode ser reproduzido para diferentes concessionárias.

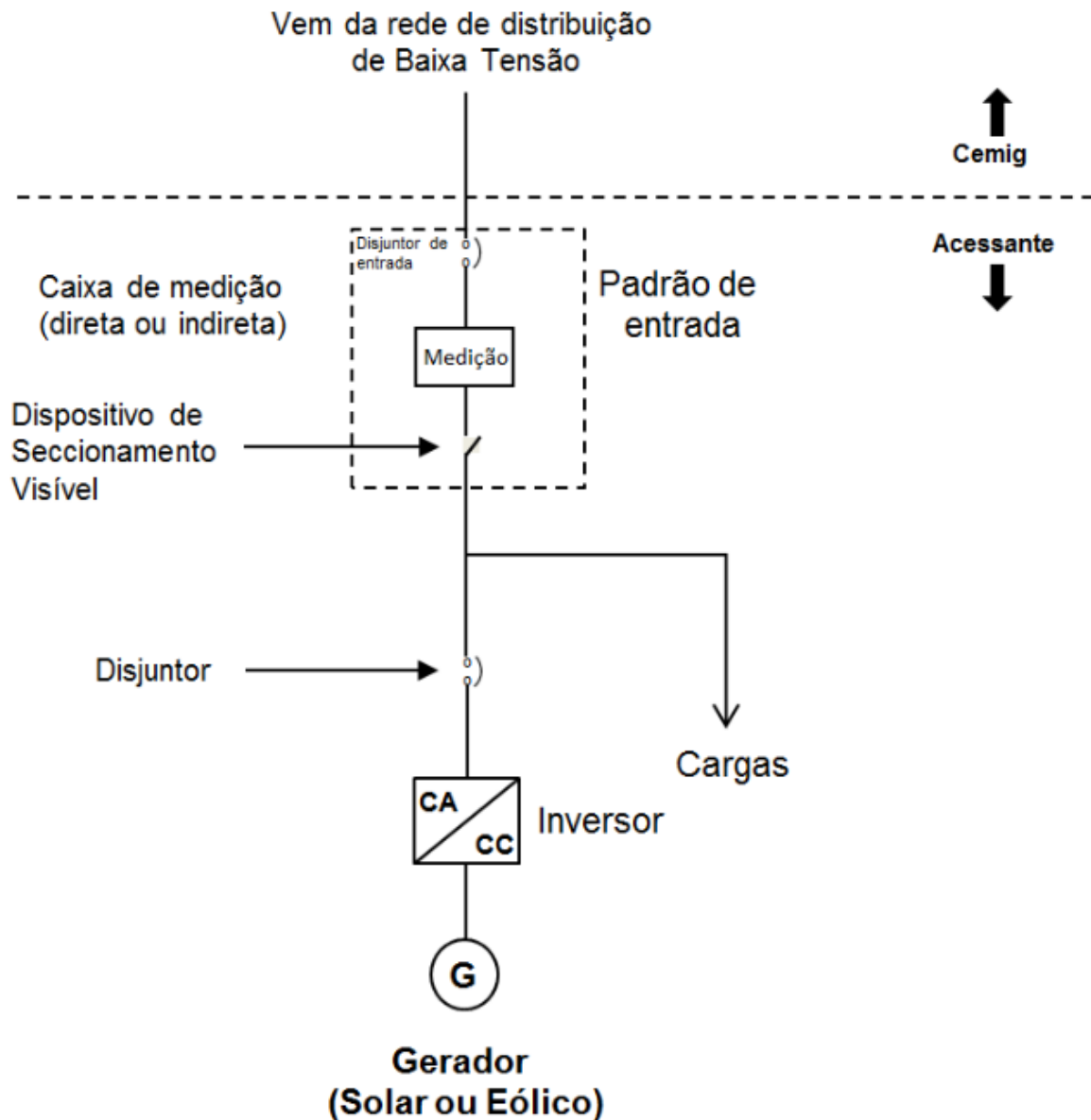


Figura 3.2: Forma de conexão do acessante à rede de baixa tensão da Cemig. [48]

A forma de conexão deve ser designada de acordo com a potência instalada no acessante de acordo com a tabela 3.1.

Tabela 3.1: Forma de Conexão em Função da Potência.

Fonte: ND 5.30 CEMIG, 2012 [48].

Potência Instalada	Forma de Conexão
< 10 kW	Monofásico, bifásico ou trifásico
10 a 15 kW	Bifásico ou trifásico
> 15 kW (em rede trifásica)	Trifásico
< 30 kW (em rede de distribuição rural monofásica com transformador exclusivo)	Monofásico

Com essas informações, pode-se compor um sistema fotovoltaico conectado à rede de baixa tensão como visto na figura 3.3; o gerador fotovoltaico é conectado a um conversor elevador de tensão CC/CC do tipo boost, mantendo a tensão suficiente para a conexão à rede. Na saída do conversor é conectado o inversor CC/CA e feita a conexão à rede. É utilizado um sistema de rastreamento de máxima potência no controle do conversor boost, a fim de se aproveitar a máxima potência do sistema. No inversor é implementada uma malha de captura de fase (*Phase-locked loop* – PLL) que determina o controle da modulação por largura de pulso (*Pulse Width Modulation* - PWM). O PLL tenta manter o sistema rede na mesma fase e frequência que a rede.

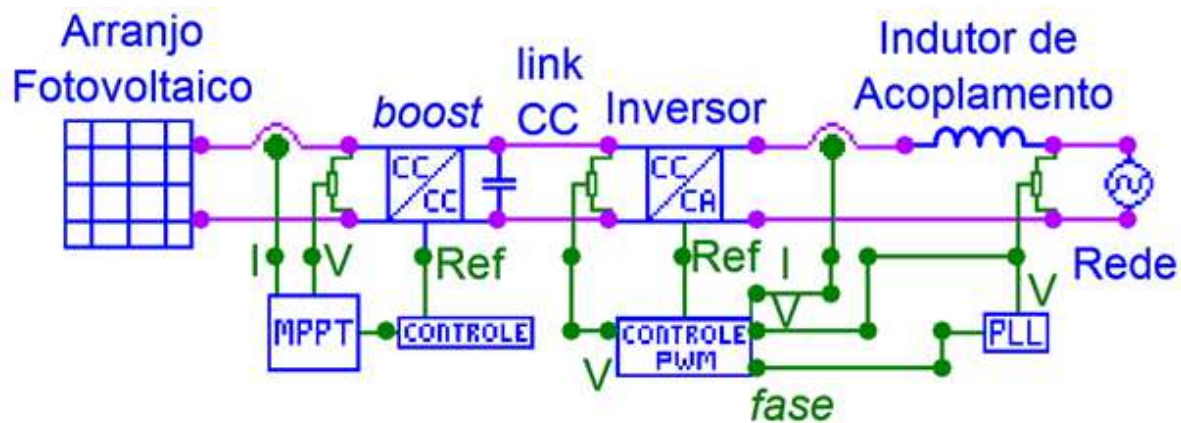


Figura 3.3: Diagrama de um sistema de geração fotovoltaico ligado à rede elétrica. Fonte: Autora.

### 3.4 CONDIÇÕES DE OPERAÇÃO

Um módulo fotovoltaico depende de, principalmente, duas entradas físicas determinantes: a irradiação (exposição à radiação) sobre suas células e a temperatura onde está instalado o módulo. Sendo assim, como foi concebido pela autora, são consideradas, nas simulações, as entradas de temperatura e de irradiação solar diretamente acopladas nas entradas do arranjo solar.

A definição do padrão de testes de placas fotovoltaicas, definido pela UL 1703/2004, em seu item 2.17, determina que devem ser testadas pelo fabricante as placas com irradiação de  $100 \text{ mW/cm}^2$ , ou  $1.000 \text{ W/m}^2$ , e temperatura de  $25^\circ \text{ Celsius}$ ; portanto, serão estas as condições padrões adotadas para o arranjo simulado [49]. Distúrbios de temperatura e de irradiação serão descritos nas simulações computacionais.



### 3.5 ENTRADAS DO SISTEMA

Sendo de maior variação, durante um dia, a irradiação solar tem comportamentos bruscos, como vistos na figura 3.4. Muito dependente da condição climática: em um dia nublado há pouca passagem de luz para o local comum de instalação de um sistema fotovoltaico; já em um dia claro pode-se ter o valor nominal esperado.

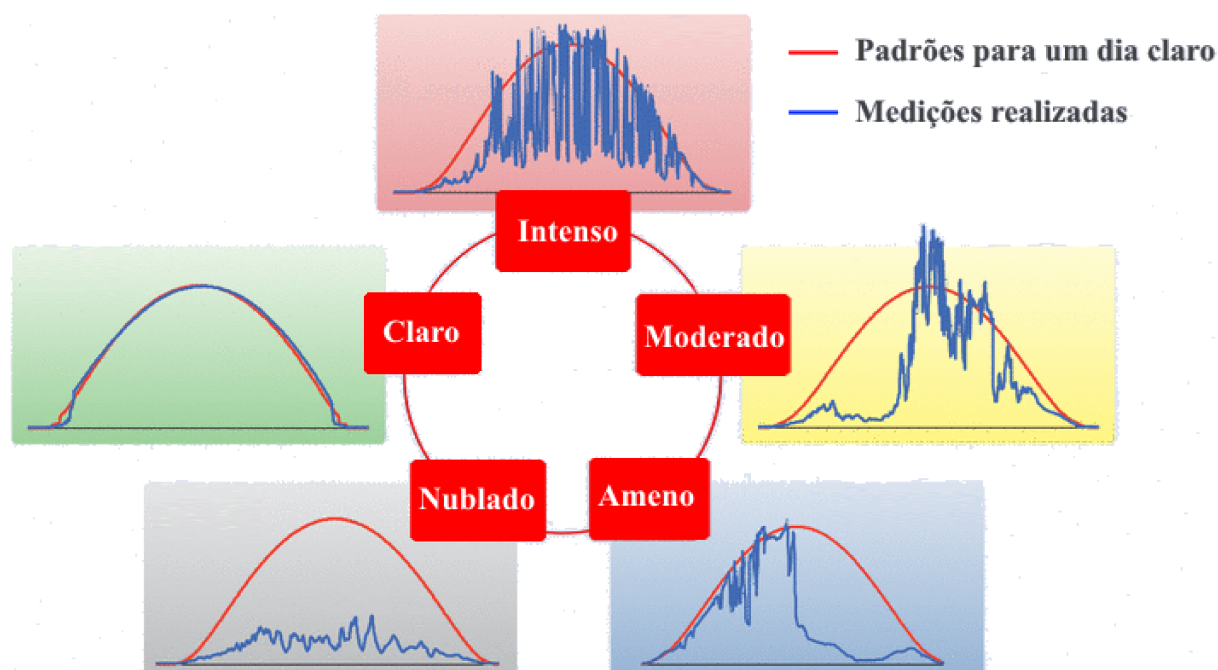


Figura 3.4: Medições diárias de irradiação solar para diferentes tempos. [50]

Utilizando uma base de dados reais e atuais da cidade de Uberlândia, em Minas Gerais, foram escolhidos dois dias para a exposição de medições a seguir. A base de dados do INMET – Instituto Nacional de Meteorologia – dispõe os dados meteorológicos de suas estações, sendo a estação de Uberlândia a de número A507, com localização na Universidade Federal de Uberlândia, dispostos. Os dias 24 e 25 de dezembro de 2014 foram amostrados, vistos nas figuras 3.5, com a radiação solar e 3.6 como temperatura.

Com a mesma base de dados, as figuras 3.7 e 3.8 apresentam, também, a radiação solar e a temperatura, respectivamente, com uma amostragem de um ano, do dia primeiro de janeiro de 2014 ao dia primeiro de janeiro de 2015. [51]

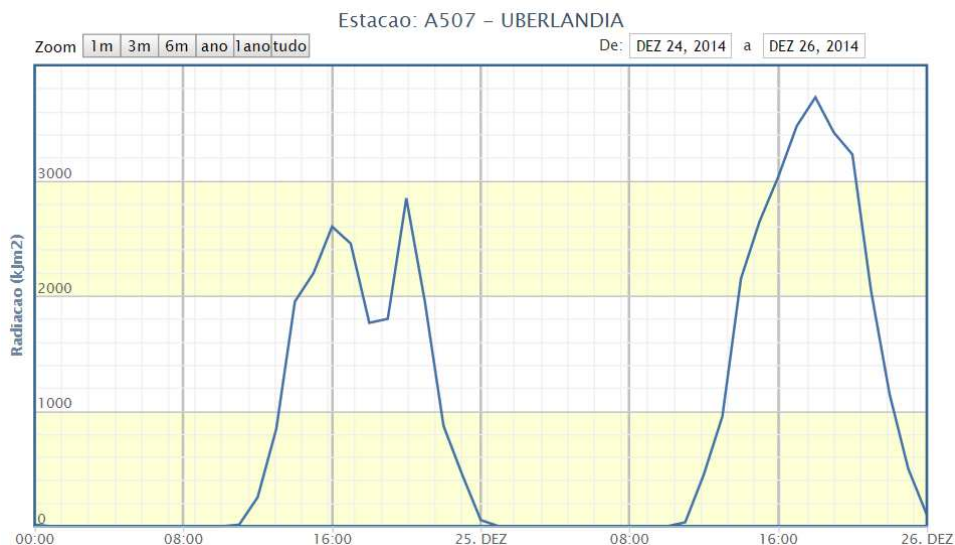


Figura 3.5: Radiação solar em Uberlândia em  $\text{kJm}^2$ , amostra diária. [51]



Figura 3.6: Temperatura em Uberlândia em  $^{\circ}\text{C}$ , amostra diária. [51]



Figura 3.7: Radiação solar em Uberlândia em  $\text{kJm}^2$ , amostra anual. [51]



Figura 3.8: Temperatura em Uberlândia em C°, amostra anual. [51]

As entradas de temperatura e de irradiação foram definidas como blocos de linguagem MODELS para que os sinais possam ser modificados de acordo com um código específico para cada situação, desta forma, simplificando a montagem do sistema. São vistos na figura 3.9 os dois blocos e como é feita sua conexão com o arranjo.

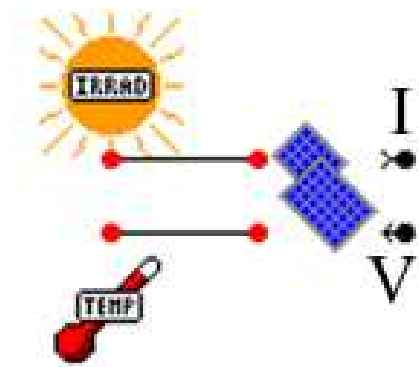


Figura 3.9: O conjunto irradiação-temperatura-arranjo modelado. Fonte: Autora.

### 3.6 MODELAGEM DO ARRANJO FOTOVOLTAICO

A modelagem gráfica do arranjo fotovoltaico segue, também, a figura 3.9, já mostrada a sua relação de conexão com os fatores externos, a irradiação solar e a temperatura.

A saída do sistema é dada por um sinal de corrente e, pela figura 3.9, é a conexão feita no ponto de letra *I*. O ponto designado *V* é o sinal de tensão que a sua conexão na saída atinge. É próprio de um sistema fotovoltaico apresentar sua saída em formato de corrente, já que é de

natureza, como dito no capítulo anterior, que uma célula fotovoltaica seja uma fonte de corrente.

O bloco de dados é do tipo MODELS, em que há um código computacional que determina como é o comportamento do arranjo de acordo com as entradas desejadas. É proposta a abordagem clássica para a modelagem, o modelo de equacionamento foi proposto por Rauschembach, em 1980 [52].

### 3.6.1 MODELAGEM MATEMÁTICA

A equação 3.1 [52] descreve o desempenho de um gerador fotovoltaico. A saída principal é de sinal de corrente em ampères e tem como variáveis o sinal de tensão e três constantes,  $C_3$ ,  $C_4$  e  $m$ . O valor de  $m$  é descoberto pela aplicação da equação 3.2 e se utilizam mais quatro constantes;  $C_5$ ,  $C_6$ ,  $V_{mp}$  e  $V_{oc}$ .

As equações 3.3, 3.4 e 3.5 determinam como são obtidas as constantes  $C_4$ ,  $C_5$  e  $C_6$ , respectivamente. A constante  $C_3$  não pode ser expressa em termos algébricos e deve ser obtida por meio de métodos empíricos; portanto, seu valor ótimo para que os erros sejam mínimos é de 0,01175 [52].

$$I = I_{sc} \{1 - C_3 [e^{(C_4 V^m)} - 1]\} \quad (3.1)$$

$$m = \frac{\left[ \ln \left( \frac{C_5}{C_6} \right) \right]}{\left[ \ln \left( \frac{V_{mp}}{V_{oc}} \right) \right]} \quad (3.2)$$

$$C_4 = \frac{C_6}{V_{oc}^m} \quad (3.3)$$

$$C_5 = \ln \left[ \frac{I_{sc}(1 + C_3) - I_{mp}}{C_3 I_{sc}} \right] \quad (3.4)$$

$$C_6 = \ln \left( \frac{1 + C_3}{C_3} \right) \quad (3.5)$$

Onde:

$I$  Corrente da fotocélula, em Ampères (A).

$I_{sc}$  Corrente de curto-circuito da fotocélula, em Ampères (A).

- $V$  Tensão no terminal da fotocélula, em Volts (V).  
 $V_{mp}$  Tensão na máxima potência, em Volts (V).  
 $V_{oc}$  Tensão de circuito aberto da fotocélula, em Volts (V).  
 $I_{mp}$  Corrente de máxima potência (Maximum Power), em Ampères (A).

Sendo essas as equações básicas para a operação de uma fotocélula, deve-se aplicar em meio aos cálculos os efeitos externos, temperatura e irradiação, envolvidos no processo. Devem ser definidas as variações sofridas pela corrente e pela tensão de acordo com os fatores externos. As equações 3.6 e 3.7 definem os valores de  $\Delta I$  e  $\Delta V$  [52].

$$\Delta I = I_{sc} \left( \frac{S}{S_{ref}} - 1 \right) + \alpha(T - T_{ref}) \quad (3.6)$$

$$\Delta V = \beta(T - T_{ref}) - \Delta I R_{int} - K_p \quad (3.7)$$

Onde:

- $\Delta I$  Variação de corrente da fotocélula, em Ampères (A).  
 $I_{sc}$  Corrente de curto-circuito da fotocélula, em Ampères (A).  
 $S$  Radiação solar total no plano do sistema fotovoltaico, em Watt por metro quadrado (W/m<sup>2</sup>).  
 $S_{Ref}$  Radiação de referência definido pela UL 1703/2004, em Watt por metro quadrado (W/m<sup>2</sup>).  
 $\alpha$  Coeficiente de temperatura na corrente curto-circuito por irradiação de referência, em ampère por grau Celsius (A/°C).  
 $T$  Temperatura no plano do sistema fotovoltaico, em graus Celsius (°C).  
 $T_{Ref}$  Temperatura de referência definido pela UL 1703/2004, em graus Celsius (°C).  
 $\Delta V$  Tensão no terminal da fotocélula, em Volts (V).  
 $\beta$  Coeficiente de temperatura na tensão de circuito aberto na irradiação de referência, em volt por grau Celsius (V/°C).  
 $R_{int}$  Resistência interna em série, em Ohms ( $\Omega$ ).

A variação de tensão é adicionada às tensões de circuito aberto e de máxima potência, enquanto que a variação de corrente é adicionada à corrente de saída da fotocélula.

Para uma modelagem mais precisa, devem ser adicionados os efeitos de células arranjadas em série e em paralelo. O arranjo em série aumenta a tensão terminal, enquanto que o arranjo em paralelo aumenta a corrente de saída. Desta forma a utilização das equações 3.8 a 3.11 modifica os dados de entrada.

$$V_{novo} = V * N_s \quad (3.8)$$

$$\beta_{novo} = \beta * N_s \quad (3.9)$$

$$I_{novo} = I * N_p \quad (3.10)$$

$$\alpha_{novo} = \alpha * N_p \quad (3.11)$$

Onde:

$V_{novo}$  Nova tensão de entrada com aplicação de arranjos, em Volts (V).

$I_{novo}$  Nova corrente com aplicação de arranjos, em Ampères (A).

$V$  Tensões de circuito aberto e de máxima potência para uma célula, em Volts (V).

$I$  Corrente de curto-circuito e de máxima potência para uma célula, em Ampères (A).

$N_s$  Número de módulo em série no arranjo, adimensional.

$N_p$  Número de módulo em paralelo no arranjo, adimensional.

$\beta_{novo}$  Novo coeficiente de temperatura na tensão de circuito aberto na irradiação de referência, em volt por grau Celsius (V/°C).

$\beta$  Coeficiente de temperatura na tensão de circuito aberto na irradiação de referência, em volt por grau Celsius (V/°C).

$\alpha_{novo}$  Novo coeficiente de temperatura na corrente curto-circuito por irradiação de referência, em ampère por grau Celsius (A/°C).

$\alpha$  Coeficiente de temperatura na corrente curto-circuito por irradiação de referência, em ampère por grau Celsius (A/°C).

Por fim, devem ser adicionados efeitos de resistência em série e em paralelo equivalentes que podem ser provocados por conexões não ideais. A equação 3.12 indica a aplicação da resistência paralela e a equação 3.13 a da serial, finalizando a modelagem matemática.

$$I_{saída} = I - \frac{V}{R_p} \quad (3.12)$$

$$V = V + R_s * I_{saída} \quad (3.13)$$

Onde:

$I_{saída}$  Corrente de saída com aplicação de resistências, em Ampères (A).

$I$  Corrente de saída sem aplicação de resistências, em Ampères (A).

$V$  Tensão terminal, em Volts (V).

$R_s$  Resistência equivalente em série, em Ohms ( $\Omega$ ).

$R_p$  Resistência equivalente em paralelo, em Ohms ( $\Omega$ ).

### 3.6.2 MODELAGEM COMPUTACIONAL

Cruzando os dados necessários aos informados pelo fabricante é possível utilizar apenas as informações declaradas no manual para se fazer a simulação de um módulo fotovoltaico com grande grau de exatidão, como será apresentado na simulação. Os códigos inseridos devem seguir os equacionamentos de forma fiel e podem ser vistos no Anexo IV.

As entradas requeridas para o funcionamento do sistema fotovoltaico são de temperatura e irradiação e recebem dados do tipo MODELS. A entrada de tensão, recebe dados do tipo tensão em volts, diretamente da simulação sem necessidade de conversão.

Além das entradas externas é necessário inserir entradas disponibilizadas pelos fabricantes, além de dados de projeto. Dependendo do modelo e da marca, cada tipo de módulo tem características distintas, que devem ser apresentadas em seus manuais, a fim de uma boa instalação. Os dados de projetos trazem o formato do arranjo e a previsão de quantos módulos serão alinhadas em série e em paralelo.

Para uma análise mais individual de cada célula utilizada no módulo podem ser inseridas frações nos quesitos de módulos arranjados em série e paralelo. Assim, um módulo que contém 6 células em série em uma string de 10 células em paralelo, por exemplo, pode ser feita a simulação de uma célula individual se utilizando do valor de um por seis módulos em série e um por dez módulos em paralelo. Os dados necessários de projeto estão descritos na tabela 3.2 e os dados disponibilizados em manuais estão descritos na tabela 3.3.

Tabela 3.2: Dados necessários de projeto de arranjo da instalação.  
Fonte: Autora com base em [52], [53], [54] e [55].

Constante	Sim.	Unidade
Resistência interna	$R_{int}$	Ohm ( $\Omega$ )
Resistência externa equivalente em série	$R_s$	Ohm ( $\Omega$ )
Resistência externa equivalente em paralelo	$R_p$	Ohm ( $\Omega$ )
Número de módulos arranjadas em série	$N_{CellsS}$	Adimensional
Número de módulos arranjadas em paralelo	$N_{CellsP}$	Adimensional
Constante de correção geométrica	$K$	Adimensional

Tabela 3.3: Dados necessários da fotocélula disponibilizados em manuais.  
Fonte: Autora com base na UL 1703.

Constante	Sim.	Unidade
Tensão na máxima potência	$V_{mp}$	Volts (V)
Corrente na máxima potência	$I_{mp}$	Ampères (A)
Tensão de circuito aberto	$V_{oc}$	Volts (V)
Corrente de curto-circuito	$I_{sc}$	Ampères (A)
Coefficiente de temperatura na corrente curto-circuito por irradiação de referência	$\alpha$	Ampère por grau Celsius ( $A/^{\circ}C$ ). <sup>3</sup>
Coefficiente de temperatura na tensão circuito aberto por irradiação de referência	$\beta$	Volt por grau Celsius ( $V/^{\circ}C$ ). <sup>4</sup>

A figura 3.10 mostra a inserção desses dados em um único bloco do tipo MODELS no ATPDraw.

<sup>3</sup> Pode ser representado como porcentagem de  $I_{sc}$  por temperatura em outra unidade que não o Celsius, onde é preciso que seja feita a conversão para  $A/^{\circ}C$  na utilização da modelagem matemática.

<sup>4</sup> Pode ser representado como porcentagem de  $V_{oc}$  por temperatura em outra unidade que não o Celsius, onde é preciso que seja feita a conversão para  $V/^{\circ}C$  na utilização da modelagem matemática.



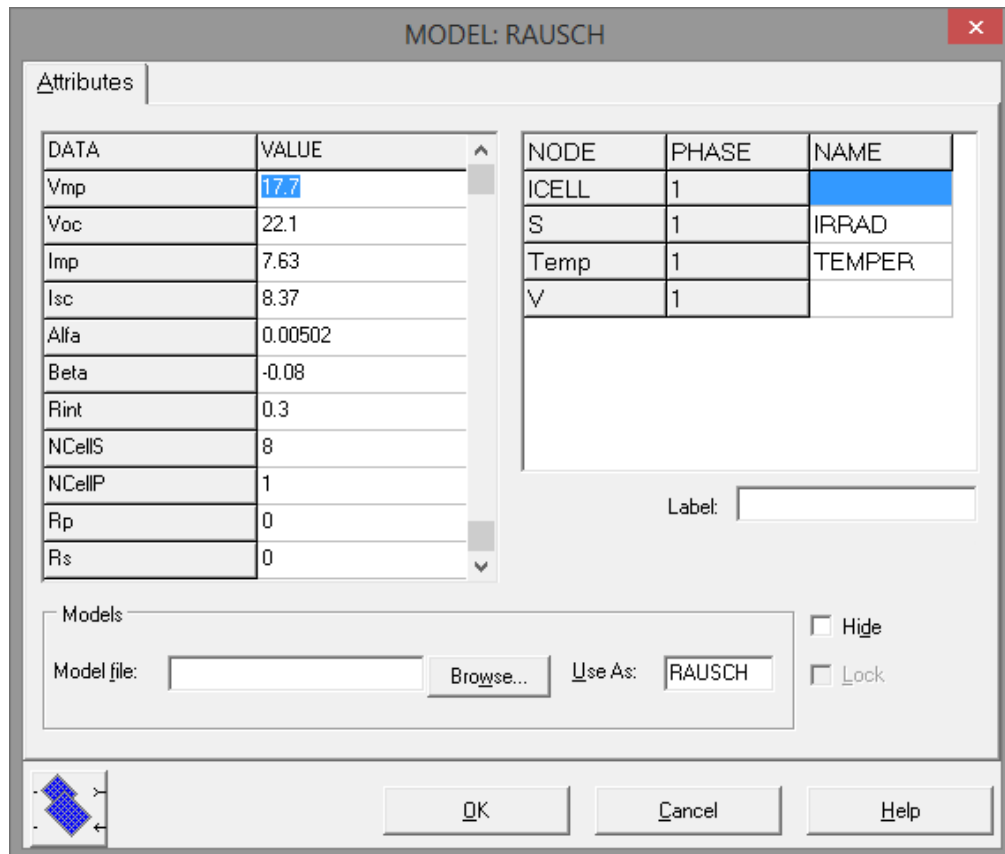


Figura 3.10: Quadro de entradas e conexões do modelo fotovoltaico. Fonte: Autora.

### 3.7 MODELAGEM DO CONTROLE MPPT

Foram escolhidos doze tipos de controle do ponto de máxima potência, ou MPPT (*Maximum Power Point Tracking*). Foram criados blocos de simulação para cada um, mantendo uma proximidade gráfica para melhor substituição no plano gráfico do *ATPDraw*.

Serão dois métodos de relação constante: razão cíclica fixa ( $R_{cte}$ ) e tensão constante ( $V_{cte}$ ). Seis baseados em métodos do tipo *Hill Climbing*<sup>5</sup>: perturba e observa clássico (P&OC), perturba e observa moderno (P&O), perturba e observa modificado (P&OM), estima, perturba e perturba (EPP), condutância incremental (CI) e condutância incremental modificada (CIM). Dois métodos baseados na aplicação de filtros: oscilação do sistema (OdS) e correlação de ripple (CdR). Finalmente, mais dois métodos que utilizam princípios próprios: método beta ( $M\beta$ ) e o método de temperatura ( $\Delta T$ ).

<sup>5</sup> Otimização matemática que pertence à família de busca local, onde se inicia com uma solução arbitrária e busca a otimização por incrementar a variável de processo. Se isso produzir uma melhor solução, é repetido até que não seja possível encontrar melhorias no processo.

### 3.7.1 MODELAGEM MATEMÁTICA

A modelagem matemática dos métodos de MPPT serão apresentados na forma de fluxograma, quando necessário, para melhor entendimento, enquanto a modelagem computacional apresentará a aplicação destes no ATPDraw.

#### A) MÉTODO DE RAZÃO CÍCLICA FIXA

O método de razão cíclica fixa é o mais simples dos métodos por não existir realimentação nem controle. A razão de chaveamento é ajustada uma única vez e assim é mantida.

As vantagens desse método vão da simples implementação ao baixo custo, mas o sistema sofre grandes sacrifícios na entrega de potência, já que para qualquer mudança nos fatores externos não há possibilidade de sintonizar o MPPT novamente de forma simples, pois o cálculo da razão cíclica deveria ser refeito e reaplicado. Como há grandes mudanças na irradiação durante o dia, se torna impraticável o constante ajuste do bloco. [56] [59]

#### B) MÉTODO DE TENSÃO CONSTANTE

Esta técnica é baseada na premissa de que a tensão de máxima potência e a tensão de circuito aberto têm aproximadamente uma relação linear independente de fatores externos, como visto na equação 3.14.

$$V_{mp} \approx V_{oc} * k_1 \quad (3.14)$$

Onde:

$V_{mp}$  Tensão na máxima potência, em Volts (V).

$V_{oc}$  Tensão de circuito aberto da fotocélula, em Volts (V).

$k_1$  Fator de tensão, adimensional.

O fator de tensão depende das características do arranjo utilizado e, geralmente, é calculado empiricamente. Este fator se encontra entre 0,7 e 0,8. Uma vez encontrado pode-se

buscar o valor de tensão de máxima potência para diferentes valores de tensões de circuito aberto, já que estes são desiguais para diferentes fatores externos. Pode ser utilizado o fluxograma da figura 3.11 para o uso desse método, sendo os formatos circulares as entradas e saídas do método, assim aplicados para outros fluxogramas. [57]

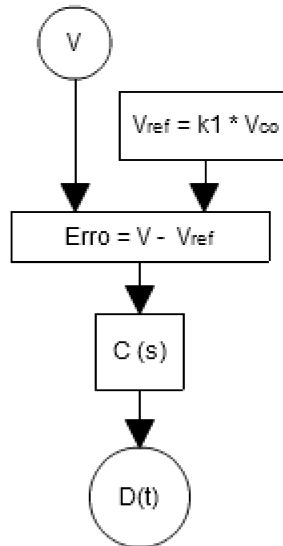


Figura 3.11: Método de tensão constante. Fonte: Autora [56], [57]

É um método de simples implementação e requer apenas um medidor de tensão, sendo econômico. As desvantagens do método estão em erros de regime permanente, já que o fator de tensão não é constante, assim o arranjo nunca estará exatamente no MPPT. Outro problema é a implementação da técnica, é necessária a desconexão do painel para fazer as medições de tensão de circuito aberto sempre que houver uma sintonia, já que é fundamental medir a tensão de circuito aberto, resultando em faltas momentâneas de energia, além de utilizar interruptores para esta manobra. [57]

### C) MÉTODO PERTURBA E OBSERVA CLÁSSICO

Esta técnica é a mais utilizada devido à fácil implementação. Como o nome sugere, a técnica consiste em perturbar a tensão do arranjo em uma direção e observar a potência na saída. Se a potência aumentar, a perturbação continua na mesma direção; caso contrário, a perturbação muda de direção. Como o processo é repetido periodicamente, o MPP nunca será atingido, pois a perturbação sempre acontece deixando o sistema oscilando próximo a este em regime permanente. A figura 3.12 traz o fluxograma do método P&O clássico [57].

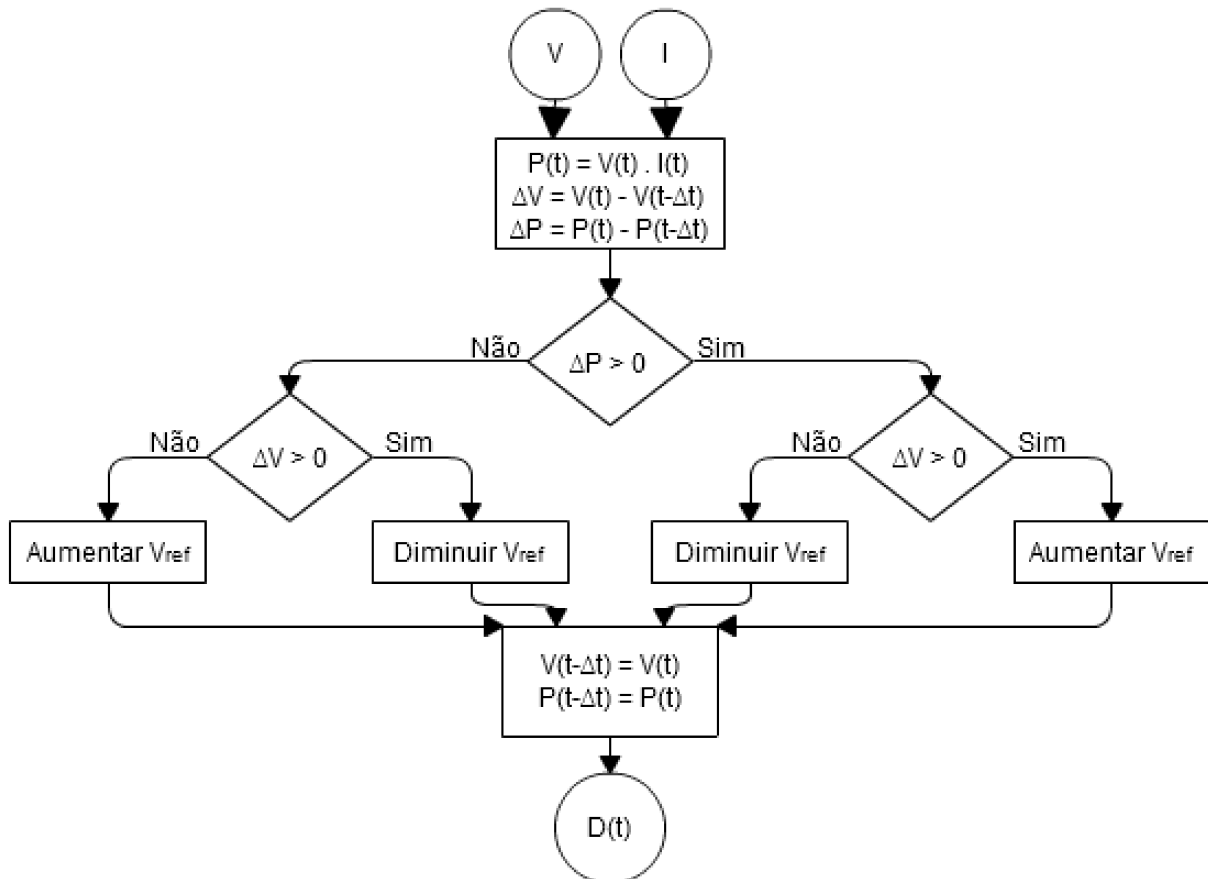


Figura 3.12: Fluxograma do método P&O clássico. Fonte: Autora [57]

Assim como todos os modelos baseados em perturbações no sistema, é necessária uma constante que irá se somar ou subtrair ao valor de referência. A oscilação pode ser diminuída com uma constante baixa, mas o processo se torna lento, levando mais tempo para acumular o valor nominal de tensão à referência.

As desvantagens do método, além do erro em regime permanente, é que a resposta dinâmica é considerada lenta, caso ocorram mudanças rápidas na temperatura e radiação solar [57].

#### D) MÉTODO PERTURBA E OBSERVA

O método P&O moderno se assemelha ao clássico, mas com um desvio na linha de cálculo que mantém os valores anteriores antes de se calcular uma nova referência. Este desvio geralmente é apresentado como sendo de zero (como nenhum desvio na diferença de potência), mas podem ser aceitos pequenos desvios na perturbação. Basta aplicar um range de aceitação  $R$  anterior à verificação de variação de potência, eliminando a oscilação do sistema quando a potência se aproximar da máxima, visto na figura 3.13. [56] [59]

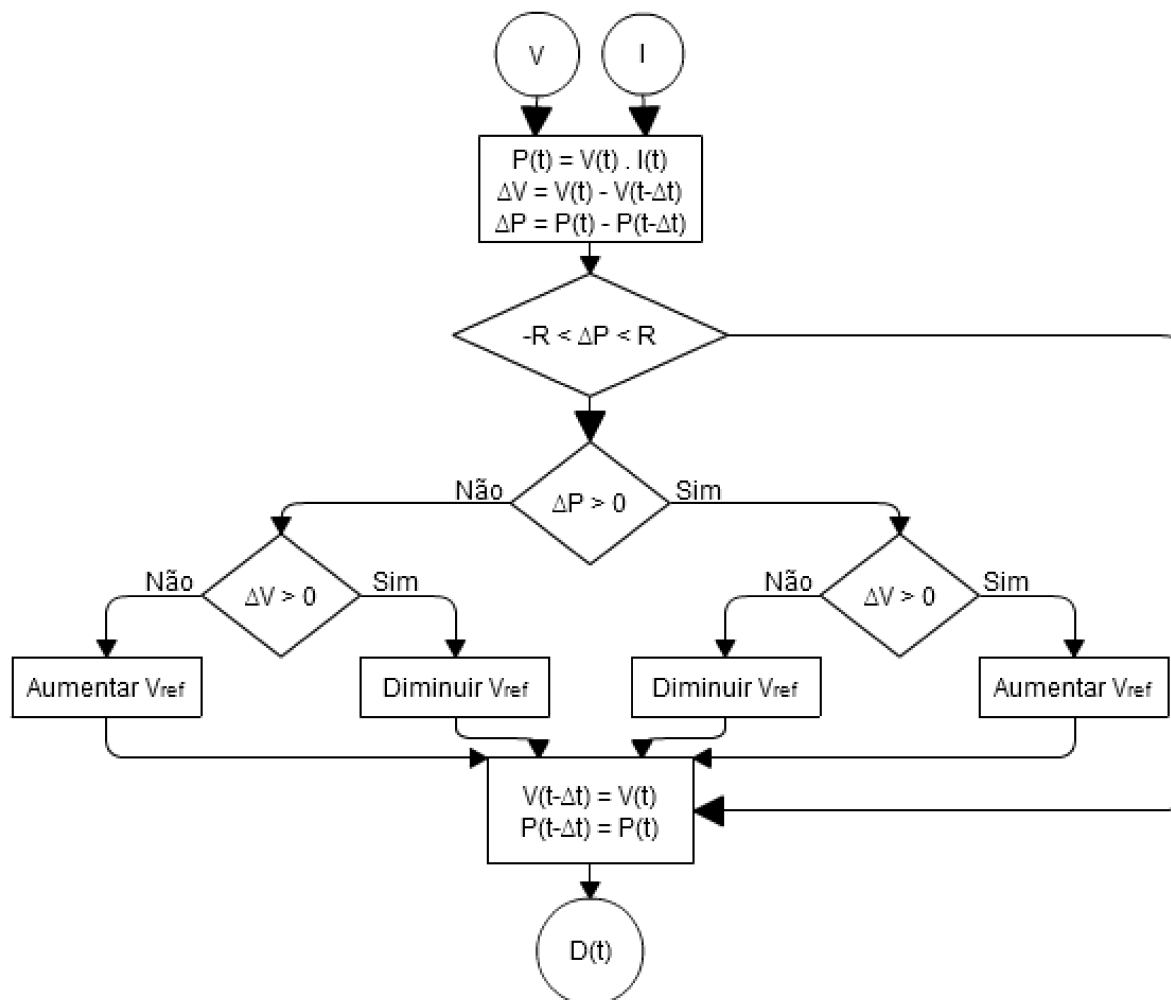


Figura 3.13: Fluxograma do método P&O moderno. Fonte: Autora.

As vantagens e desvantagens continuam as mesmas, a de exceder a oscilação em regime permanente, onde, se escolhido um valor muito grande para R deixa de existir, mas pode estabilizar-se longe do MPPT. Caso R seja pequeno demais, o método se aproxima do clássico, não sendo interessante para fins de aplicação.

### E) MÉTODO PERTURBA E OBSERVA MODIFICADO

O método de perturbação e observação modificado tenta resolver o problema de flutuações causadas por perturbações na irradiação ou na temperatura. Seu fluxograma é apresentado na figura 3.14. Este método adiciona valores estimados para mudanças na irradiação a cada perturbação causada pelo processo.

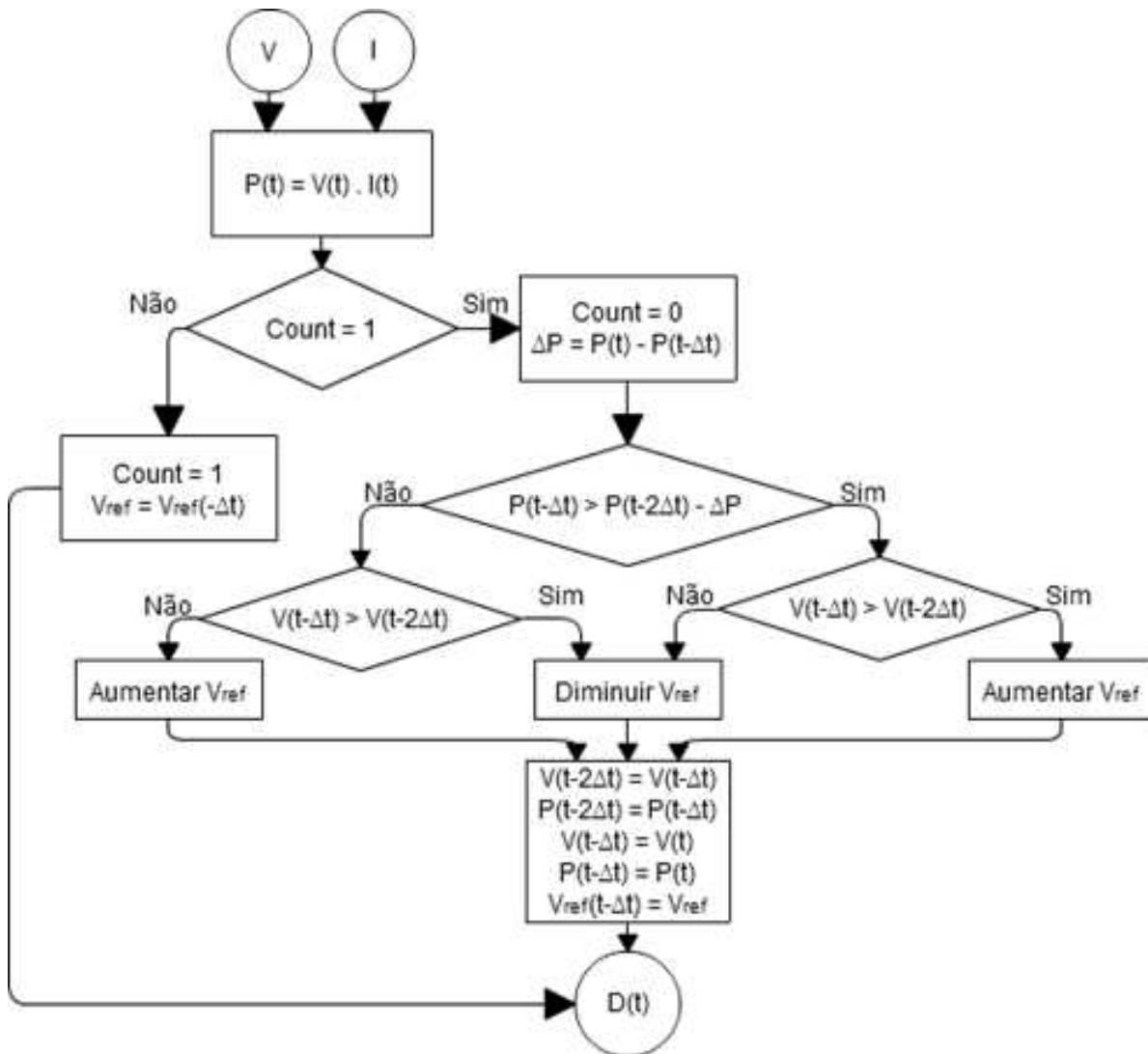


Figura 3.14: Fluxograma do método perturba e observa modificado. Fonte: Autora [58]

Para estimar o valor de irradiação, o processo para de buscar o MPPT, mantendo a tensão constante, fazendo com que a tomada desta decisão utilize um passo de integração a cada dois. Assim, a velocidade deste método é metade daquela do método convencional [58].

#### F) MÉTODO ESTIMA, PERTURBA E PERTURBA

O último dos métodos da classe de perturbação é o método estima, perturba e perturba e tenta fazer com que a velocidade do P&OM aumente, ainda estimando os valores de mudança de irradiação e temperatura. Seu fluxograma está na figura 3.15.

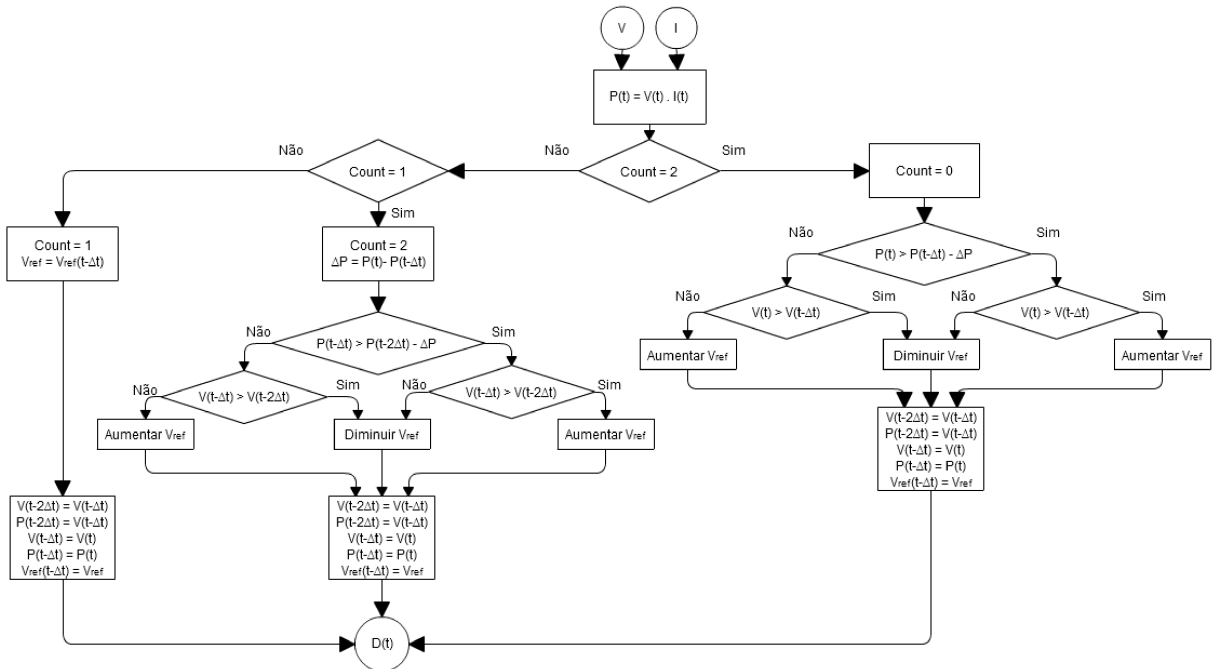


Figura 3.15: Fluxograma do método estima, perturba e perturba. Fonte: Autora [58]

Comparado com o método P&OM, este é 33% mais rápido por ter, a cada três passos, dois passos ativos de perturbação e apenas um de estimativa.

### G) MÉTODO DA CONDUTÂNCIA INCREMENTAL

O método de condutância incremental se baseia nos valores de condutância instantânea e incremental do arranjo. São necessárias medidas de corrente e de tensão e, por meio destas, pode-se derivar a potência obtida pela tensão, resultando a equação 3.15 [57].

$$\frac{\partial P}{\partial V} = \frac{\partial(V * I)}{\partial V} = I + V \frac{\partial I}{\partial V} \tag{3.15}$$

Dividindo todos os termos de 3.15 pela tensão, tem-se a equação 3.16:

$$\frac{1}{V} * \frac{\partial P}{\partial V} = \frac{I}{V} + \frac{\partial I}{\partial V} \tag{3.16}$$

Onde, para 3.15 e 3.16:

$P$  Potência do arranjo, em Watts (W).

- $V$  Tensão do arranjo, em Volts (V).  
 $I$  Corrente do arranjo, em Ampères (A).

Como a tensão sempre é positiva, o sinal da derivada da potência pela tensão é a soma da condutância instantânea e a condutância incremental, como mostrado em 3.16. Desta forma é possível descobrir em que lado da curva de potência o sistema se encontra (e quando o sistema se encontra no MPPT), já que neste ponto a equação 3.16 se mostra como zero não sendo preciso modificar o ciclo de trabalho. A figura 3.16 mostra o fluxograma deste método.

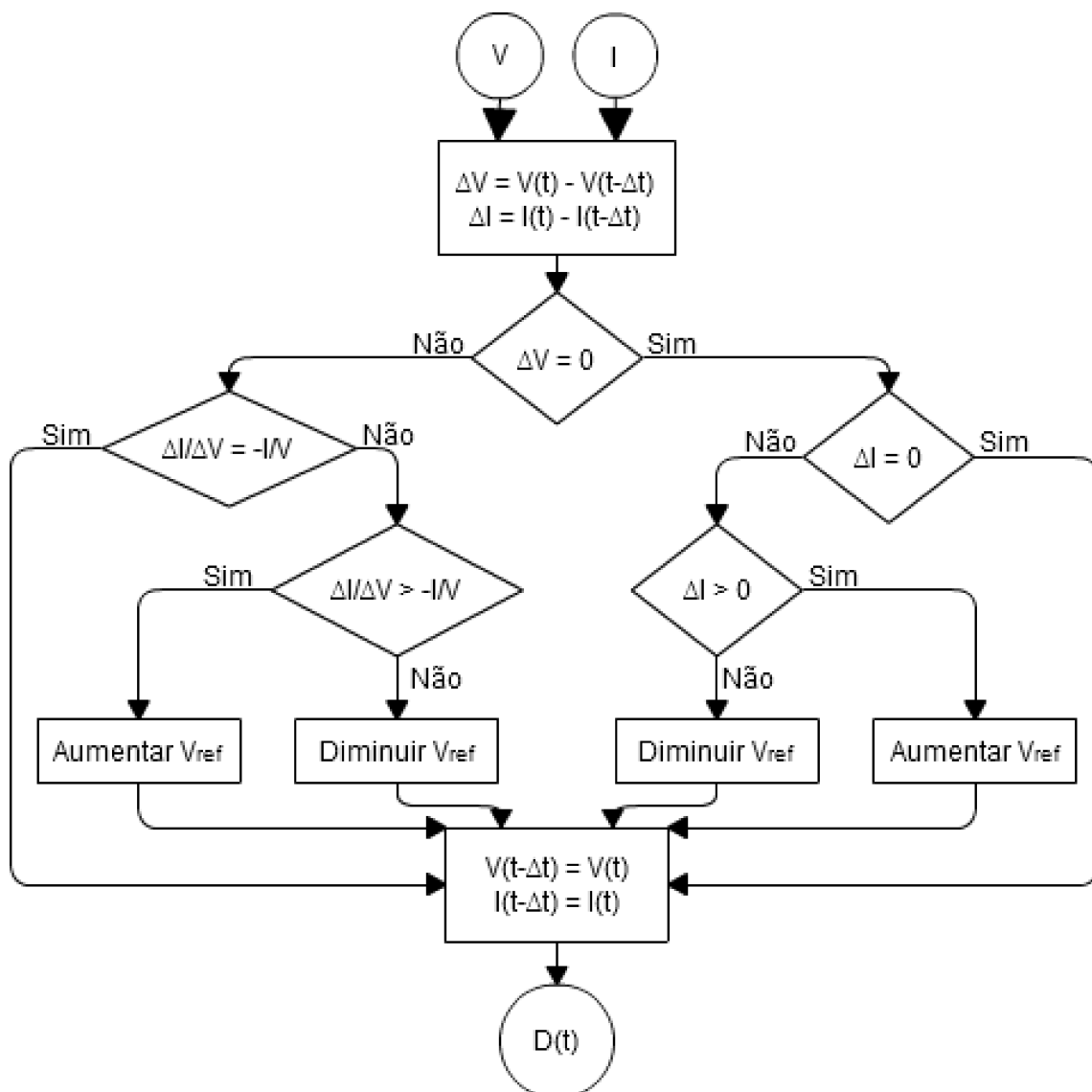


Figura 3.16: Fluxograma do método da condutância incremental. Fonte: Autora [57]

A forma de busca do MPPT é semelhante aos métodos de perturbação e observação, já que têm em comum o mesmo princípio de *Hill Climbing*. [57]





## I) MÉTODO DE OSCILAÇÃO DO SISTEMA

O método de oscilação do sistema é baseado no princípio da máxima transferência de potência e utiliza oscilações para determinar o ponto de ótima operação. Em painéis fotovoltaicos, o MPPT pode ser encontrado igualando-se a razão entre o pico da resistência dinâmica e o dobro da resistência interna do painel. Com a aplicação de filtros é possível descobrir esta razão a partir da medida de tensão. Seu fluxograma é apresentado na figura 3.18.

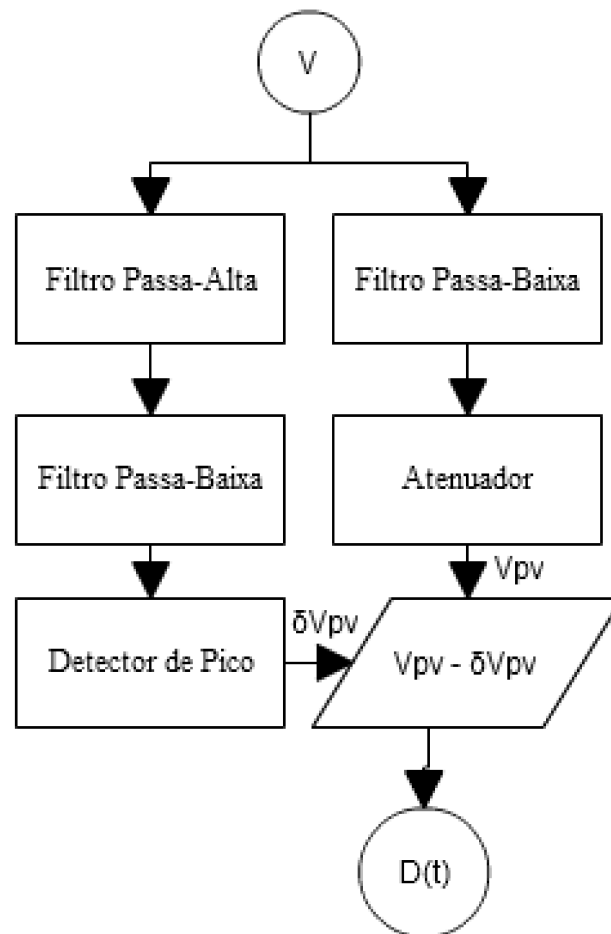


Figura 3.18: Fluxograma do método de oscilação do sistema. Fonte: Autora [56] [59]

Este método provoca o erro entre a amplitude de oscilação, proporcional ao pico de resistência dinâmica, e o valor médio da tensão, proporcional ao dobro da resistência interna do painel, pela aplicação do filtro passa baixa, do passa faixa e do subtrator. Com esta diferença é possível alterar o índice de modulação proporcional ao erro obtido, aproximando, assim, o painel ao MPPT.

Este método requer apenas a medição de tensão e sua implementação pode ser feita utilizando circuitos analógicos, fazendo com que este seja um método vantajoso [56] [59].

J) MÉTODO CORRELAÇÃO DE RIPPLE

Também baseado no princípio da máxima transferência de potência, o método de correlação de Ripple utiliza oscilações para determinar o ponto ótimo com a vantagem de não necessitar de profundo conhecimento dos parâmetros do painel em que ele será aplicado. Seu fluxograma está apresentado na figura 3.19.

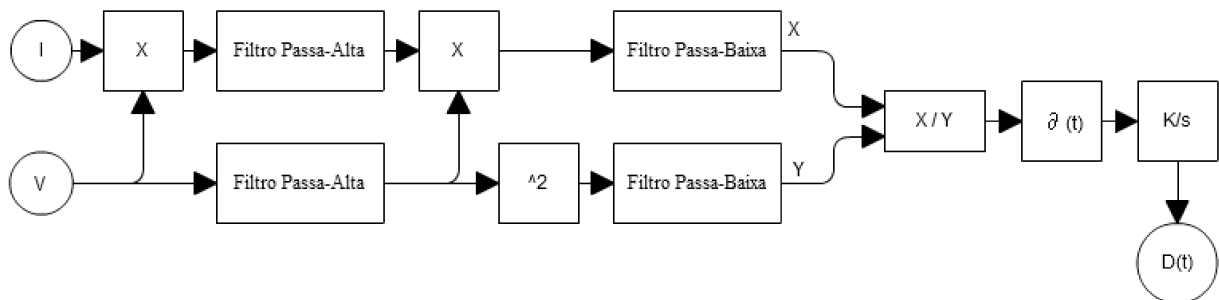


Figura 3.19: Fluxograma do método de correlação de Ripple. Fonte: Autora

O método começa por medir a tensão e a corrente do painel fotovoltaico e, a partir destes, calcular a potência. Aplica-se, então, as variáveis tensão e potência a filtros passa alta, para retornar apenas os componentes de alta-frequência, a partir dos quais se calcula a derivada da potência pela tensão do painel.

O sinal da derivada permite ao controle deduzir em que zona da curva de potência o painel fotovoltaico se encontra. A variável é, então, integrada, calculando-se assim a tensão de referência que irá colocar o painel para fornecer a potência máxima. Esse valor é comparado com a tensão real do painel, gerando-se um sinal de erro para alterar o índice de modulação e, assim, aproximar o painel do ponto de potência máximo. [56] [59]

K) MÉTODO BETA

A partir das características de corrente e tensão de um painel, pode-se chegar à relação  $\beta$  apresentada na equação 3.17, tendo sua constante  $c$  apresentada na equação 3.18.

$$\beta = \ln\left(\frac{I_{pv}}{V_{pv}}\right) - c * V_{pv} = \ln(I_o * c) \tag{3.17}$$

$$c = \frac{q}{\eta * k * T * N_s} \tag{3.18}$$

Onde:

$I_{pv}$  Corrente do arranjo, em Ampères (A).

$V_{pv}$  Tensão do arranjo, em Volts (V).

$I_o$  Corrente de saturação da passagem pela junção p-n, em Ampères (A).

$q$  Carga do elétron,  $1,60217657 * 10^{-19}$  Coulombs (C).

$\eta$  Fator de qualidade da junção p-n do painel (entre 1 e 2), adimensional.

$k$  Constante de Boltzmann,  $1,3806488 * 10^{-23}$  quilograma metros quadrados por Kelvin segundo quadrado ( $m^2 \text{ kg s}^{-2} \text{ K}^{-1}$ )

$T$  Temperatura, em Kelvin (K)

$N_s$  Quantidade de módulos em série, adimensional.

O fluxograma do método é apresentado na figura 3.20.

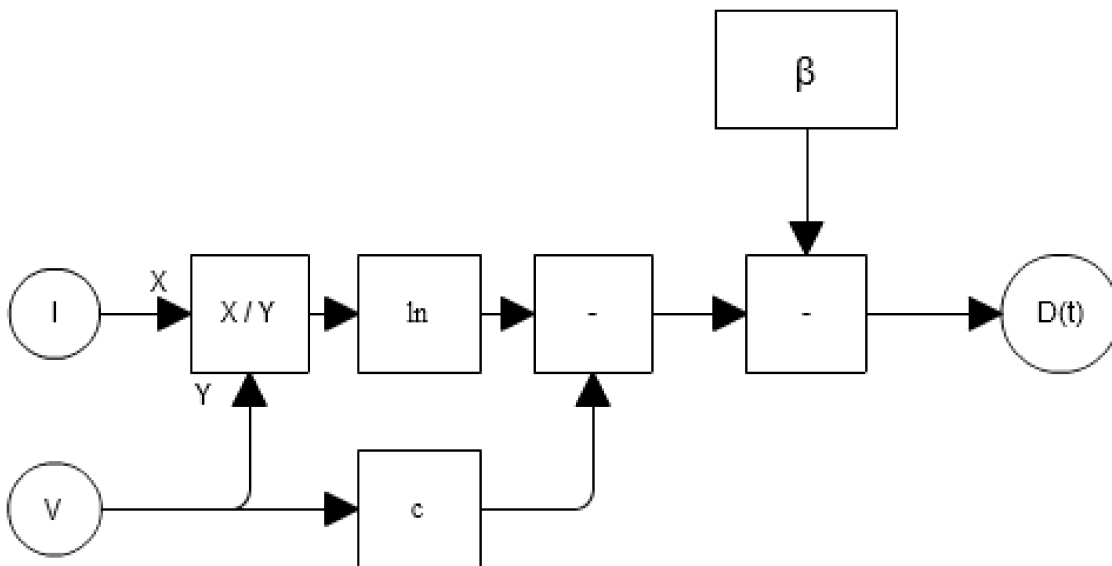


Figura 3.20: Fluxograma do método Beta. Fonte: Autora [56]

Observa-se que o valor de  $\beta$  se encontra numa banda estreita, na qual o painel fotovoltaico fica no estado de potência máxima. Este método não permite que se atinja o ponto exato de potência máxima, mas é capaz de colocar o painel num estado muito próximo de forma rápida, através de grandes etapas iterativas. Uma vez atingida a banda o método deve ser substituído por um dos outros convencionais, com etapas iterativas pequenas para atingir com maior precisão o ponto de potência máxima do painel fotovoltaico. [56] [59]

## L) MÉTODO DE TEMPERATURA

O método de temperatura utiliza funcionalidades do método de tensão constante, atualizando o valor de tensão do ponto de máxima potência através de uma correção nesta variável com sensores de temperatura na superfície do painel. Esta correção é interessante uma vez que a tensão no MPP varia com a mudança de temperatura. Seu fluxograma é visto na figura 3.21.

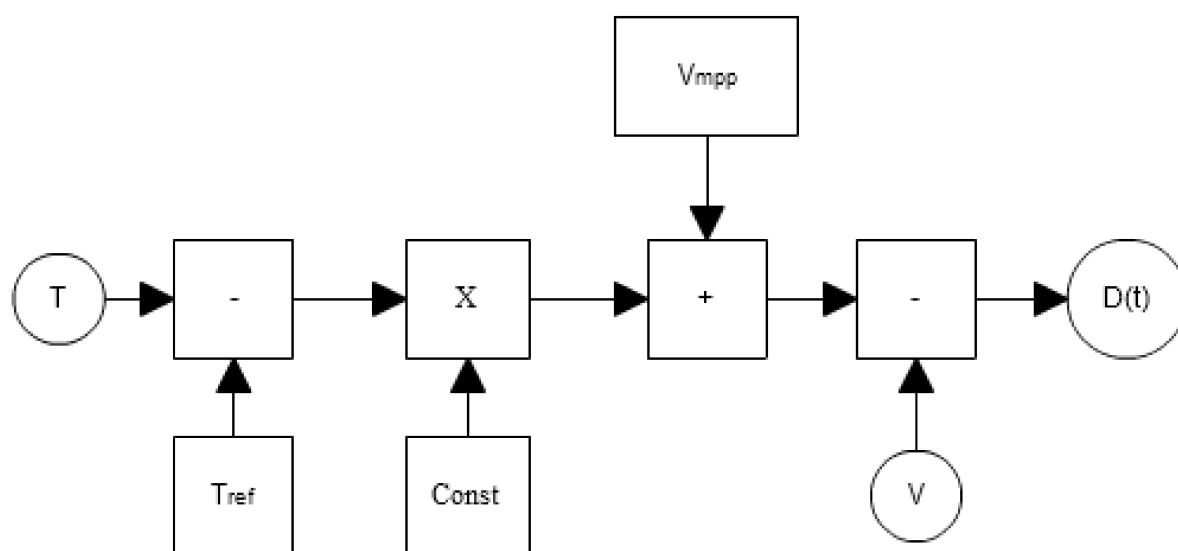


Figura 3.21: Fluxograma do método de Temperatura. Fonte: Autora [59]

Como este método rastreia a tensão do painel e a correção dada pelo sensor de temperatura é lenta, dada a inércia do sistema, o sensor mantém a alta rastreabilidade com pouca oscilação no ponto de máxima potência, além de simplicidade de implementação [59].

## 3.7.2 MODELAGEM COMPUTACIONAL

A modelagem computacional dos métodos de MPPT foi feita em MODELS para os doze métodos. Foi tomado o cuidado para que, havendo necessidade, fiquem claros os dados que devem ser informados para cada método, assim como as conexões dos blocos com o sistema, que foram padronizados para se encaixar, no ATPDraw, no mesmo local quando houver a mesma necessidade de conexão.

Os blocos utilizados no ATPDraw estão ilustrados na figura 3.22.

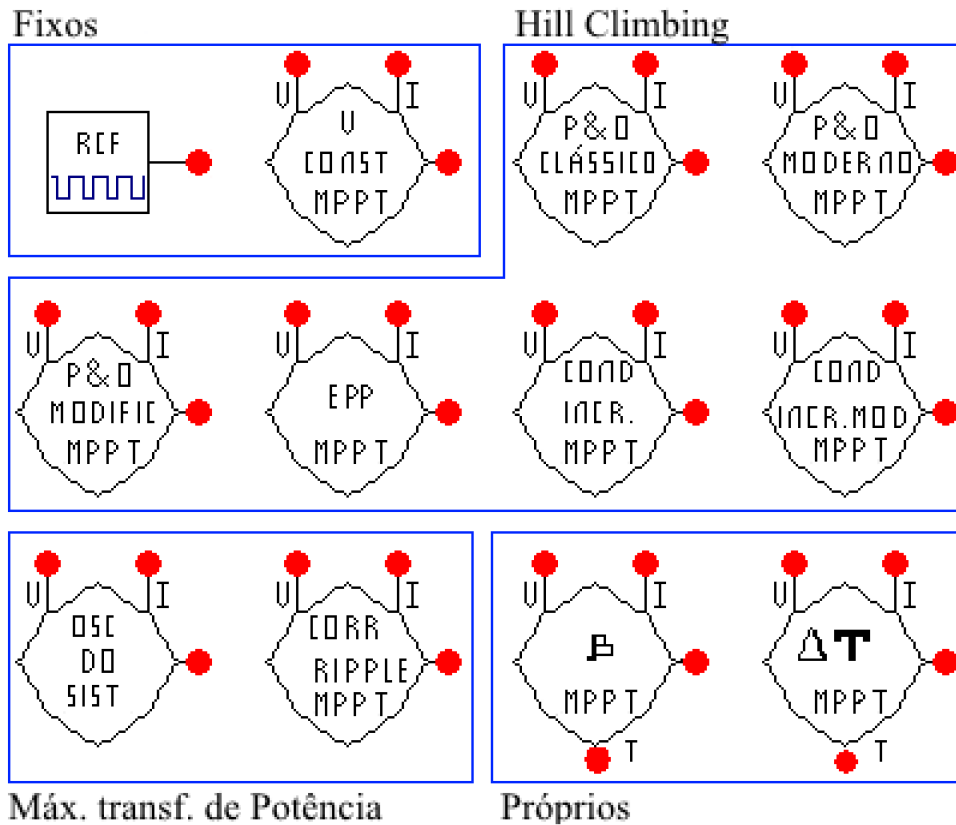


Figura 3.22: Modelagem dos métodos de MPPT utilizados. Fonte: Autora.

Na figura, os métodos estão separados por princípios de funcionamento. No primeiro quadro, tem-se os métodos baseados em valores fixos, de Razão Cíclica Fixa e de Tensão Constante. No segundo, estão os baseados em *Hill Climbing*, Perturba e Observa Clássico, Perturba e Observa, Perturba e Observa Modificado, Estima Perturba e Perturba, Condutância Incremental e Condutância Incremental Modificada. No terceiro, estão os métodos baseados na máxima transferência de potência, são os métodos de Oscilação do Sistema e de Correlação de Ripple. No último, os métodos de princípios próprios, método Beta e de Temperatura.

### 3.8 MODELAGEM DO CONVERSOR ELEVADOR DE TENSÃO

Foi utilizado um conversor contínuo do tipo Boost, ou seja, elevador de tensão. A elevação da tensão será feita para que fique ao mesmo nível da tensão da rede. A utilização do dispositivo foi escolhida por não ser comum a utilização de conversores Buck (abaixadores) em instalações prediais, que contam com um número baixo de módulos em série, já que módulos em paralelo não elevam a tensão do conjunto.

Na cidade de Uberlândia/MG, por exemplo, a potência média das instalações solares em

residências em áreas urbanas é de 2,7 kW, aproximadamente 20 módulos por residência. Considerando a instalação como duas strings em paralelo de 10 módulos seriais, tem-se uma tensão de, em média, 177 Volts, considerada baixa para inversão e conexão com a rede [62].

### 3.8.1 MODELAGEM MATEMÁTICA

O conversor Boost tem dois estágios de funcionamento, o primeiro quando o interruptor se encontra fechada e o segundo quando esta é aberta. No primeiro estágio, a corrente circula pelo indutor, que gera um campo magnético e o polariza. No segundo, a corrente estará reduzida com a alta impedância. O campo magnético, então, é destruído para manter a corrente fluindo para a carga, a polaridade do indutor é revertida, resultando em duas fontes em descarga e aumentando a tensão na saída. A figura 3.23 apresenta o conversor Boost e seus dois estágios de operação.

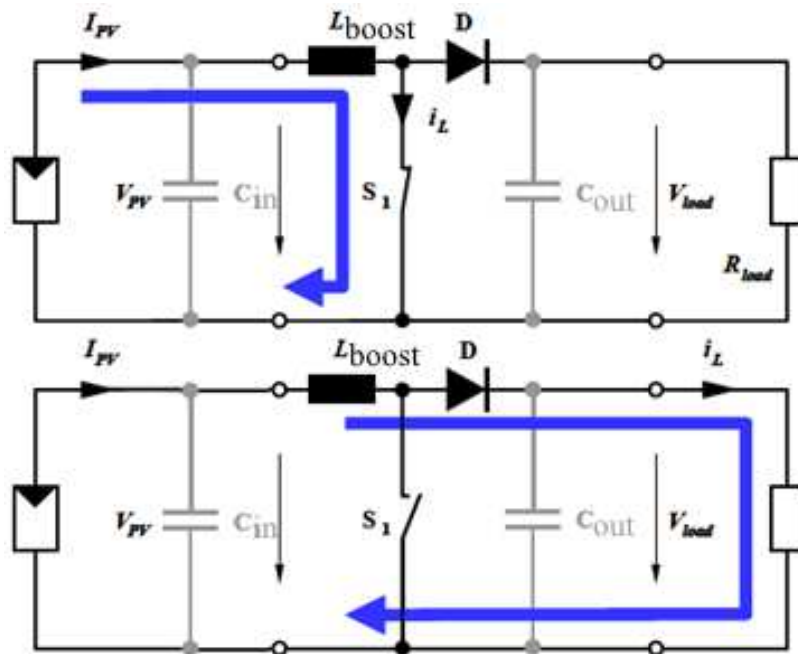


Figura 3.23: O funcionamento de um conversor Boost. [63] (Modificado)

Para o cálculo do valor do indutor do boost e do capacitor de entrada, devem ser utilizadas as equações 3.19 e 3.20, onde são definidos os valores de suas variáveis nas equações 3.21 e 3.22. [64]

$$L_{boost} = \frac{V_{in} * D}{f_{chave} * \Delta I} \tag{3.19}$$

$$C_{in} \geq \frac{\frac{P_{in}}{V_{in}} * D}{f_{chave} * V_{in} * Rip_{tens}} \quad (3.20)$$

$$D = \left(1 - \frac{V_{in}}{V_{out}}\right) \quad (3.21)$$

$$\Delta I = Ripple I_{admitido} * \frac{P_{in}}{V_{in}} \quad (3.22)$$

Onde:

$L_{boost}$	Indutância do indutor do boost, em Henrys (H)
$C_{in}$	Capacitância de entrada, em Farads (F).
$V_{in}$	Tensão de entrada do boost, em Volts (V).
$D$	Razão cíclica do chaveamento, do inglês <i>Duty Cycle</i> , adimensional.
$f_{chave}$	Frequência de chaveamento do boost, em Hertz (Hz)
$\Delta I$	Corrente de entrada com ondulação desejada, em Ampères (A).
$V_{out}$	Tensão de saída do boost, em Volts (V).
$Ripple I_{admitido}$	Ondulação admitida na corrente, em Ampères (A).
$P_{in}$	Potência de entrada do boost, em Watts (W).

Com os valores do indutor e do capacitor de entrada definidos, é calculado o capacitor de saída pela equação 3.23.

$$C_{out} = \frac{\left(\frac{\sqrt{2} * V_{rede}}{V_{out}} - \frac{1}{\eta * V_{in}}\right) * P_{in}}{4 * \pi * V_{out} * Ripple V_{admitido}} \quad (3.23)$$

Onde:

$C_{out}$	Capacitância de saída, em Farads (F)
$V_{rede}$	Tensão da rede, em Volts (V).
$\eta$	Rendimento do inversor, adimensional.
$Ripple V_{admitido}$	Ondulação admitida na tensão de saída do boost, em Volts (V).



O capacitor de saída do boost pode ser definido também como capacitor de entrada do inversor de frequência e, como está apresentado nesta seção, não será reapresentado posteriormente. [64]

### 3.8.2 MODELAGEM COMPUTACIONAL

A aplicação do boost no ATPDraw utiliza dois capacitores CAP\_RS e um indutor IND\_RP. O interruptor é controlado por TACS e recebe o sinal do MPPT, que é padronizado para qualquer dos MPPTs apresentados no item 3.6. O sistema ainda conta com um diodo, assim como visto na figura 3.23.

Utilizando as equações 3.19 a 3.23, é possível organizar os dados para a obtenção automática dos valores dos componentes em uma planilha de dados, qualquer que seja o sistema de módulos fotovoltaicos utilizados, o boost se comportará de forma correta para gerar a entrada do inversor. Os componentes utilizados nas simulações computacionais estão na tabela 3.4.

Tabela 3.4: Definições básicas do Boost para as simulações computacionais.  
Fonte: Autora.

<b>Tipo</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidade</b>
Tensão de entrada	141,6	V
Potência	1.080	W
Tensão de saída	400	V
Frequência de chaveamento	50.000	Hz
Ondulação de tensão	1%	V
Ondulação de corrente	50%	A
Saída inversor	311	V
Rendimento	93%	Adimensional
Frequência da rede	60	Hz
Relação M	77%	Adimensional
Resistência de saída	148,148	Ohm
Razão cíclica	0,6460	Adimensional
Corrente de entrada	7,6271	A
Corrente de saída	2,7	A
Delta I	3,8136	A
Indutor	0,479	mH
Capacitor de entrada	69,59	uF
Capacitor de saída	303,43	uF

Com os valores dos componentes definidos, devendo apenas passá-los aos valores comerciais, deve-se acrescentar o interruptor controlado por sinal de TACS. Para a correta operação do sistema de chaveamento, deve-se deixar marcados os parâmetros CLOSED e GIFU. O parâmetro CLOSED garante que o interruptor esteja fechado em regime permanente, ou no instante de tempo anterior à simulação. Já o parâmetro GIFU checa todos os diodos e tiristores. O diodo/tiristor, se estiver diretamente polarizado com uma tensão maior que a máxima tensão direta, estará em modo de condução, e se a corrente for maior que a máxima reversa estará em bloqueio.

Com o uso do GIFU os problemas numéricos são reduzidos, mas o tempo de simulação é gravemente afetado, tornando lento o processo, já que a cada instante de tempo todos os interruptores, diodos e tiristores são checados.

### 3.9 MODELAGEM DO INVERSOR DE FREQUÊNCIA

Conversores do tipo de corrente contínua para corrente alternada (CC-CA) são circuitos eletrônicos denominados inversores. Para este trabalho foi utilizado um inversor CC-CA, cujo objetivo é produzir uma tensão de saída senoidal CA, com controle de magnitude e frequência provinda de uma tensão de entrada CC.

Os dispositivos dos inversores são classificados devido à sua entrada. Se a entrada for do tipo fonte de corrente, o inversor é do tipo Inversor de Fonte de Corrente (CSI - *Current Source Inverter*) e utiliza um filtro capacitivo para a conexão. Se a entrada for uma fonte de tensão, o inversor deve ser do tipo Inversor de Fonte de Tensão (VSI – *Voltage Source Inverter*) e utiliza um indutor de acoplamento.

Mesmo sabendo que o gerador fotovoltaico se caracterizar como uma fonte de corrente, já que a corrente de saída tende a permanecer constante, nesta dissertação será utilizado o inversor do tipo VSI, devido à conexão do inversor com o conversor CC-CC, que passa a ter característica de uma fonte de tensão.

#### 3.9.1 MODELAGEM MATEMÁTICA

O modelo de um inversor se divide em três partes principais: o elo CC, o inversor em si

e o indutor de acoplamento. A figura 3.24 ilustra a utilização do inversor.

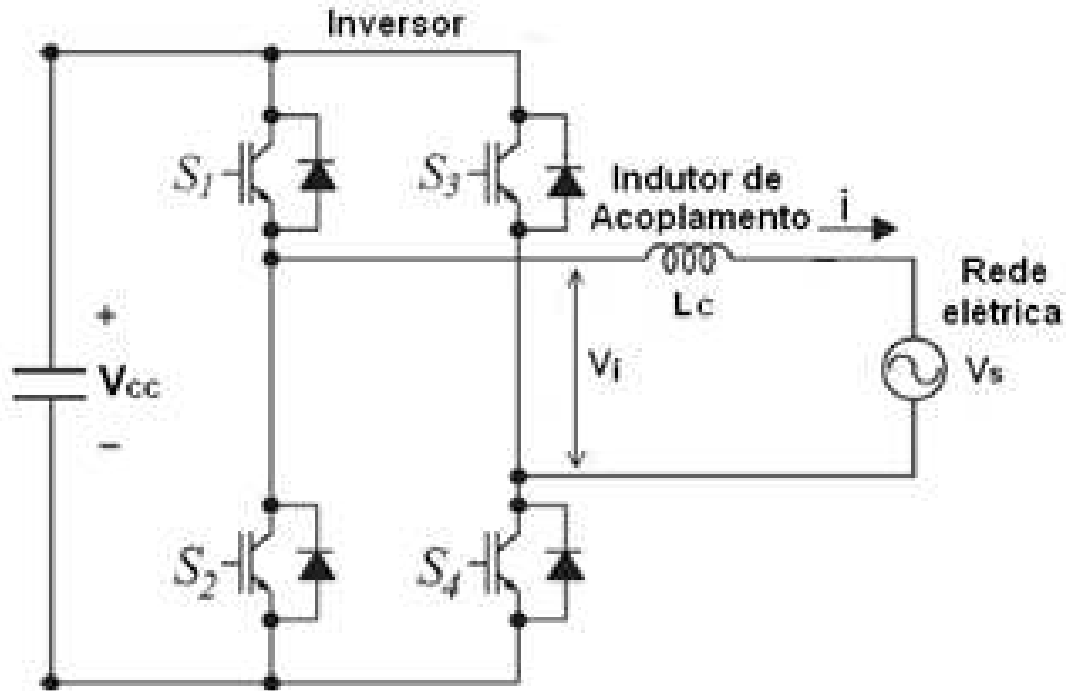


Figura 3.24: Inversor monofásico conectado à rede elétrica. [60]

Com a necessidade de manter a tensão de entrada praticamente constante com reduzidas oscilações, é utilizado um filtro capacitivo na parte CC do sistema, que é chamado de elo CC.

O inversor, para conexões monofásicas, é constituído de um conjunto de quatro interruptores semicondutores controlados, que na figura 3.24 são  $S_1$ ,  $S_2$ ,  $S_3$  e  $S_4$ . De acordo com sua frequência de chaveamento, a tensão CA pode ser variada em amplitude e frequência.

A lógica para o disparo do conjunto de chaveamento é responsável pela manobra correta de abertura e fechamento dos interruptores, para que o sinal de saída CA esperado faça sentido. O controle mais comum em inversores do tipo VSI é o controle PWM, em que a definição do instante de operação é realizada pela comparação de um sinal senoidal com uma onda triangular. [60]

### 3.9.2 MODELAGEM COMPUTACIONAL

O inversor, como modelado, possui quatro terminais de operação, dois para a conexão CC e dois para a conexão CA, além de quatro terminais de controle, onde são inseridos os sinais de manobra de chaveamento. A figura 3.25 apresenta o formato utilizado para o inversor no ATPDraw.

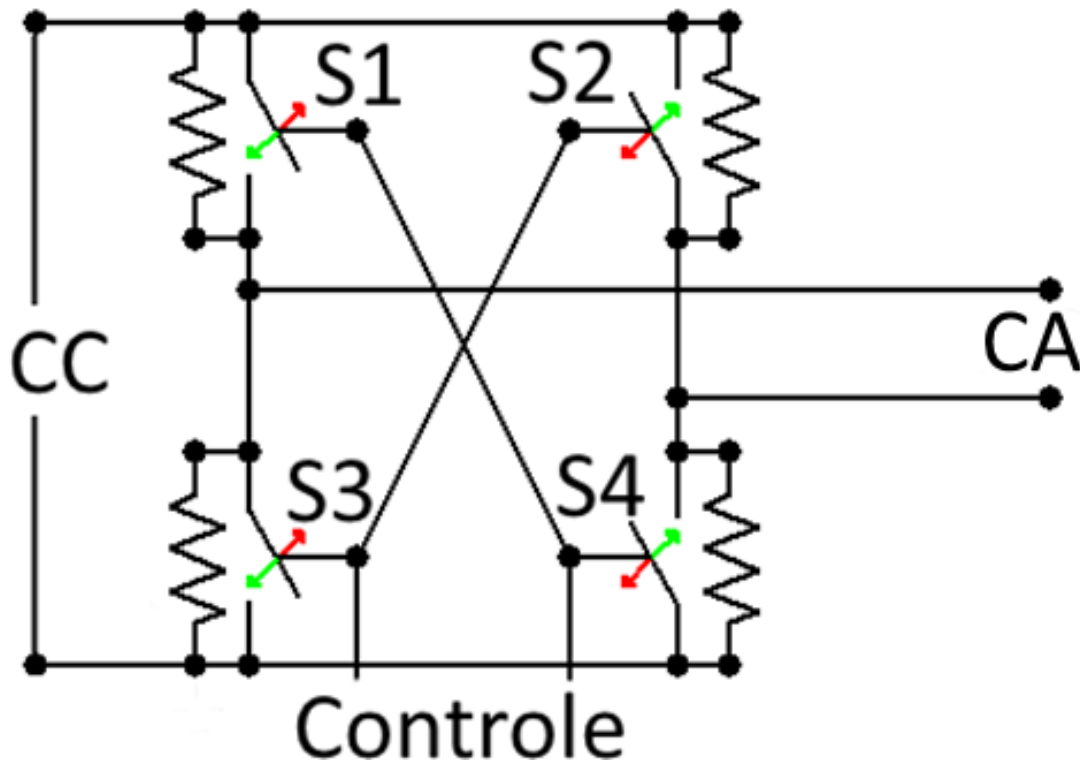


Figura 3.25: Modelagem do inversor. Fonte: Autora.

O inversor utilizado é do tipo ponte completa (*full-bridge*), ou seja, os interruptores S1 e S2 devem trabalhar de forma complementar, assim como S3 e S4. A tabela de estados é mostrada na tabela 3.5 e a figura 3.26 o funcionamento em cada estado com o sentido da corrente representado por setas.

Tabela 3.5: Funcionamento do inversor.

Fonte: Autora.

Estado	S1	S2	S3	S4
1	ON	OFF	OFF	ON
2	OFF	ON	ON	OFF

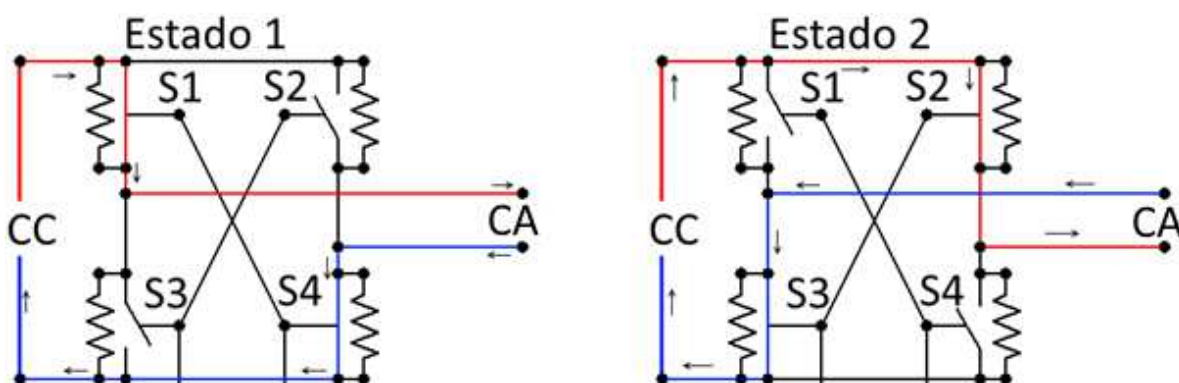


Figura 3.26: O funcionamento do inversor em cada estado. Fonte: Autora.

### 3.10 INDUTÂNCIA DE ACOPLAMENTO COM A REDE

O indutor conectado entre a saída do inversor e a rede permite o controle da corrente que flui entre os dois sistemas. Como o inversor tem especificado a sua entrada, sua saída e o rendimento, é possível encontrar a razão cíclica média, representada por  $D_{médio}$ , vista na equação 3.24.

$$D_{médio} = \frac{V_{out} + V_{in}}{2 * V_{in}} \quad (3.24)$$

Onde:

$D_{médio}$  Razão cíclica média, adimensional.

$V_{out}$  Tensão de saída do inversor, em Volts (V).

$V_{in}$  Tensão de entrada do inversor, em Volts (V).

Para encontrar o valor da ondulação de corrente é utilizada a equação 3.25, com suas variáveis apresentadas nas equações 3.26 e 3.27.

$$\Delta I = Ripple_{Iadmitido} * I_{pico} \quad (3.25)$$

$$I_{pico} = \frac{2 * P_{out}}{V_{out}} \quad (3.26)$$

$$P_{out} = P_{pv} * \eta_{conversor} * \eta_{inversor} \quad (3.27)$$

Onde:

$\Delta I$  Ondulação de corrente na indutância de acoplamento, em Ampères (A).

$Ripple I_{admitido}$  Ondulação admitida na corrente, em Ampères (A).

$I_{pico}$  Corrente de pico no indutor de acoplamento, em Ampères (A).

$P_{out}$  Potência de saída do inversor, em Watts (W).

$P_{pv}$  Potência gerada no sistema fotovoltaico, em Watts (W).

$\eta_{conversor}$  Rendimento do conversor CC-CC, adimensional.

$\eta_{inversor}$  Rendimento do inversor, adimensional.

E, finalmente, encontra-se o valor da indutância de acoplamento com a equação 3.28.

$$L_{inv} = \frac{(2 * D_{m\u00e9dio} - 2 * D_{m\u00e9dio}^2)}{f * \Delta I} \quad (3.28)$$

Onde:

- $L_{inv}$  Indutância de acoplamento, em Henrys (H).  
 $D_{m\u00e9dio}$  Raz\u00e3o c\u00edclica m\u00e9dia do inversor, adimensional.  
 $f$  Frequ\u00eancia da rede, em Hertz (Hz).  
 $\Delta I$  Ondula\u00e7\u00e3o de corrente para a indut\u00e2ncia de acoplamento, em Amp\u00e8res (A).

Para a modelagem computacional \u00e9 utilizado um simples bloco indutor com o valor calculado pelas equa\u00e7\u00f5es anteriores com os resultados vistos na tabela 3.6. [64]

Tabela 3.6: Defini\u00e7\u00f5es b\u00e1sicas do Inversor para as simula\u00e7\u00f5es computacionais.  
 Fonte: Autora.

Tipo	Valor	Unidade
Tens\u00e3o de entrada	400	V
Tens\u00e3o de sa\u00edda	311	V
D m\u00e9dio	0,889	Adimensional
Ondula\u00e7\u00e3o de corrente	0,1	A
Pot\u00eancia PV	1.080	W
Rendimento do conversor	0,93	Adimensional
Rendimento do inversor	0,96	Adimensional
Pot\u00eancia de sa\u00edda	964,224	W
Corrente de pico	6,201	A
Ondula\u00e7\u00e3o de corrente admitido	0,6201	A
Frequ\u00eancia	50.000	Hz
Indut\u00e2ncia de acoplamento	2,55	mH

### 3.11 A MALHA DE CAPTURA DE FASE

A malha de captura de fase \u00e9 um circuito que atraca a frequ\u00eancia e o \u00e2ngulo de fase do sistema \u00e0 rede, observando como se comporta a segunda e modificando a primeira. Como o

sistema não pode ser atracado à rede em qualquer frequência e ângulo, sua saída deve ser sincronizada para que não haja distúrbios expressivos na rede.

### 3.11.1 MODELAGEM MATEMÁTICA

O esquema da malha de captura é mostrado na figura 3.27.

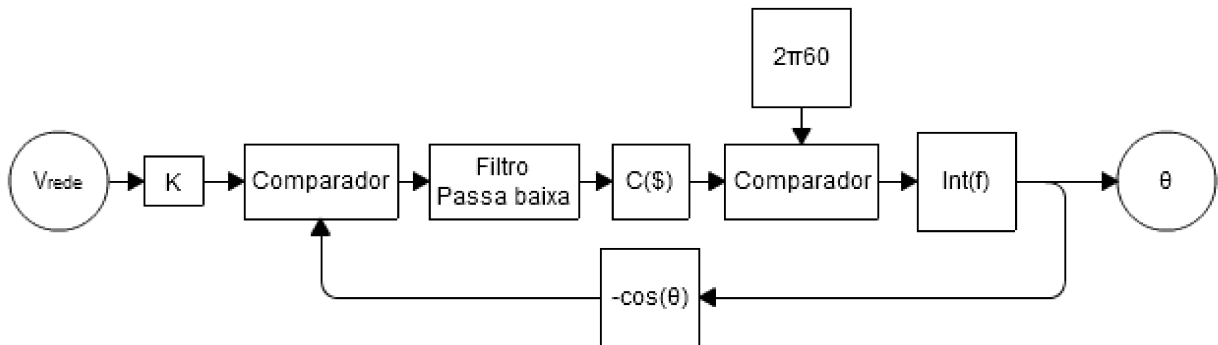


Figura 3.27: Malha de captura de fase. Fonte: Autora [60]

O sinal de tensão é medido pela diferença de tensão entre os terminais da rede e, para tornar o valor unitário em condições normais de operação, é ajustado pela razão do inverso do pico da tensão nominal da rede ( $K$ ). Então, este sinal é multiplicado, no primeiro comparador, pelo sinal cossenoidal negativo da realimentação do *PLL*, resultando no dobro da frequência dos sinais de entrada e realimentação. A aplicação do filtro passa-baixa elimina os sinais de alta frequência, retirando do controle possíveis harmônicos da entrada. A seguir, é implementado o compensador do tipo proporcional integrador, gerando o sinal da frequência angular em radianos por segundo. É feita a comparação do sinal da frequência angular gerada pelo controlador com a frequência angular para um sistema em  $60\text{ Hz}$  e então é feita a integração do sinal, resultando no ângulo  $\theta$ , que é a fase do sinal. [60]

### 3.11.2 MODELAGEM COMPUTACIONAL

A modelagem da malha de captura foi feita em linguagem MODELS, com o controle PI em TACS. Seu desenvolvimento no ATPDraw pode ser visto na figura 3.28.

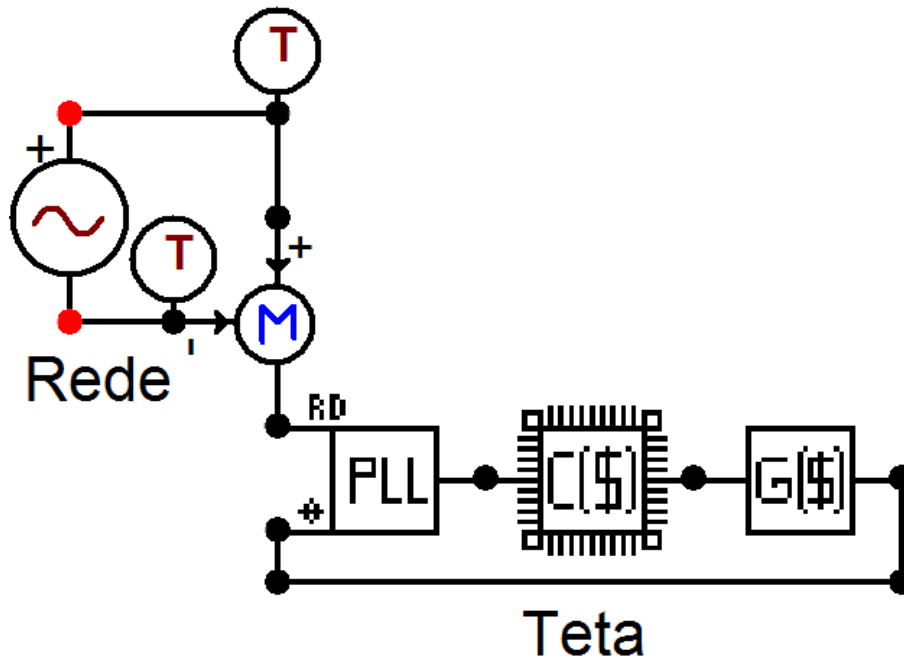


Figura 3.28: Esquema de ligação do PWM. Fonte: Autora.

A diferença de tensão nos terminais da rede é inserida para a primeira entrada do bloco PLL, onde se é aplicada a primeira comparação. O bloco C (\$) é composto de um controlador acoplado a um filtro passa-baixa e, por fim, o bloco G (\$) trata o sinal do controlador e o integra, a fim de solucionar o ângulo  $\theta$ .

### 3.12 CONTROLE DA CORRENTE INJETADA NA REDE

O controle do inversor é composto por duas malhas de controle, de corrente e de tensão. Quando conectado à rede, deve ter controle na corrente do indutor de acoplamento, já que a tensão da rede tem amplitude e frequência pré-estabelecidas. Assim, o controle de potência injetada é feito através do controle da corrente.

#### 3.12.1 MODELAGEM MATEMÁTICA

A formação da senoide da onda moduladora é composta de um controle de corrente e outro controle de tensão. A corrente controlada será aplicada no indutor de acoplamento, já que a tensão no barramento da rede tem amplitude e frequência estabelecidos por ela, então, por meio da corrente, tem-se o controle da potência injetada.

A equação 3.29 explicita como é feito o controle de corrente injetada na rede.



$$I = \frac{P_{ref}}{V_{rede_{RMS}}} * \sqrt{2} + \frac{V_{link\ CC} - V_{link\ CC_{Ref}}}{V_{link\ CC_{Ref}}} \quad (3.29)$$

Onde:

- $I$  Amplitude de corrente na malha de controle, em Ampères (A).  
 $P_{ref}$  Potência de referência injetada na rede, em Watts (W).  
 $V_{rede_{RMS}}$  Tensão eficaz da rede elétrica, em Volts (V).  
 $V_{link\ CC}$  Tensão no barramento CC, em Volts (V).  
 $V_{link\ CC_{Ref}}$  Tensão de referência no barramento CC, em Volts (V).

A corrente passa por um limitador, para definir a amplitude que será utilizada e tem sua forma definida pelo sinal de fase gerado no PLL. Assim, é feita a comparação com o valor medido na rede e o erro passa por um controlador do tipo proporcional integrador (PI) e, finalmente, é feita a modulação por largura de pulso (PWM) para o envio correto do sinal aos interruptores do inversor.

A escolha de um controle do tipo PI se deu por sua simplicidade de sintonia, mas o sistema ainda pode utilizar um bloco do tipo proporcional, integrador e derivativo (PID), já que, como pode ser observado no Anexo IV, nos itens 3.6 e 3.7, que existe o ganho de derivação a ser inserido pelo usuário.

O controlador do tipo PI foi sintonizado utilizando o método de ajuste dos ganhos, onde é observado o comportamento do sistema a partir de determinados valores para os ganhos proporcional e integrador. Quando atingido o melhor resultado, este é considerado para o controle do sistema.

O controle PWM é mais utilizado em inversores VSI. A definição do instante de operação de cada interruptor é realizada pela comparação de um sinal senoidal com uma onda triangular, que deve ser de frequência alta o suficiente para que a corrente seja controlada. Caso a senoide seja maior que a portadora triangular, a saída do comparador manda um sinal verdadeiro para o chaveamento (1 ou *ON*). Caso ocorra o contrário, é enviado um sinal falso (0 ou *OFF*). [60]

Na figura 3.29 são mostrados como resultados os comparativos positivo e negativo, aplicando-se uma porta do tipo NOT à saída do controle, sendo este o resultado desejado para que a tabela 3.5 seja verdadeira.

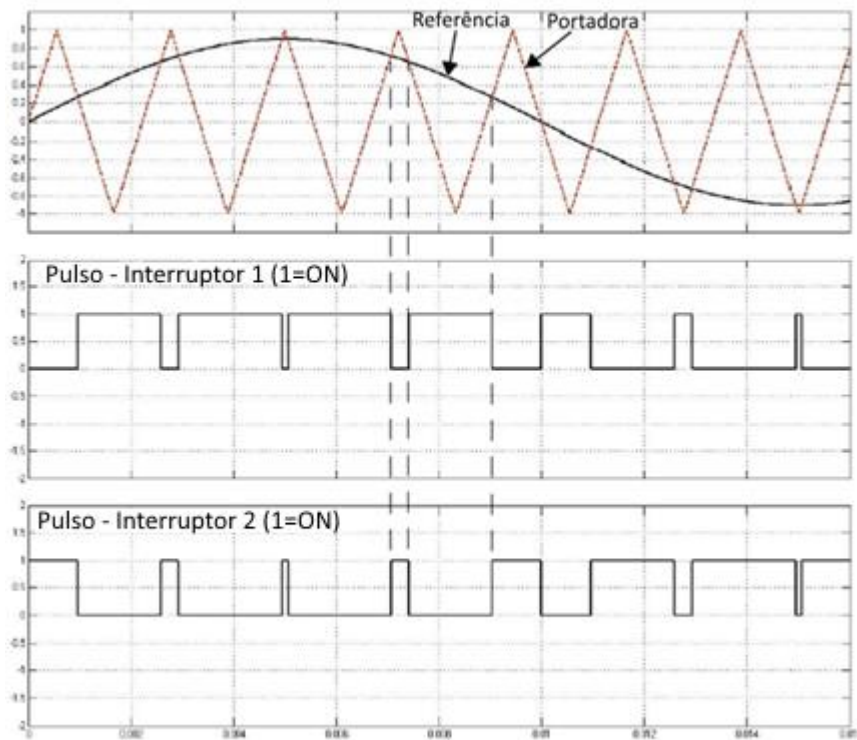


Figura 3.29: Funcionamento de um controle *PWM* com saída *NOT*. Traduzido [61]

### 3.12.2 MODELAGEM COMPUTACIONAL

O sistema de controle de corrente, como desenvolvido no ATPDraw, está apresentado na figura 3.30

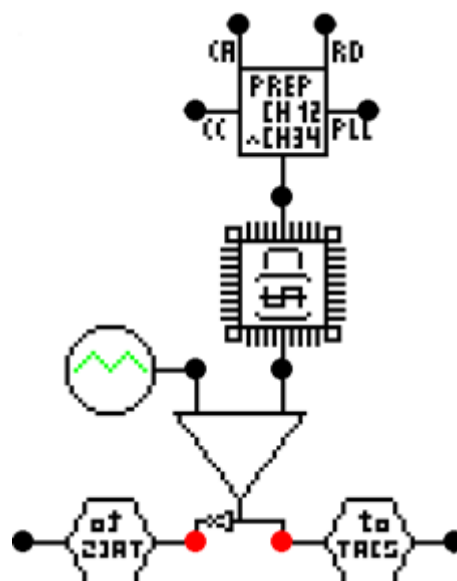


Figura 3.30: Controle da corrente injetada na rede com PWM. Fonte: Autora.

A modelagem consiste em três partes, a preparação e coleta de dados para o controlador, onde são inseridos os sinais de Tensão do *link CC*, a corrente no indutor de acoplamento (CA), a diferença de potencial nos terminais da rede (RD) e o ângulo  $\theta$  provindo da malha de captura de fase (PLL). Este grupo é usado para calcular o determinado pelo item anterior.

O bloco de C (\$) é um controlador do tipo PI; os blocos de controle PWM se compõem do gerador de onda triangular, de formato circular, e o comparador, com seu formato característico triangular. Na saída do PWM são aplicados dois tipos de chaveamento, o normal para os interruptores 1 e 4 e outro com porta lógica NOT para os interruptores 2 e 3, conforme visto na tabela 3.5. Os módulos hexagonais são utilizados para passar o sinal de linguagem MODELS para TACS, já que o chaveamento é feito por interruptores controlados por sinais de TACS.

### 3.13 A REDE ELÉTRICA

A rede elétrica é a implementação de uma fonte alternada senoidal não aterrada (AC1PHUG). Foram escolhidos os valores de 311 Volts (220 Volts RMS) e 60 Hertz para seu funcionamento, além de definidos diferentes ângulos de fase da fonte, já que é interessante apresentar a malha de captura de fase atuando no sistema. [60]



## SIMULAÇÕES, RESULTADOS E ANÁLISES

### 4.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

As simulações apresentadas visam representar toda a capacidade do projeto desenvolvido. O primeiro rol de simulações mostra os efeitos no sistema fotovoltaico, sua aplicação nominal e as aplicações de resistências em série e paralelo, assim como a modificação na irradiação e na temperatura, e a aplicação de módulos em série e em paralelo.

O segundo ilustra simulações no conversor CC-CC do tipo Boost com um módulo fotovoltaico em sua entrada, a fim de comprovar a elevação de tensão. Em seguida, há testes com diferentes MPPTs, analisando e comparando-os nas mesmas condições operacionais.

Posteriormente serão feitas análises computacionais na malha de captura de fase, em que são inseridos distúrbios na rede para que o PLL atue. A unidade inversora é simulada a seguir, sendo testado o controle da corrente injetada e a saída modulada para o chaveamento.

Por fim, são feitas as simulações no sistema completo conectado à rede elétrica e são comparados 3 tipos diferentes de MPPT para as mesmas situações, esperando-se a obtenção de resultados próximos em todos os quesitos, visto que a mudança é feita apenas no bloco de controle.

Para cada tipo de simulação computacional foi utilizado um passo de integração que conseguia suprir a necessidade do sistema e, para cada simulação, o tempo necessário para o processamento do sistema foi diferente. A tabela 4.1 apresenta estes dados de forma organizada.

Tabela 4.1: Parâmetros do ATP para as análises computacionais.  
Fonte: Autora.

Seção	Passo de Integração	Tempo de processamento
4.2	0,01	Muito rápido (<1 segundo cada.)
4.3	$1 * 10^{-6}$	Lento (15 minutos).
4.4	$1 * 10^{-6}$	Lento (15 minutos cada).
4.5	0,001	Rápido (5 segundos).
4.6	$1 * 10^{-6}$	Mediano (30 segundos).
4.7	$1 * 10^{-6}$	Muito lento (>25 minutos cada).

Ao fim de cada simulação os arquivos de resposta foram convertidos para arquivos do tipo CSV para a utilização no Excel. A conversão em si pode ser considerada rápida, mesmo com passos de integração muito pequenos, já que é possível delimitar o número de pontos a serem exportados, totalizando uma média de um minuto para cada simulação.

Não foram apresentados problemas de memória e processamento no programa para os casos simulados, apenas notou-se que para a utilização simultânea do ATP na seção 4.7 foram apresentados erros, optando-se por deixar o programa processando em primeiro plano sem a utilização do computador durante o processamento.

As simulações para os sistemas analisados separadamente contêm termos diferentes da utilização em conjunto, onde sempre será explanada a alteração nas descrições. Isso se deve à necessidade de apresentar a robustez do sistema com diferentes tipos de configurações.

## 4.2 SIMULAÇÕES NO MÓDULO FOTOVOLTAICO

O sistema apresentado para este tipo de simulação é a conexão de um módulo fotovoltaico com uma carga, e modelagens de irradiação e temperatura incidentes na placa. A aplicação de resistências paralelas e série serão modificadas numericamente no modelo do gerador.

O método para a obtenção de curvas de corrente por tensão e potência por tensão é feito a partir de medições na carga que vão desde a tensão de circuito aberto ao curto-circuito nas mesmas condições de irradiação e temperatura. Para as simulações, será aplicada uma fonte de tensão do tipo rampa na saída do módulo; pela qual a corrente no terminal fotovoltaico será medida. A utilização da rampa de tensão facilita a visualização do resultado, já que a impressão das curvas se torna linear e não pontual para vários tipos de carga.

### 4.2.1 CASOS COM FATORES EXTERNOS

Neste primeiro caso verifica-se a resposta do módulo isolado com uma carga resistiva. Devem ser analisadas as curvas de corrente por tensão e comparadas estas com as apresentadas pelo fabricante em seu manual.

Para este caso foi escolhido o módulo da *China Sunergy*, ou *CSUN*. Trata-se de um

módulo do tipo silício monocristalino e conta com 60 células, sendo 6 linhas paralelas de 10 células em série. A escolha desse módulo para esta simulação se deve pelo fato de as curvas apresentadas no manual do fabricante estarem em boa qualidade, permitindo uma melhor comparação, e estarem presentes as variações de irradiação e de temperatura, confirmando as variações implementadas no modelo computacional.

Os parâmetros inseridos para a simulação são vistos na tabela 4.2, como fornecidos pelo fabricante para condições normais de teste (*Standard Test Conditions - STC*), com irradiação de 1000 W/m<sup>2</sup> e temperatura de 25°C.

Foi utilizado o software PV-Analysator [67] para a definição dos parâmetros faltantes, como a resistência série da conexão, que se utiliza de um banco de dados contendo os parâmetros das células encontradas no mercado. O desenho técnico, assim como as características físicas do módulo, pode ser encontrado no manual da CSUN, série 260-60M-BB. [66]

Tabela 4.2: Parâmetros do módulo fotovoltaico utilizado na seção 4.2.

Fonte: CSUN [66]

Modelo	CSUN (QSAR) 270-60M
Máxima potência	270
Tolerância (W)	3%
$V_{oc}$ (V)	38,3
$I_{sc}$ (A)	9,07
$V_{mpp}$ (V)	31,2
$I_{mpp}$ (A)	8,65
Eficiência	16,63%

Com o software PV-Analysator, ficou definido uma resistência serial interna de 0,44  $\Omega$  e o Fill Factor do módulo é de 78%.

#### A) EFEITO DA IRRADIAÇÃO

A primeira dupla de gráficos mostra a variação de irradiação nos módulos. O gráfico da figura 4.1 apresenta as curvas fornecidas no manual do fabricante, enquanto a figura 4.2 mostra o módulo simulado no ATP.

O gráfico dos dados obtidos na simulação foi montado de forma a maximizar a semelhança com o apresentado pelo fabricante, sendo iguais os eixos, as cores e os traços das curvas. Para os dois gráficos, no eixo horizontal se encontra a tensão em Volts no módulo, no

eixo vertical principal (esquerda), a corrente, em Ampères e no eixo vertical secundário a potência em Watts.

A temperatura da simulação foi mantida em 25° C, assim como informado no manual, e os níveis de irradiação modificados como na legenda acima das curvas.

A simulação computacional ocorreu no *ATP* e os gráficos foram montados no *Microsoft Excel*, com maiores possibilidades de edição que nos softwares incluídos no *ATPDraw*. Para a migração de dados, foi utilizada uma ferramenta do *ATP*; em seu *launcher* existe a opção de gravação de arquivo de saída em formato *CSV*, ou *Comma Separated Values* (valores separados por vírgula). No *Excel*, foi utilizada a opção de obter dados externos de arquivo de texto e criado o gráfico.

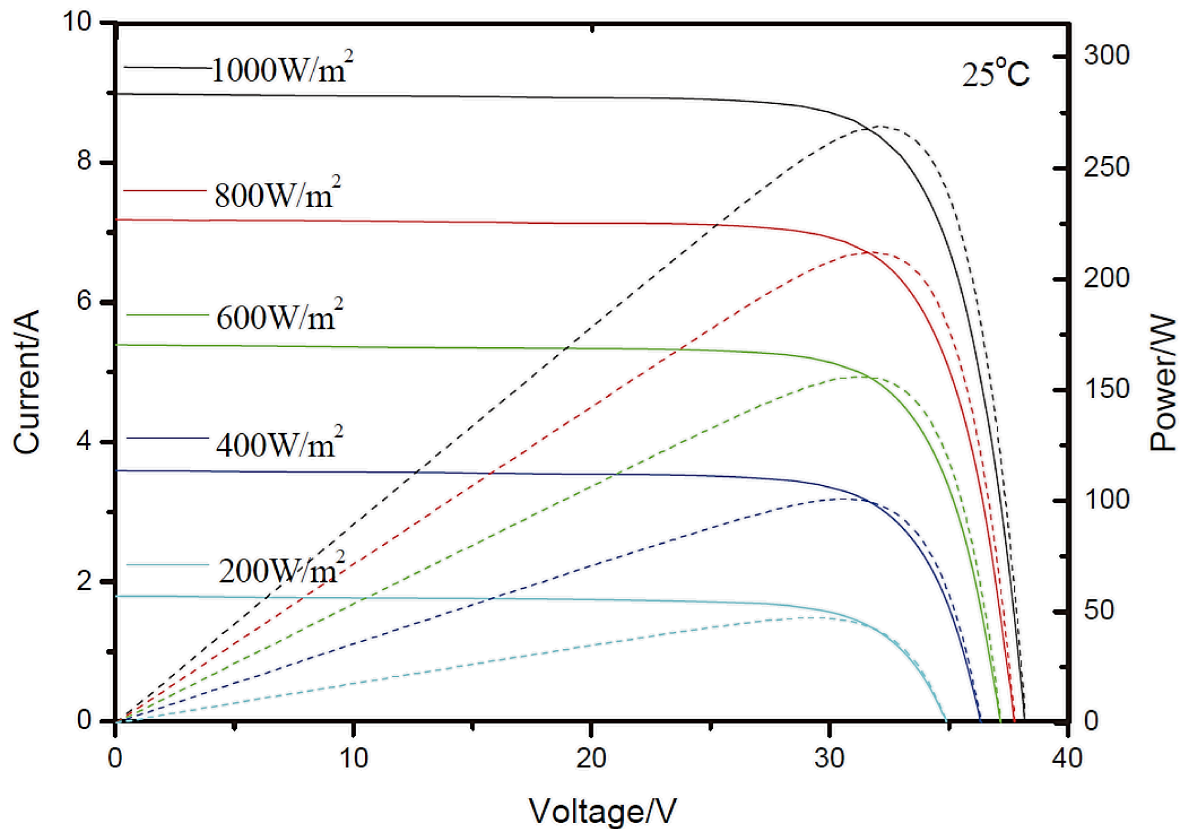


Figura 4.1: Corrente e Potência por tensão em irradiações, dado do fabricante. [66]



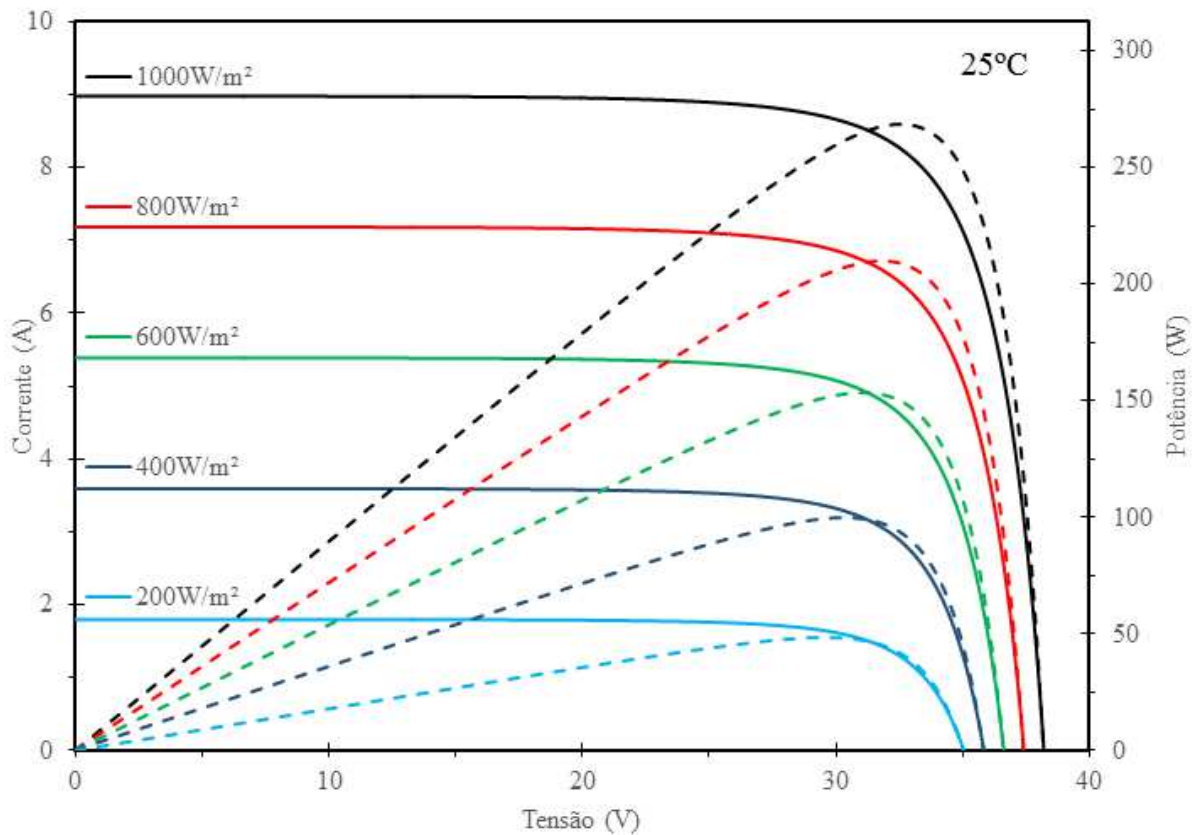


Figura 4.2: Corrente e Potência por tensão em irradiações, pela simulação. Fonte: Autora.

A mudança de irradiação modifica, proporcionalmente, o valor de corrente de curto-circuito de forma linear, enquanto a tensão de circuito aberto sofre uma menor variação. Como a tensão de circuito aberto se refere à tensão através do diodo interno do módulo quando a máxima fotocorrente passa por ele, a dependência dessa tensão à irradiação se dá pela menor geração máxima da fotocorrente, ou seja, quando a irradiação é menor, a fotocorrente gerada e a tensão de circuito aberto também é menor. [68]

Inicialmente, nota-se a semelhança entre os dois gráficos: os pontos de interesse, onde a corrente e a tensão são máximas, são visualmente iguais. Diferenças ocorrem em pontos próximos ao joelho da curva, com aproximadamente 1%, ou 3 Watts, no máximo, para esta primeira simulação, podendo considerar o modelo validado para alterações na irradiação.

## B) EFEITO DA TEMPERATURA

Nas figuras 4.3 e 4.4 são apresentadas as diferentes temperaturas para uma irradiação constante.

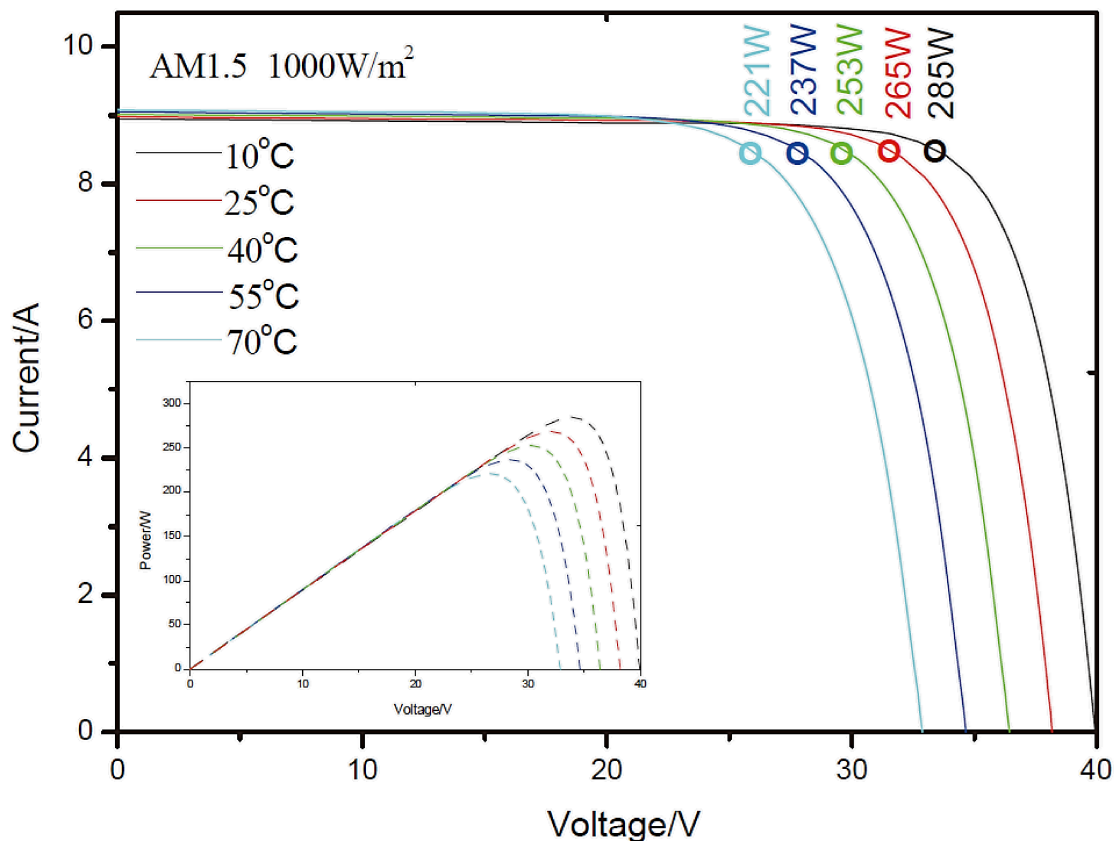


Figura 4.3: Corrente e Potência por tensão em temperaturas, dado do fabricante. [66]

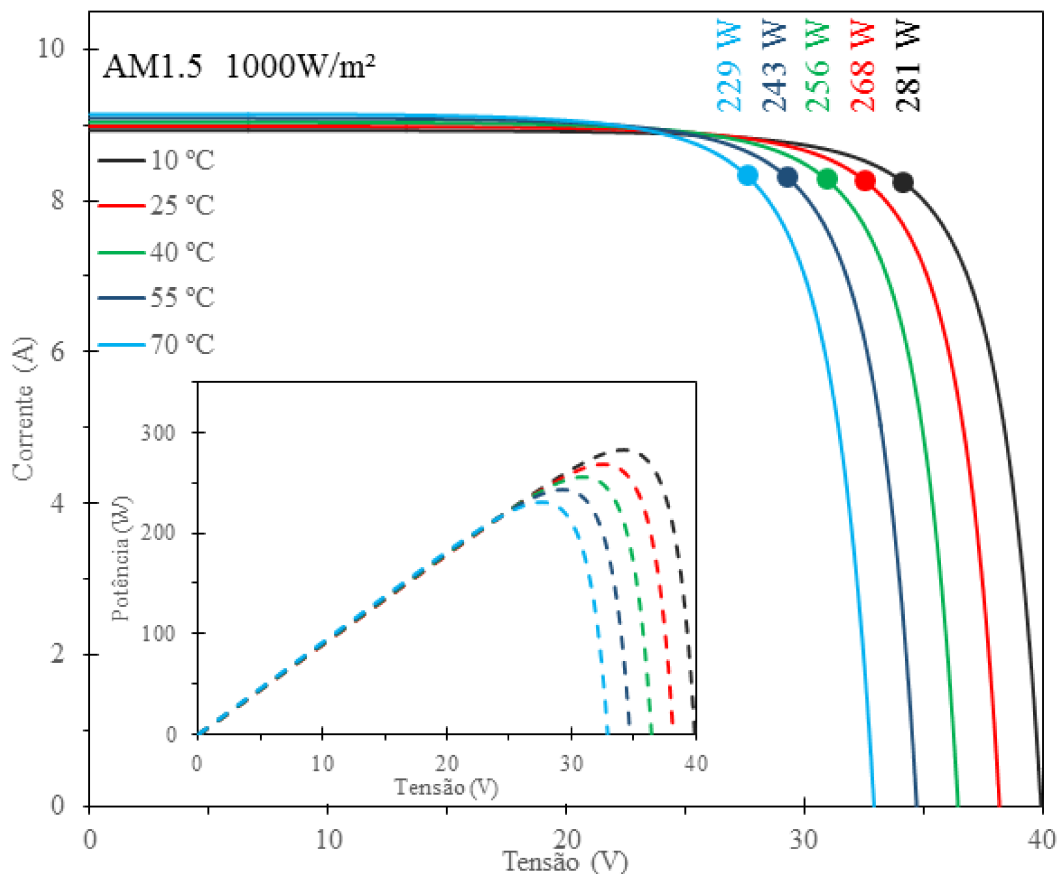


Figura 4.4: Corrente e Potência por tensão em temperaturas, pela simulação. Fonte: Autora.

Novamente, o gráfico foi produzido para se igualar esteticamente com o apresentado pelo fabricante. Neste caso, são apresentadas as curvas de corrente e potência para diferentes temperaturas, mas com o ponto de máxima potência destacado na curva de corrente.

Vê-se que os pontos de interesse continuam visualmente iguais, onde a corrente e a tensão são máximas. Com as temperaturas mais baixas, o módulo consegue atingir maiores valores na tensão de circuito aberto e, conseqüentemente, consegue extrair maior potência com a mesma irradiação, diminuindo o valor à medida que a temperatura é aumentada.

Uma vez que a energia da banda diminui com o aumento da temperatura, mais fótons têm energia suficiente para criar pares p-n. Como consequência da crescente difusão dos portadores minoritários, na corrente de curto-circuito, é observado um ligeiro aumento, porém o efeito é muito pequeno. Já a tensão de circuito aberto é fortemente dependente da temperatura. [68]

O comportamento do módulo simulado está correto, ainda com pequenas diferenças nos joelhos das curvas. A maior diferença está na curva de 70 °C, onde são encontrados 8 Watts a mais na simulação computacional, ou 3% de erro.

Com a segunda simulação encenando diversas temperaturas para a mesma irradiação, e a primeira com diversas irradiações para a mesma temperatura, valida-se o modelo computacional de acordo com suas entradas, podendo utilizá-lo para situações de projeto com elevado grau de confiança, já que a maior discrepância com o fabricante foi de 3% em situação extrema de 70 °C.

#### 4.2.2 CASOS ASSOCIATIVOS

Com o modelo computacional validado, será observado o seu comportamento em combinações seriais e paralelas.

##### A) COMBINAÇÃO PARALELA

Na figura 4.5 é observada a curva de corrente por tensão na combinação em paralela de células apresentada na doutrina, enquanto que na figura 4.6 é dado o resultado da análise computacional utilizando o módulo supracitado.

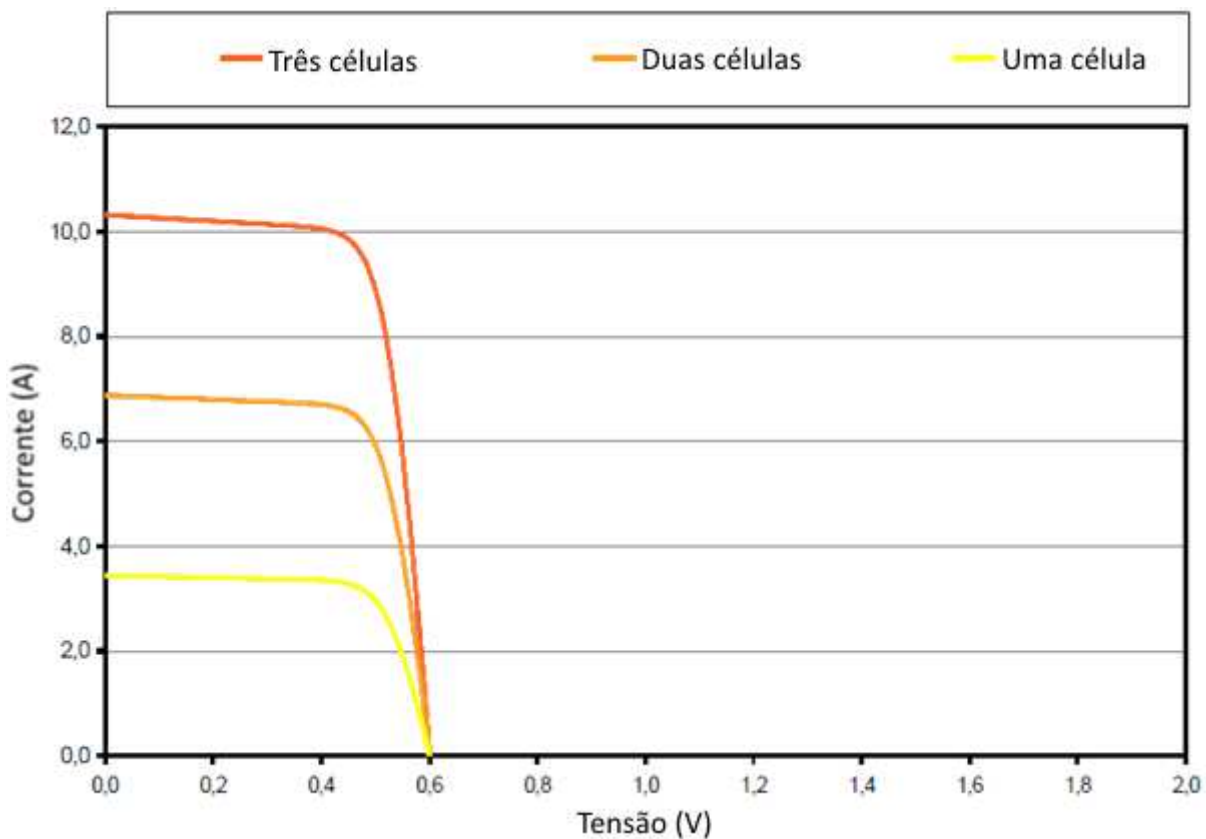


Figura 4.5: Combinação paralela de células, dado da doutrina. (Traduzido) [68]

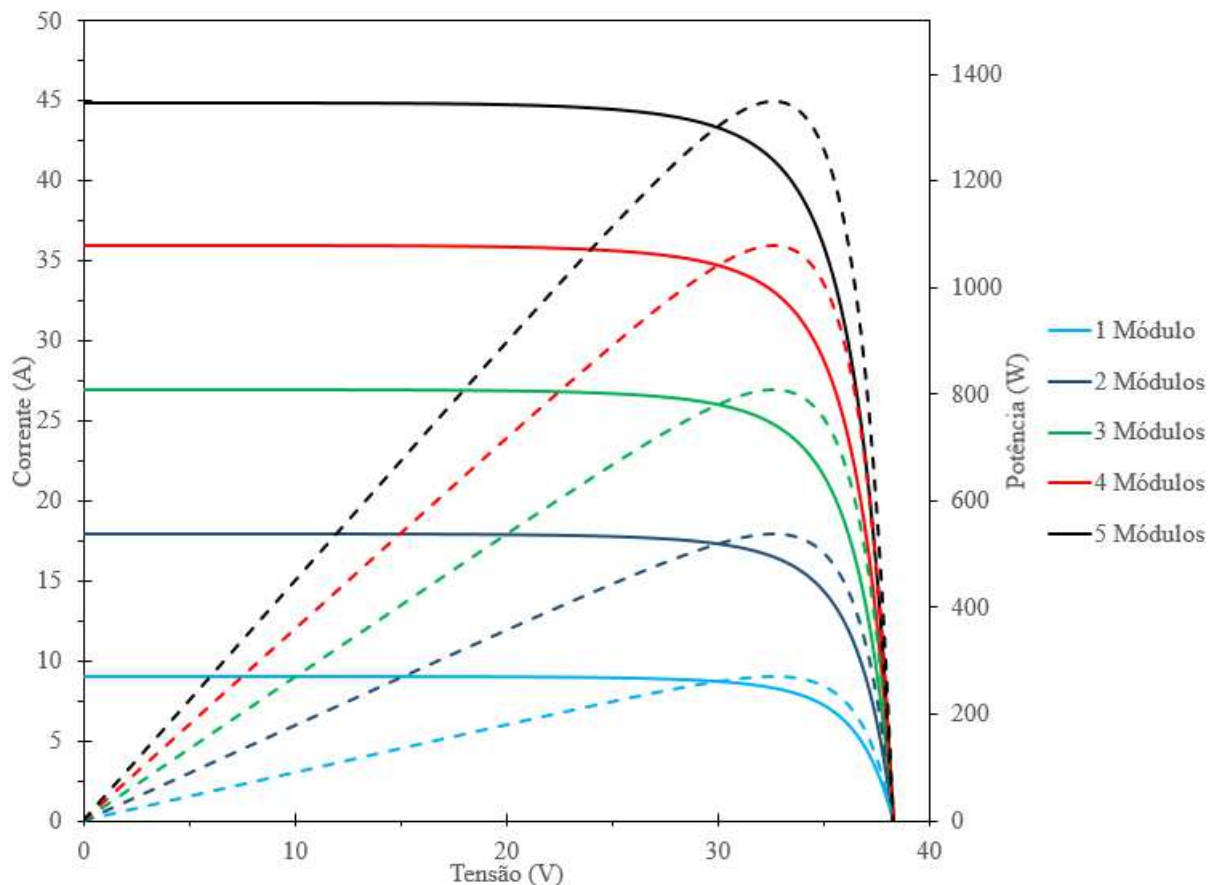


Figura 4.6: Combinação paralela de módulos, pela simulação. Fonte: Autora.

Vê-se que, com o arranjo de módulos paralelos, a corrente de curto-circuito é aumentada proporcionalmente. O que acontece, nesse caso, é a soma das correntes dos módulos, já que estão ligados nos mesmos pontos os terminais de saída dos módulos.

A tensão de circuito aberto não muda, por isso todas as curvas vão para o mesmo ponto, que nas condições normais de temperatura e irradiação é de 38,3 Volts, como referido no manual do fabricante.

Pode ser ver que é atingido o mesmo princípio de funcionamento apresentado na literatura, apenas aumentado para a utilização de módulos e não de células individuais.

### B) COMBINAÇÃO SERIAL

A figura 4.7 mostra a utilização de módulos em série nas condições normais de temperatura e irradiação apresentado na literatura, enquanto a figura 4.8 apresenta o resultado da análise computacional.

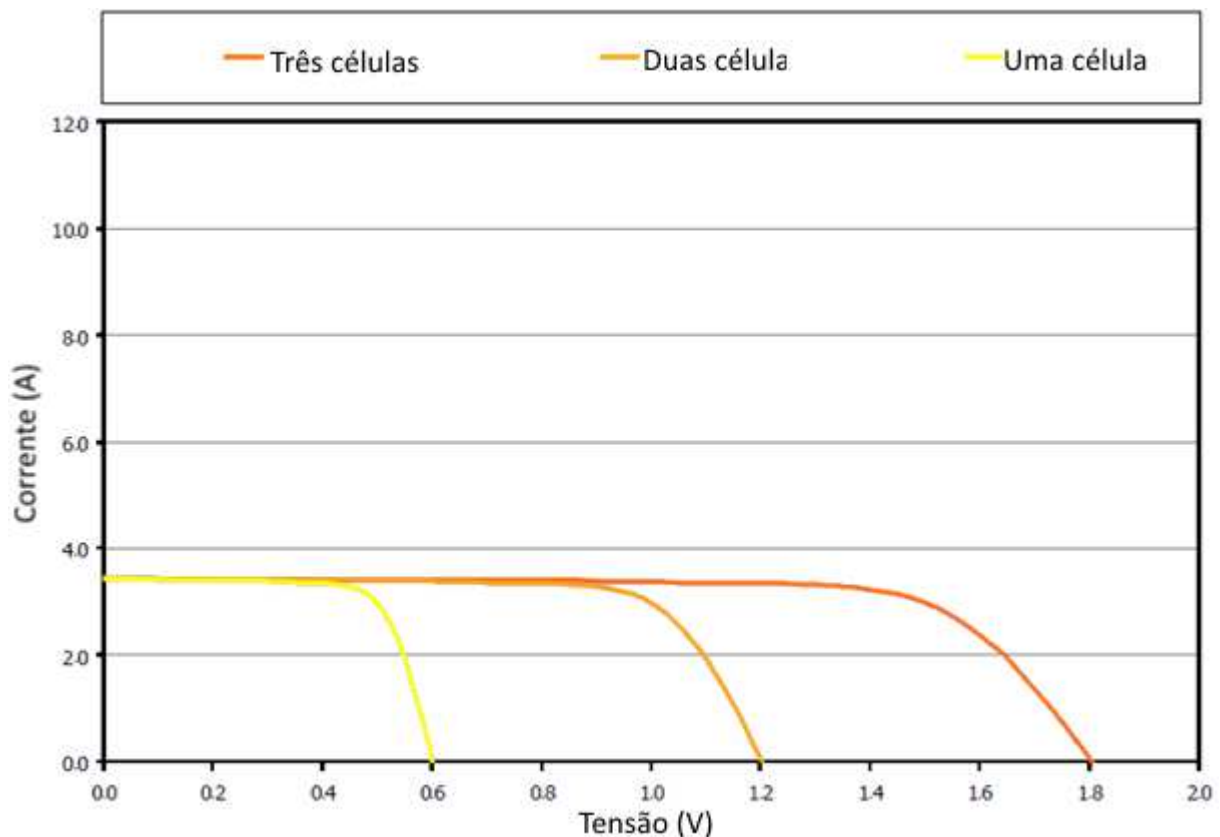


Figura 4.7: Combinação em série de células, dado da doutrina. (Traduzido) [68]

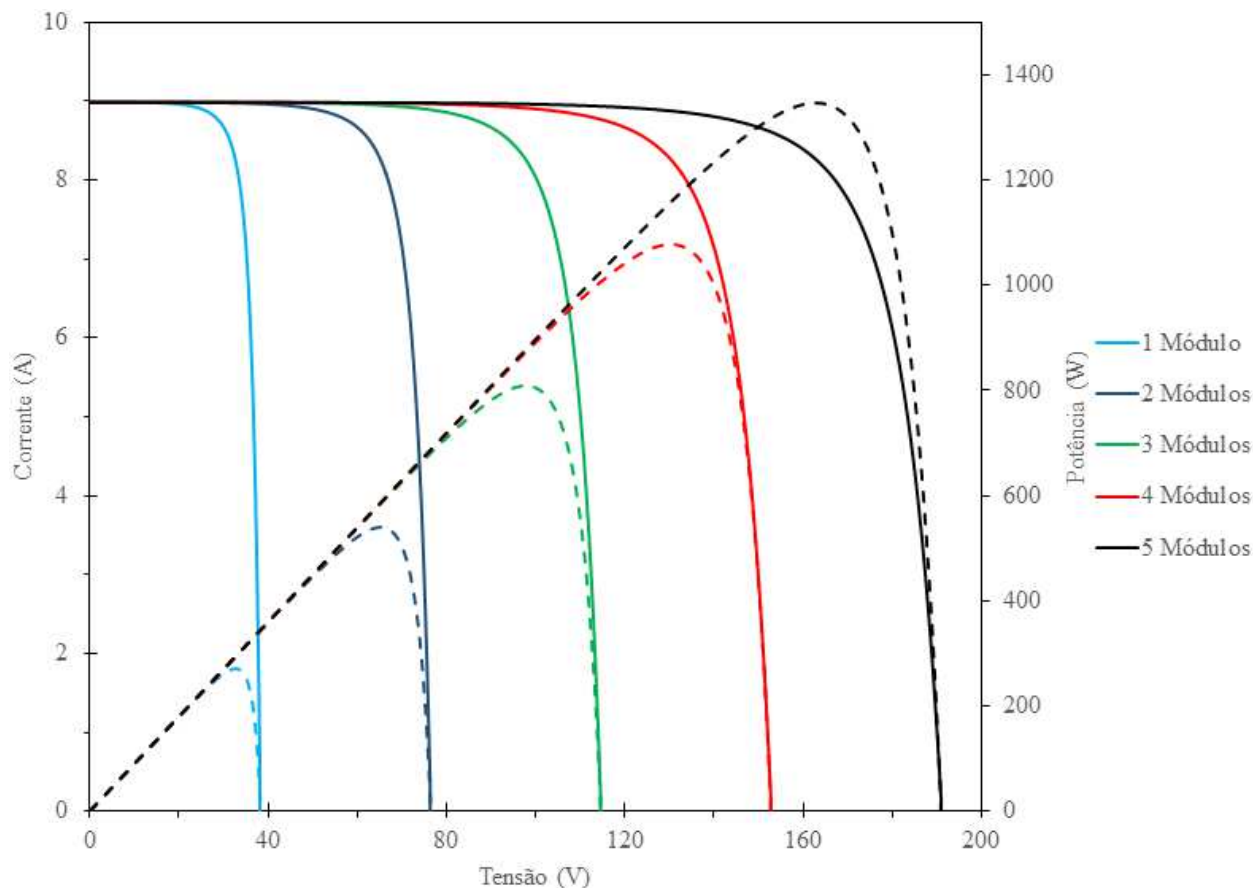


Figura 4.8: Combinação em série de módulos, pela simulação. Fonte: Autora.

Com o arranjo em série, a mesma corrente passa por todos os módulos, e a tensão total é a soma da tensão de cada módulo; já a corrente se mantém a apresentada pelo fabricante, 9,07 Ampères.

A conexão em série de um sistema fotovoltaico pode acarretar um problema, caso um dos componentes esteja parcial ou completamente defeituoso, sombreado ou mal conectado. Como a corrente é a mesma para todo o sistema, o componente em que há a condição mencionadas funciona como um circuito aberto, no caso da condição completa; ou limitando a corrente entregue aos outros componentes, no caso da condição parcial. Por não haver corrente passando pelo componente, ou a limitação desta, todo arranjo em série apresenta rendimento nulo ou baixo.

Para evitar este tipo de problema são inseridos diodos de by-pass em antiparalelo em cada módulo, entregando corrente aos componentes restantes mesmo que um apresente problema.

Por comparação, pode se ver que o princípio apresentado na literatura é mantido novamente, apenas aumentado para a utilização de módulos, não de células, onde são mantidas as características de funcionamento.

C) O SOMBREAMENTO PARCIAL DE UM SISTEMA SERIAL

Na figura 4.9 é apresentado o sistema com a combinação de três células em série que será simulado, onde uma apresenta sombreamento de 80% (20% de irradiação). A figura 4.10 mostra o comportamento do sistema pela curva de corrente por tensão encontrado na doutrina, enquanto que a figura 4.11 mostra o resultado obtido com a análise computacional. Para facilitar a comparação, são inseridas as curvas de um módulo, dois módulos em série e três módulos em série com 100% de irradiação, com suas potências em linhas tracejadas.

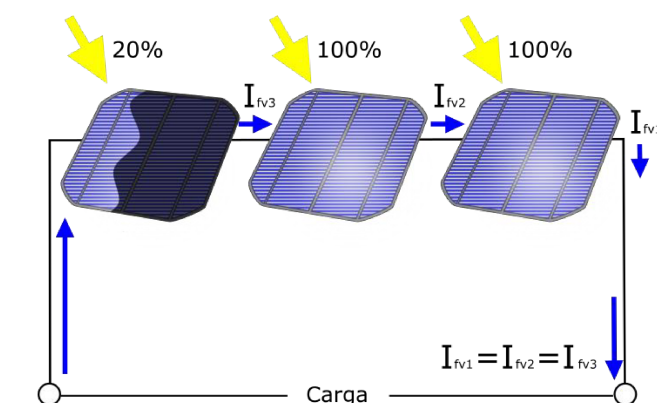


Figura 4.9: Sistema série sem diodos de by-pass. Fonte: Autora.

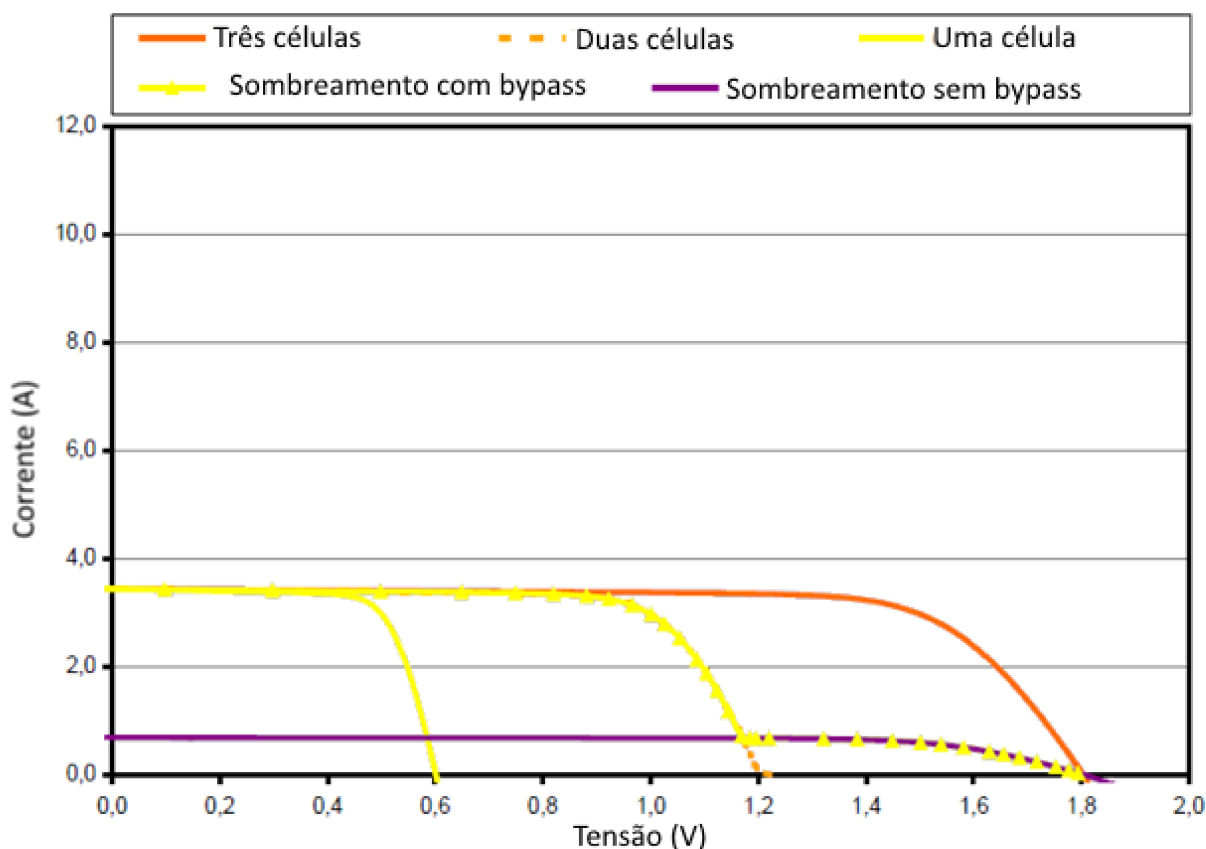


Figura 4.10: Combinação em série de células com sombreamento, dado da doutrina. (Traduzido) [68]

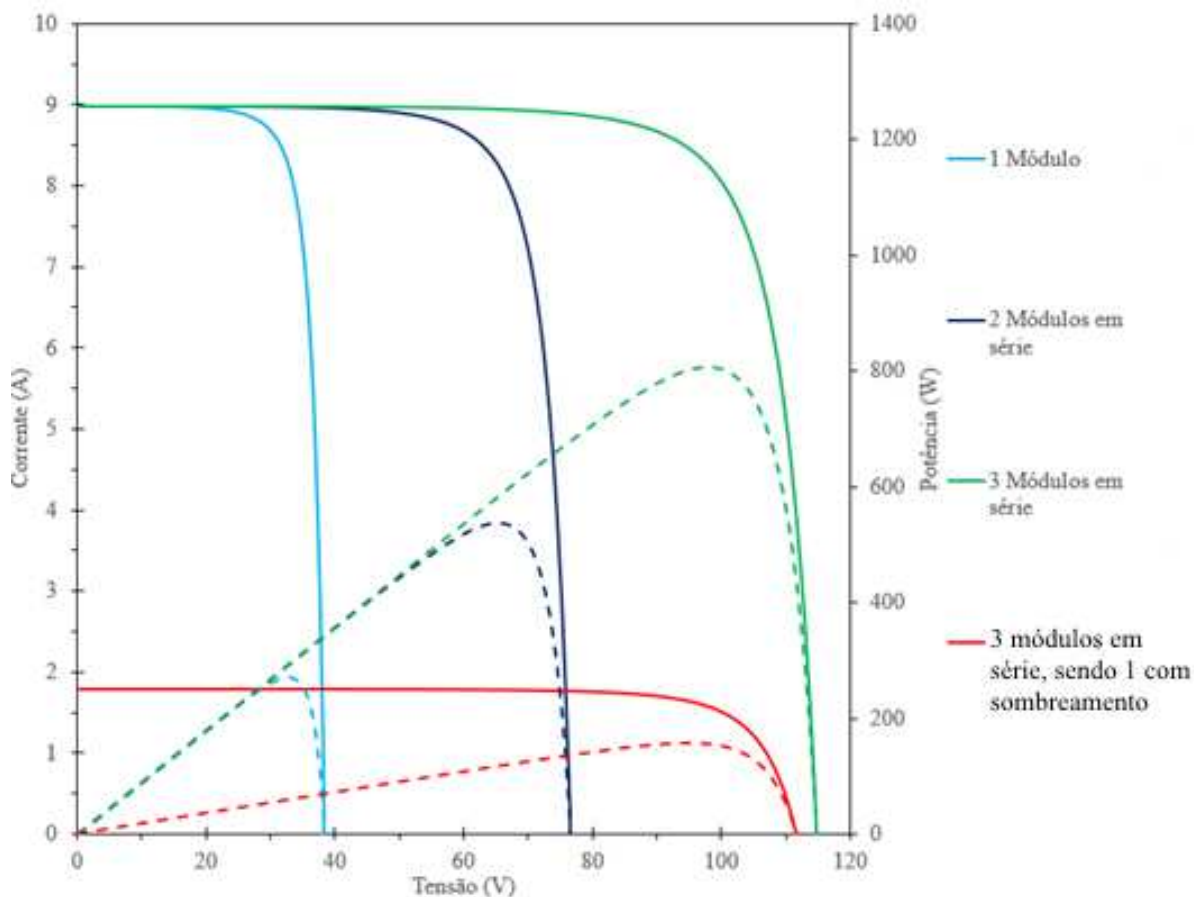


Figura 4.11: Combinação em série de módulos com sombreamento, pela simulação. Fonte: Autora.

Em comparação com o dado oferecido pela literatura, há de se ver a semelhança de comportamento entre a linha vermelha, da simulação computacional, e a linha roxa, da doutrina. Vê-se que a propriedade observada na célula se mantém mesmo com a utilização de módulos.

Sem a utilização do diodo de by-pass, a corrente no sistema fica limitada à corrente da menor geração. A corrente de curto-circuito é a mesma que a vista na figura 4.2 quando há 20% de irradiação em um módulo, mas, com a tensão somada, a potência gerada máxima é de três vezes aquele valor. A corrente produzida nos dois módulos que recebem 100% de irradiação flui para seu próprio diodo interno e o diodo da terceira célula é polarizado de forma inversa pela tensão das outras, e surge dissipação de energia no módulo.

Essa dissipação é chamada de *Hot Spot* (do inglês, pontos quentes), um efeito intolerável que quebra as junções p-n e danifica as células, provocando o derretimento das soldas e rachaduras nos vidros. O mesmo efeito pode ser observado no caso de sistemas que utilizam células (ou módulos) de diferentes modelos, ou sistemas com células danificadas.



D) SOMBREAMENTO PARCIAL DE UM SISTEMA COM BY-PASS

A figura 4.12 mostra a utilização do diodo de by-pass no mesmo circuito que será simulado com os mesmos parâmetros, a figura 4.13, a resposta para esta configuração vista na doutrina e, finalmente na figura 4.14, a resposta da análise computacional.

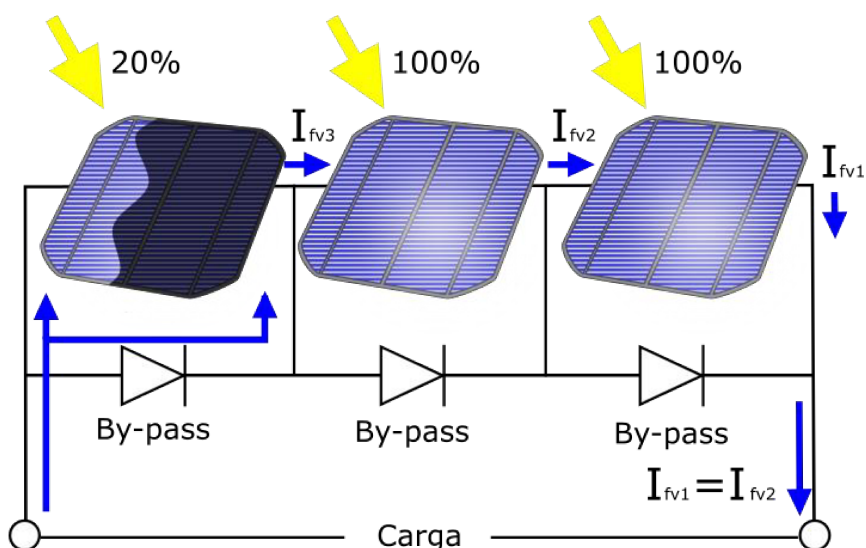


Figura 4.12: Sistema série com diodos de by-pass. Fonte: Autora.

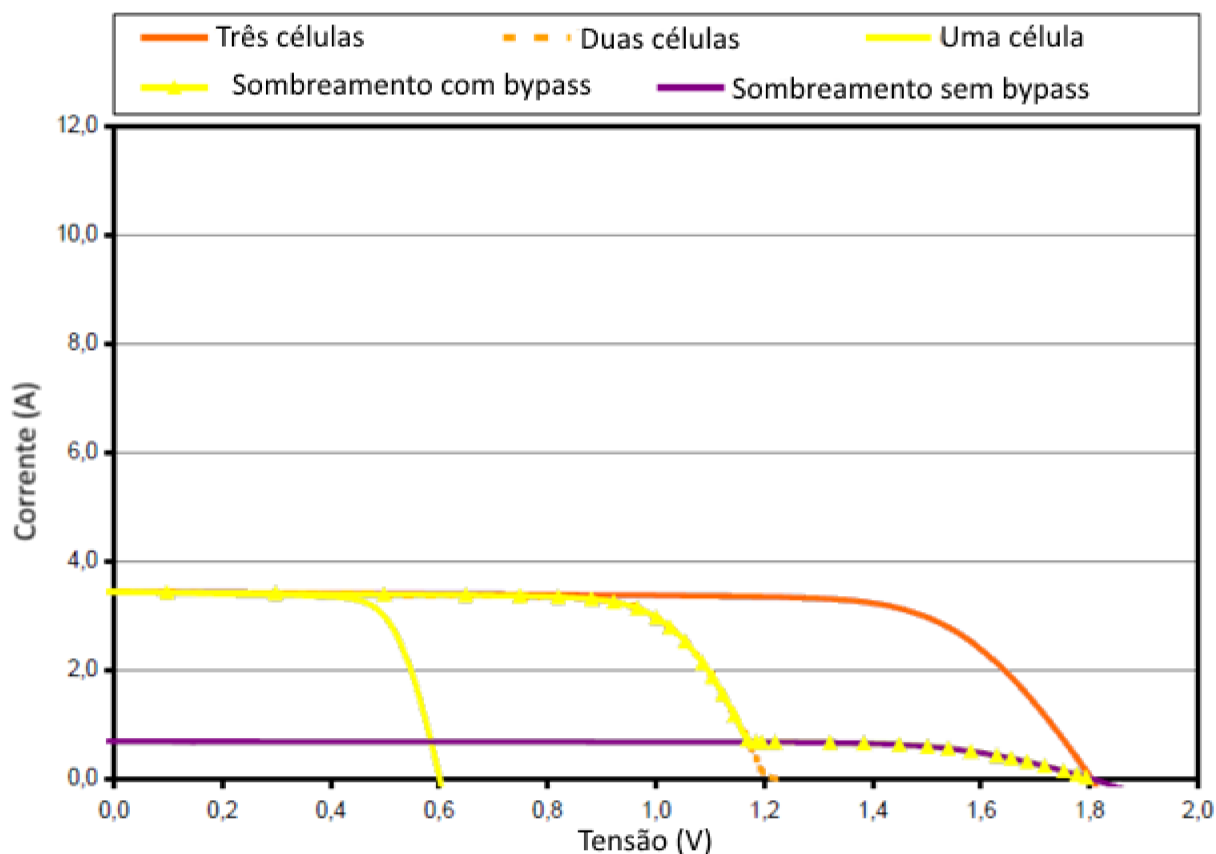


Figura 4.13: Combinação série de células com sombreamento e by-pass, dado da doutrina. (Traduzido) [68]

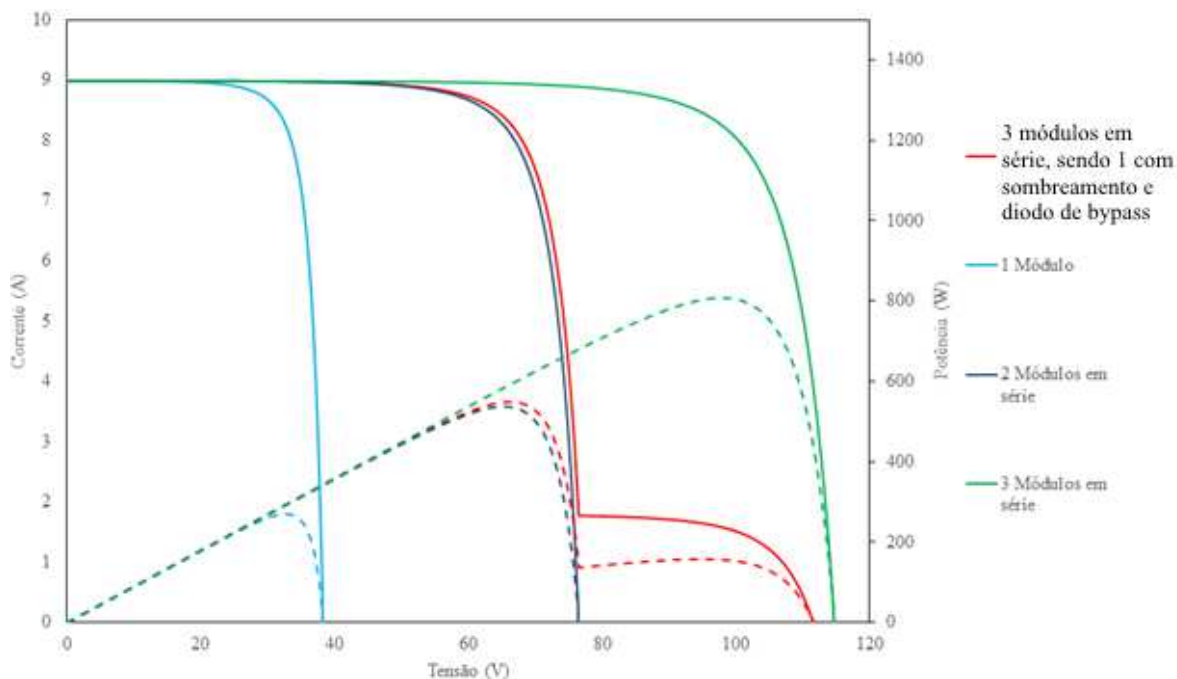


Figura 4.14: Combinação série de módulos com sombreamento e by-pass, pela simulação. Fonte: Autora.

A semelhança entre a simulação e a literatura agora pode ser vista analisando as curvas roxa, da doutrina, e vermelha, da análise. O princípio de funcionamento pode ser bem observado, comprovando com sucesso o modelo computacional para a utilização de combinação de sistemas fotovoltaicos.

Nota-se, agora, uma potência bem maior que a apresentada sem o diodo de by-pass. Como as duas células geradoras não têm mais limitações de corrente devido ao sombreamento de outra célula, são aproveitadas 100% de sua geração, ficando a célula sombreada com uma potência de 20%.

Com o diodo de by-pass, os problemas de células diferentes e hot-spots são evitados. A dificuldade na utilização em todas as células está no seu custo elevado. A utilização em módulos sempre é feita, enquanto para as células individuais é providenciado um diodo para cada 10 ou 15 células [68].

Finalmente, nota-se que a utilização de diodos de by-pass não causa perdas quando não há corrente fluindo por eles, ou seja, em operação normal. Além de proteger o módulo, há a permissão de passagem de corrente através do sistema quando há sombreamento, mesmo com tensões e potências baixas.

## 4.2.3 CASOS COM FATORES INTERNOS

A utilização dos módulos depende, também, de fatores internos, chamados de resistências parasitas em série e em paralelo. A resistência em série é oriunda da resistividade das bolachas de silício, o contato metálico da superfície frontal e traseira, além da resistência provinda das ligações entre as células. A resistência paralela provém de correntes de fuga na junção  $p-n$ , devido a não idealidade de sua fabricação, além de impurezas perto das junções, o que causa curtos parciais nesses locais, principalmente próximos às bordas das células [68].

## A) EFEITOS DA RESISTÊNCIA SERIE

A curva apresentada na literatura de corrente por tensão da célula fotovoltaica com a alteração da resistência série é vista na figura 4.15, enquanto que o resultado da simulação é visto na figura 4.16, estando no eixo vertical os valores de corrente, no eixo horizontal os valores de tensão.

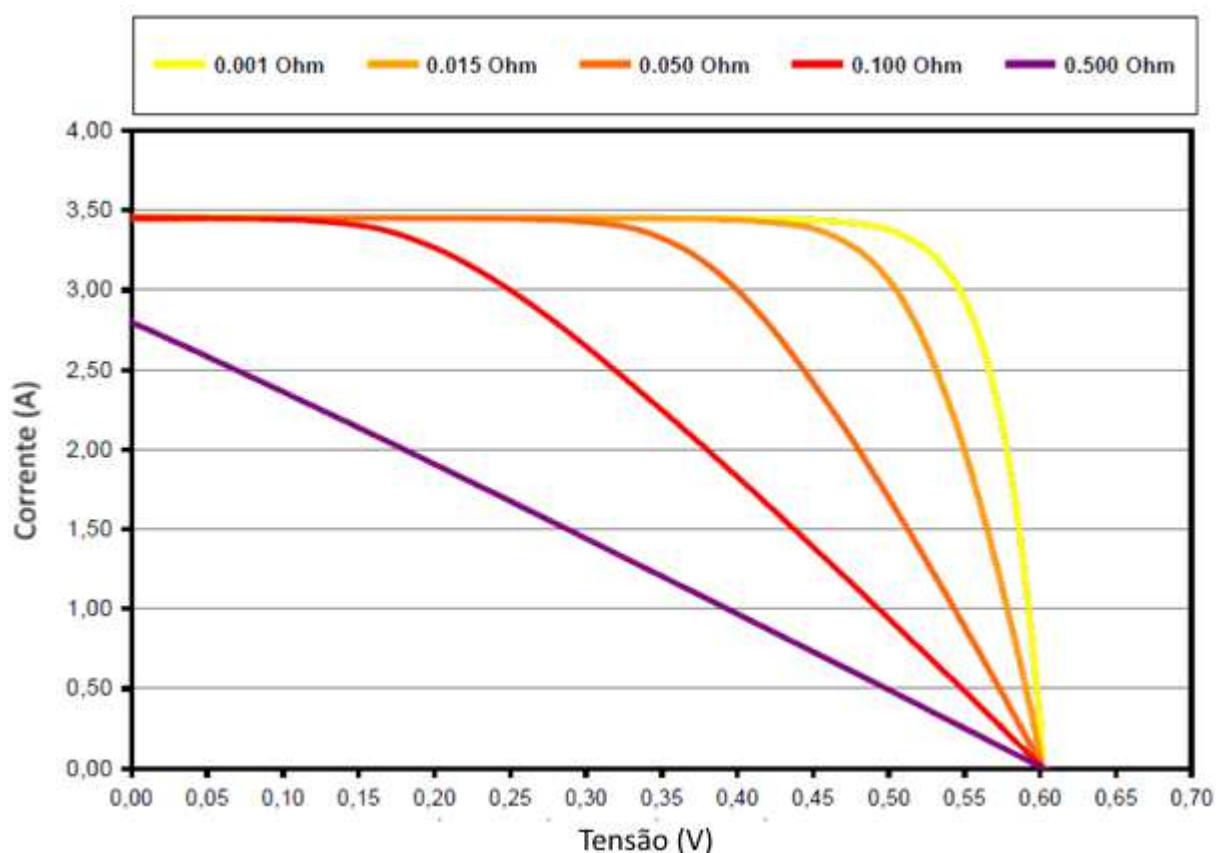


Figura 4.15: Efeito da resistência série, dado da doutrina. (Traduzido) [68]

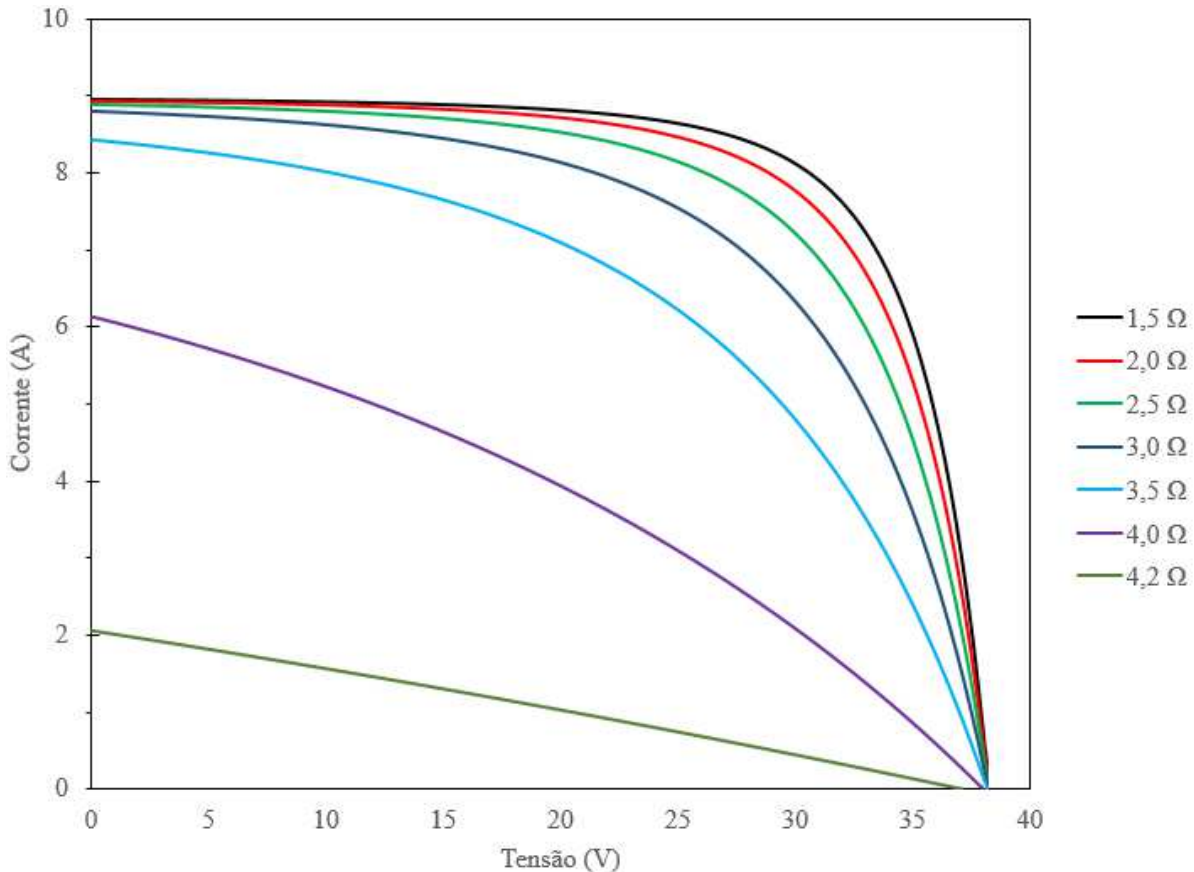


Figura 4.16: Efeito da resistência série, pela simulação. Fonte: Autora.

Vê-se que a resistência serial não afeta o ponto de tensão de circuito aberto e afeta a corrente de curto-circuito, diminuindo o *fill fator* do sistema para as duas figuras.

O modelo computacional oferecido pela referência [69] não contempla o uso de diferentes resistências seriais em sua equação, sendo acrescentado pela autora. À equação 3.1 acresceu-se à tensão do sistema, a queda de tensão na resistência interna, com a aproximação da corrente para um modelo de primeiro grau, evitando problemas numéricos de referenciamento. A equação 4.1 descreve a aproximação feita na corrente utilizada, e, a equação 4.2, o novo cálculo da corrente.

$$I_{aprox} = \frac{I_{sc} * V_{oc} - I_{sc} * V}{V_{oc}} \quad (4.1)$$

$$I = I_{sc} \{1 - C_3 [e^{(C_4(V+R_s*I_{aprox})^m)} - 1]\} \quad (4.2)$$

Onde:

$I_{aprox}$  Corrente da fotocélula aproximada, em Ampères (A).

- $I_{SC}$  Corrente de curto-circuito da fotocélula, em Ampères (A).
- $V$  Tensão no terminal da fotocélula, em Volts (V).
- $V_{oc}$  Tensão de circuito aberto da fotocélula, em Volts (V).
- $I$  Corrente da fotocélula, em Ampères (A).
- $C_3, C_4$  e  $m$  Constantes 3, 4 e  $m$ , de [69 pp. 59]
- $R_s$  Resistência série, em Ohms ( $\Omega$ ).

Os resultados computacionais, então, podem ser confirmados pela comparação com a doutrina e, de forma análoga, são validados com o objetivo de analisar o efeito por si.

### B) EFEITO DA RESISTÊNCIA PARALELA

A curva de corrente por tensão de uma célula fotovoltaica com a alteração da resistência paralela é vista na figura 4.17 e o resultado da simulação computacional, na figura 4.18.

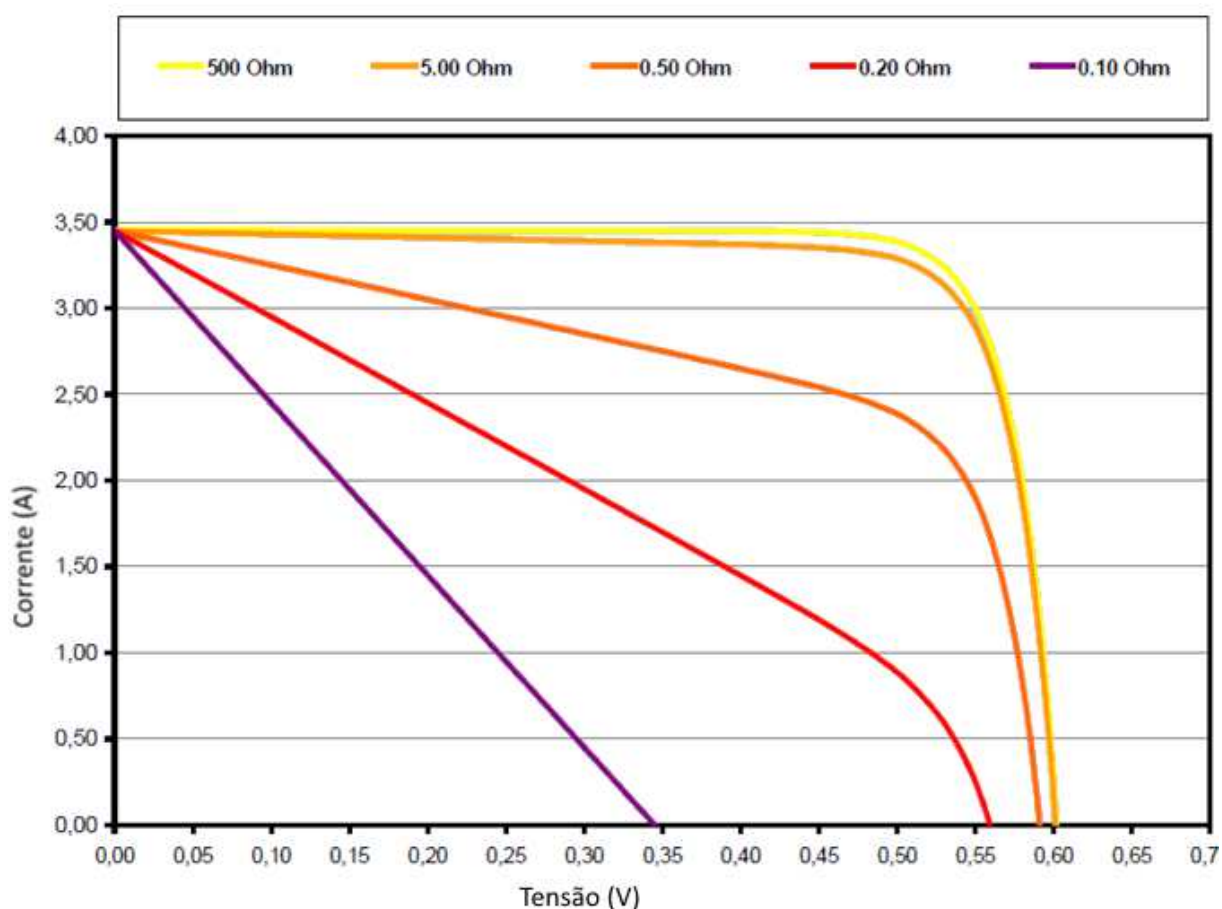


Figura 4.17: Efeito da resistência paralela, dado da doutrina. (Traduzido) [68]

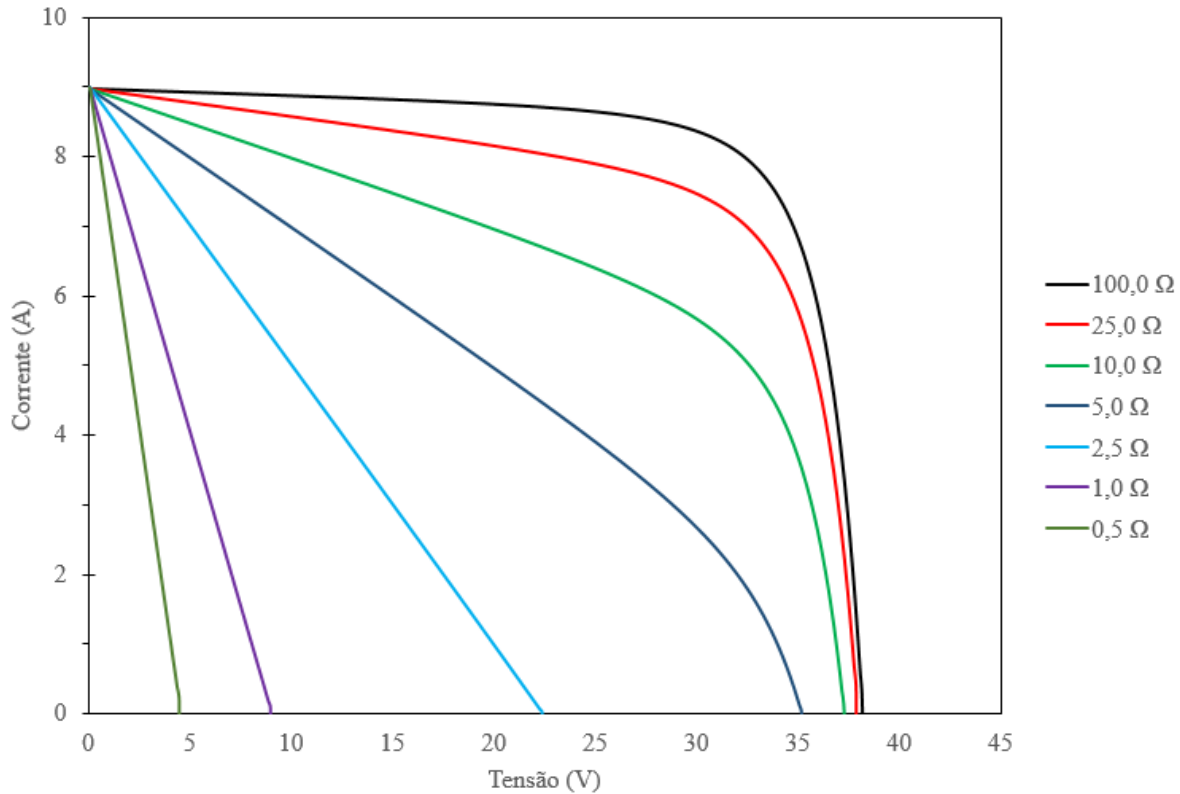


Figura 4.18: Efeito da resistência paralela, pela simulação. Fonte: Autora.

Da mesma forma que não é interpretada a resistência série na referência [69], o efeito da resistência paralela também teve que ser incluso pela autora. Ao passo que o aumento da resistência série aumenta a exigência de tensão para trabalhar, a resistência paralela diminui a corrente extraída do módulo. A equação 4.3 descreve como este efeito foi modelado.

$$I = I_{sc} \left\{ 1 - C_3 \left[ e^{(C_4 V^m)} - 1 \right] \right\} - \frac{V}{R_p} \quad (4.3)$$

Onde:

$I$  Corrente da fotocélula, em Ampères (A).

$I_{sc}$  Corrente de curto-circuito da fotocélula, em Ampères (A).

$V$  Tensão no terminal da fotocélula, em Volts (V).

$C_3, C_4$  e  $m$  Constantes 3 e 4, de [69 pp. 59]

$R_p$  Resistência paralela, em Ohms ( $\Omega$ ).

O efeito da resistência paralela pode ser confirmado pela comparação com a literatura, sendo validado o seu efeito no modelo computacional, como visto na resistência série.

### 4.3 SIMULAÇÕES NO CONVERTOR CC-CC

A segunda etapa do sistema conectado à rede passa pelo conversor elevador de tensão, onde há o ajuste da tensão de saída do sistema para a entrada correta no inversor. Os parâmetros do sistema para esta simulação estão discriminados na tabela 4.3 e utilizaram as equações da seção 3.8 para a obtenção dos valores de capacitância e indutância.

Tabela 4.3: Parâmetros do conversor CC-CC para a seção 4.3.  
Fonte: Autora

<b>Tipo</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidade</b>
Tensão de entrada	141,6	V
Potência	1080	W
Tensão de saída	200	V
Frequência de chaveamento	5000	Hz
Ondulação de tensão	0,05	V
Ondulação de corrente	0,5	A
Rendimento	0,93	Adimensional
Resistência de saída	37,0370	Ohm
Razão cíclica	0,2920	Adimensional
Corrente de entrada	7,6271	A
Corrente de saída	5,4	A
Delta I	3,8136	A
Indutor	2,1684	mH
Capacitor de entrada	62,9130	uF
Capacitor de saída	242,7513	uF

Os capacitores de entrada e saída, respectivamente, foram convertidos para seus valores comerciais de  $68\mu\text{F}$  e  $330\mu\text{F}$ . A figura 4.19 mostra as tensões de entrada e saída do boost, confirmando o seu funcionamento. Na figura 4.20 são colocados os valores de tensão de referência do MPPT e de resposta de entrada. Neste caso foi utilizado o método Beta para a obtenção da resposta, mas observa-se que independentemente do método de MPPT utilizado, a elevação de tensão acontece da mesma forma, já que é gerada uma referência correta para o controlador.

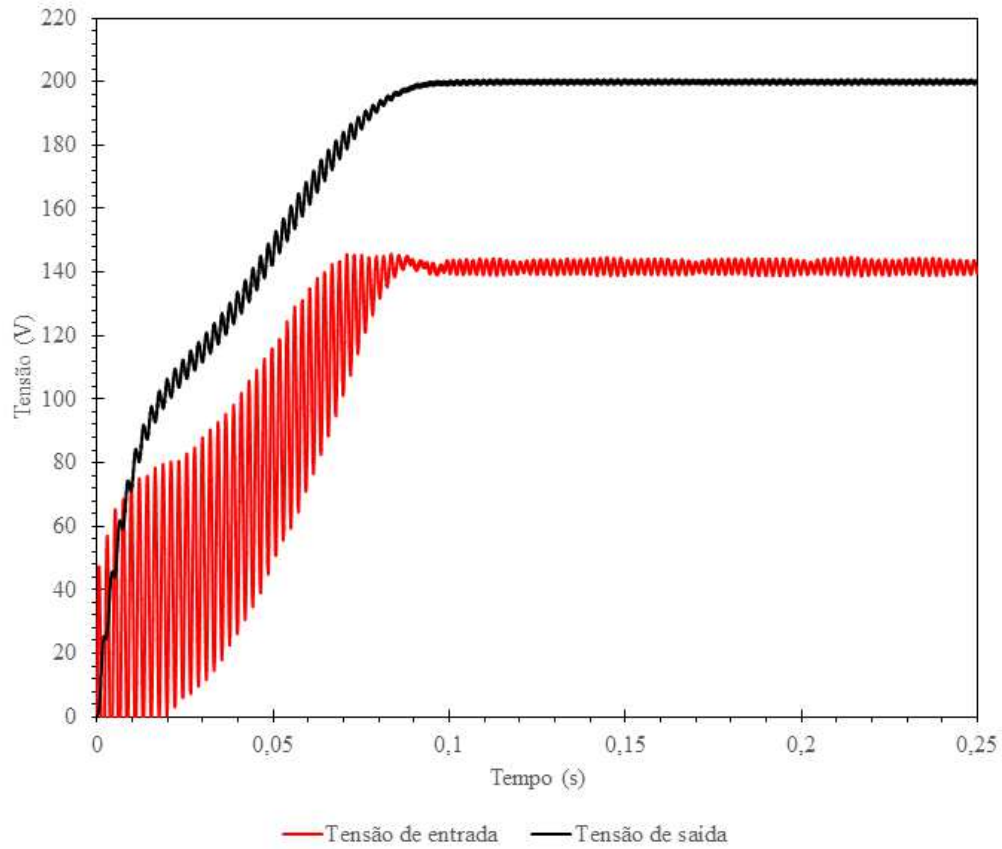


Figura 4.19: Entrada e saída do conversor CC-CC. Fonte: Autora.

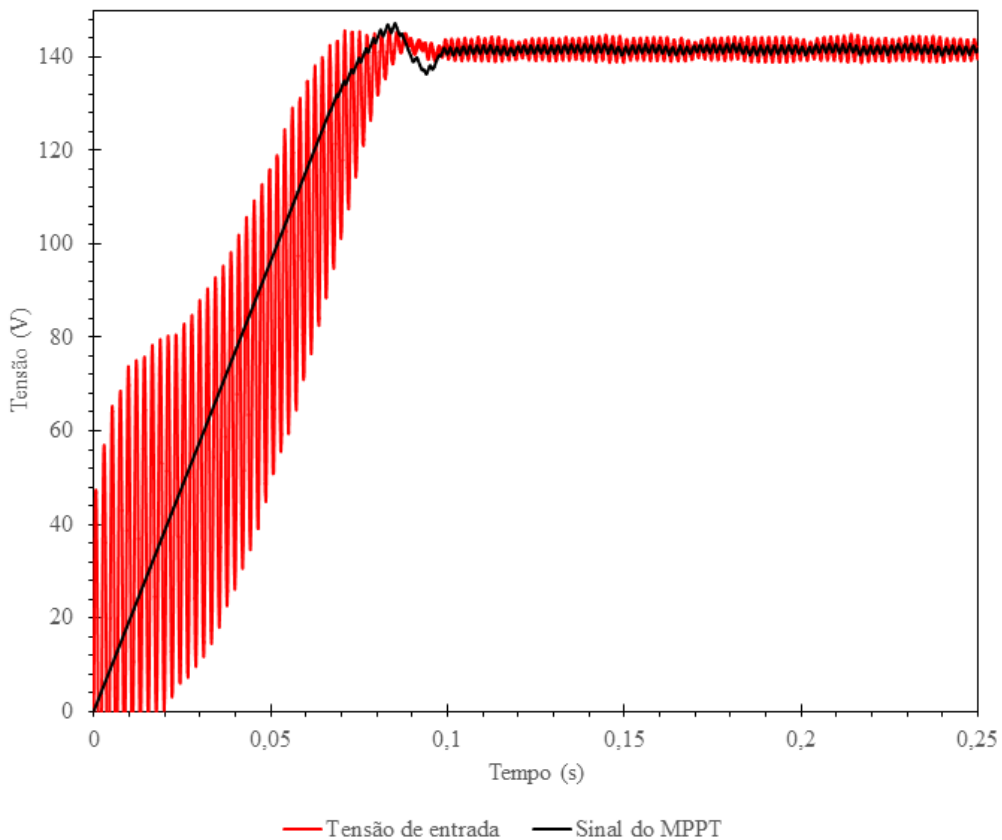


Figura 4.20: Tensões de referência e do sistema fotovoltaico. Fonte: Autora.



Observa-se que a tensão é elevada ao nível especificado, de 141,6 V a 200 V e que a atuação do MPPT conta com uma ultrapassagem no ponto da tensão de máxima potência, isso se deve pela velocidade que o sistema trabalha e, como demora um pouco mais que o MPPT, existe este excesso que é corrigido assim que o sistema alcança o MPP.

A figura 4.21 ilustra, de forma aumentada, como a tensão dos módulos segue a referência do MPPT e a figura 4.22 mostra a corrente de entrada e de saída do boost.

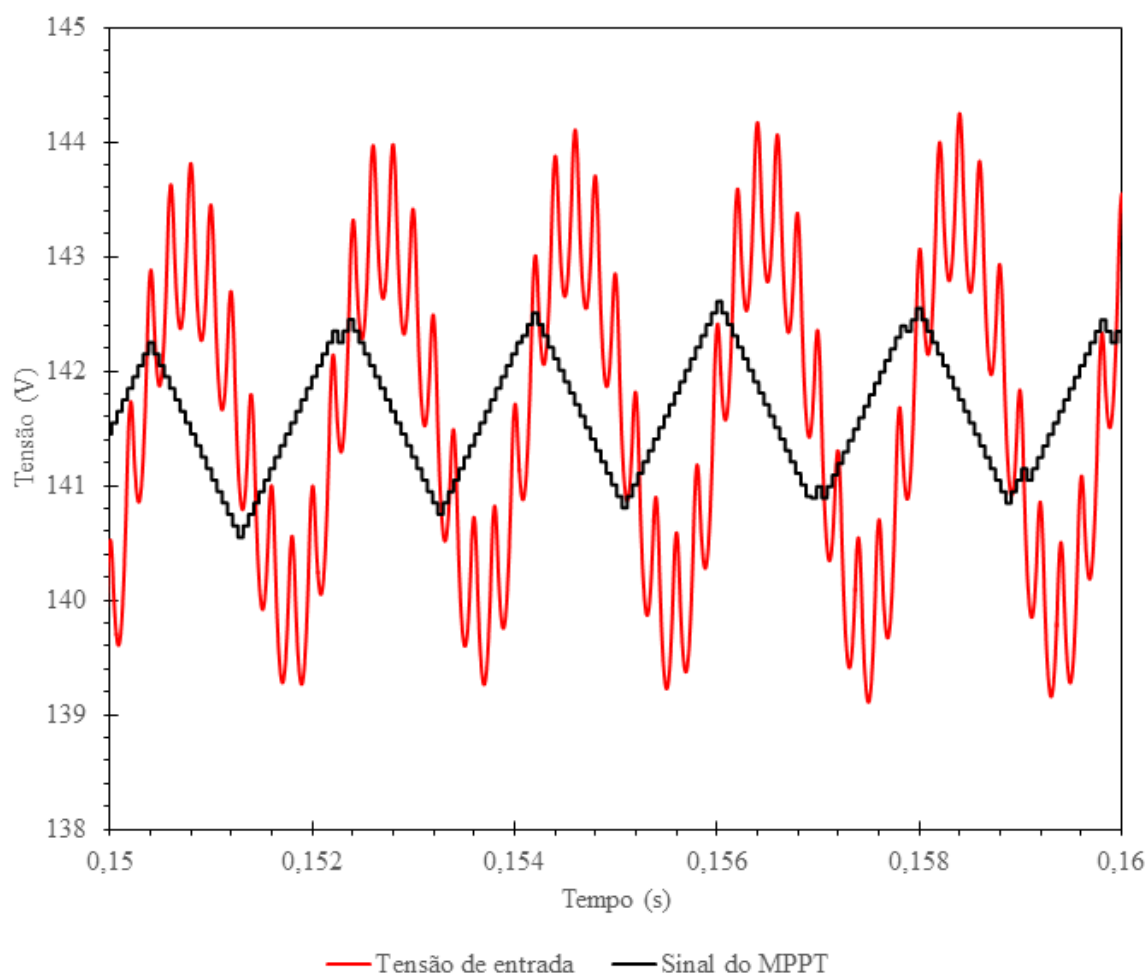


Figura 4.21: Zoom nas tensões de referência e do sistema fotovoltaico. Fonte: Autora.

Como explanado, o MPPT é mais rápido que o sistema, incrementando o valor de referência até que o sistema alcance o MPP. Quando isso ocorre o MPPT recua até a diminuição da tensão do sistema, gerando a oscilação vista na figura 4.21. Esta operação oscilatória em torno do MPP é normal e faz parte do princípio de funcionamento do MPPT.

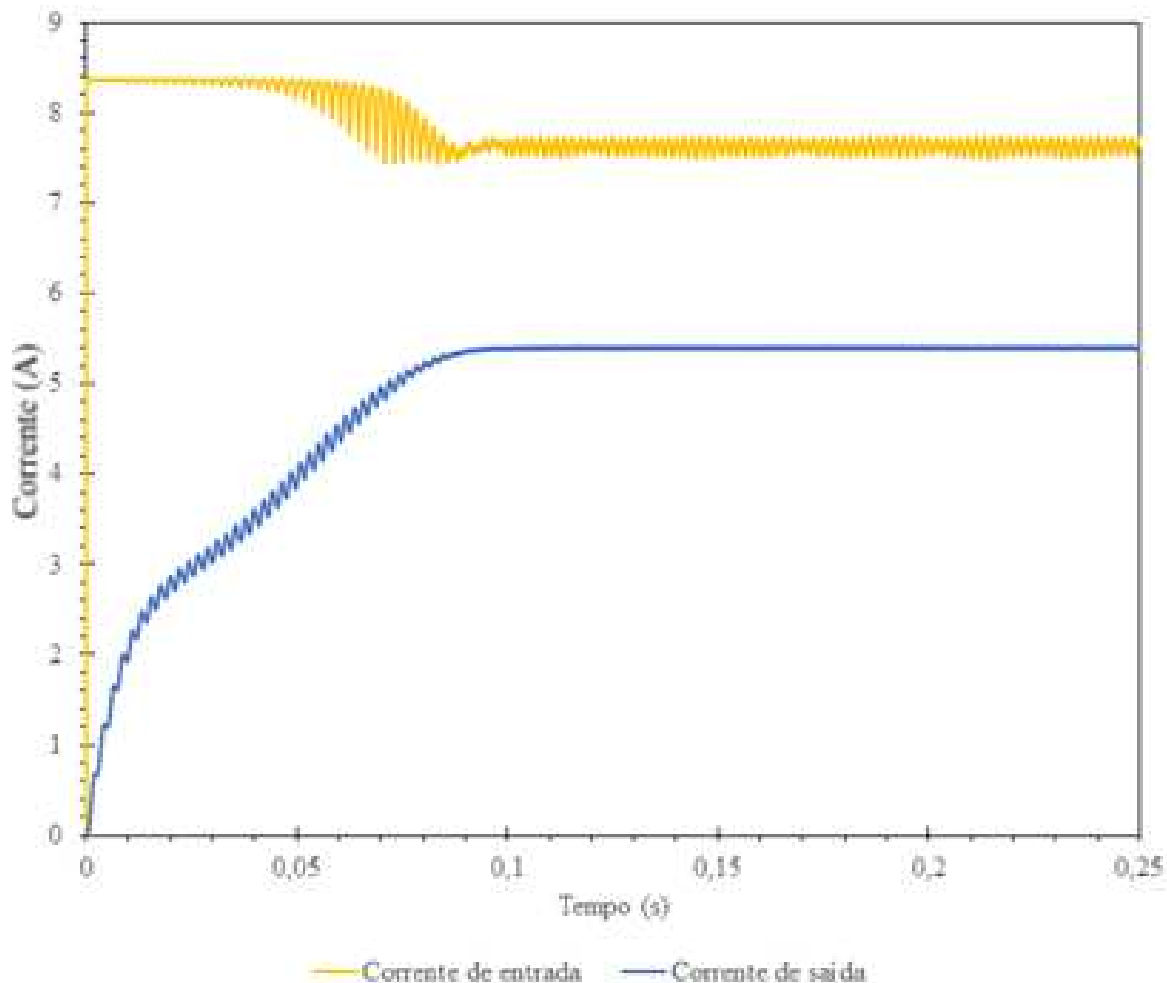


Figura 4.22: Correntes de entrada e saída do Boost. Fonte: Autora.

Vê-se que o conversor segue os parâmetros técnicos para esta instalação, conforme vistos na tabela 4.3. O sistema reage bem ao degrau de irradiação e segue com firmeza a referência gerada pelo MPPT. Como esperado, a corrente de saída é de 5,4 Ampères e a tensão se mantém em 200 Volts, validando o modelo computacional do conversor.

#### 4.4 SIMULAÇÕES COM ALIMENTAÇÃO, CONVERSOR CC-CC E O MPPT

As simulações computacionais com alimentação e o conversor CC-CC foram feitas de forma a aplicar diferentes métodos MPPT no sistema fotovoltaico, com o objetivo de analisar seus gráficos de resposta e verificar se o modelo computacional se comporta de acordo com o previsto e apresentado na seção 3.6.

Os parâmetros do sistema fotovoltaico estão na tabela 4.4, como fornecidos pelo fabricante para condições normais de teste (*Standard Test Conditions - STC*), com irradiação

de 1000 W/m<sup>2</sup> e temperatura de 25°C. O desenho técnico, assim como as características físicas do módulo podem ser encontrados no manual da Kyocera, série SX SERIES. [70]

Tabela 4.4: Parâmetros do módulo fotovoltaico utilizado na seção 4.4.

Fonte: Kyocera [70]

Modelo	KD 135 F, SX SERIES
Máxima potência	135
Tolerância	5%
$V_{oc}$ (V)	22,1
$I_{sc}$ (A)	8,37
$V_{mpp}$ (V)	17,7
$I_{mpp}$ (A)	7,63
Eficiência	>16%

Os coeficientes de temperatura são de 0,00502 Ampère por grau Celsius (0,06 % $I_{sc}$ /°C) e -0,08 Volt por grau Celsius (-0,36 % $V_{oc}$ /°C). Foram associados 8 módulos em série em apenas uma string, totalizando uma potência máxima de saída de 1.080 Watts para as condições padrões de teste, de 1.000 W/m<sup>2</sup> e 25°C.

Serão apresentados os gráficos de potência alcançada e o máximo de potência possível extraída do sistema nas figuras de 4.23 a 4.34. Para todos os tipos de MPPT a variação de irradiação foi a mesma, não sendo variada a temperatura.

Nas páginas posteriores serão representados esses gráficos, tendo em contraste a potência retirada do sistema com o uso do MPPT, que estarão em vermelho, e a potência ideal que poderia ser retirada do sistema, em azul.

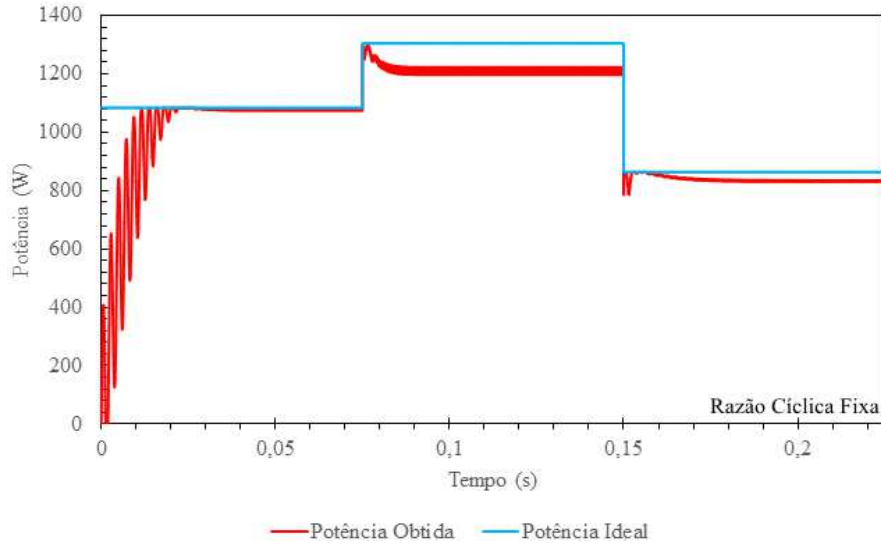


Figura 4.23: Método da Razão Cíclica Fixa. Fonte: Autora.

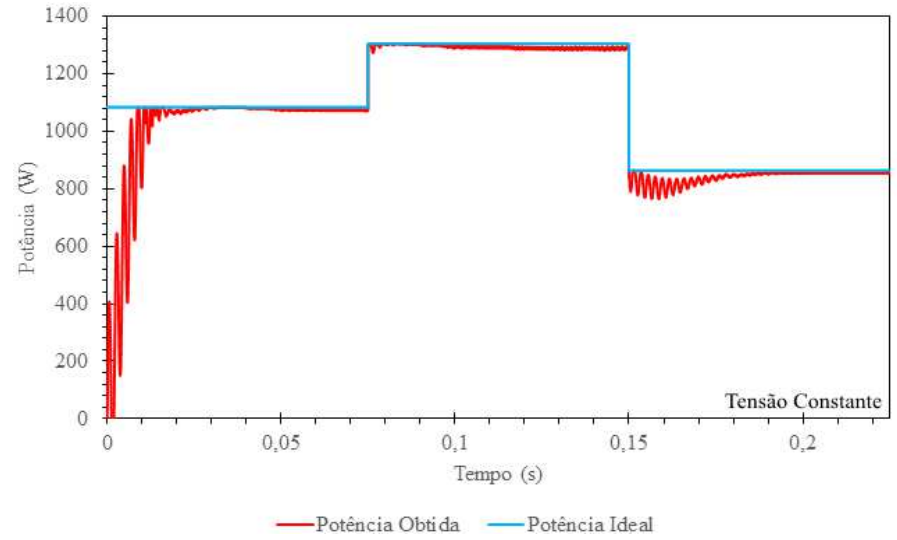


Figura 4.24: Método da Tensão Constante. Fonte: Autora.

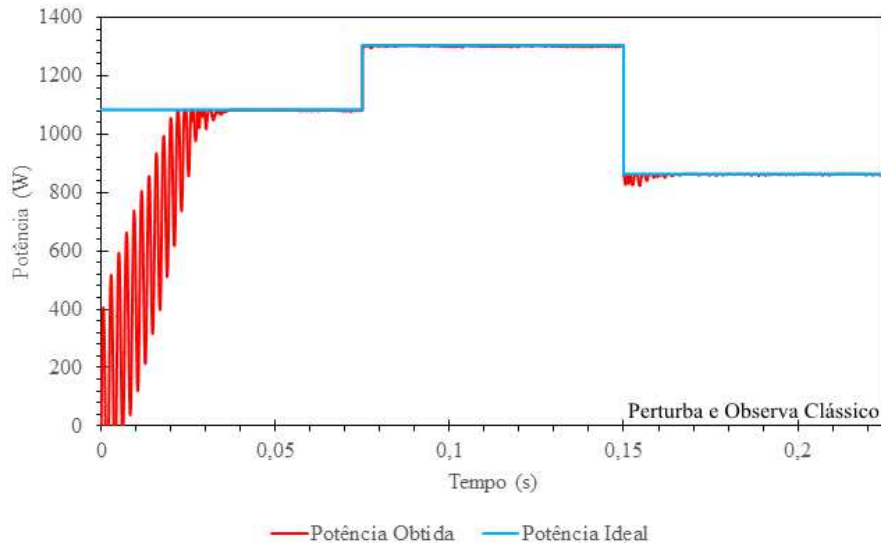


Figura 4.25: Método Perturba e Observa Clássico. Fonte: Autora.

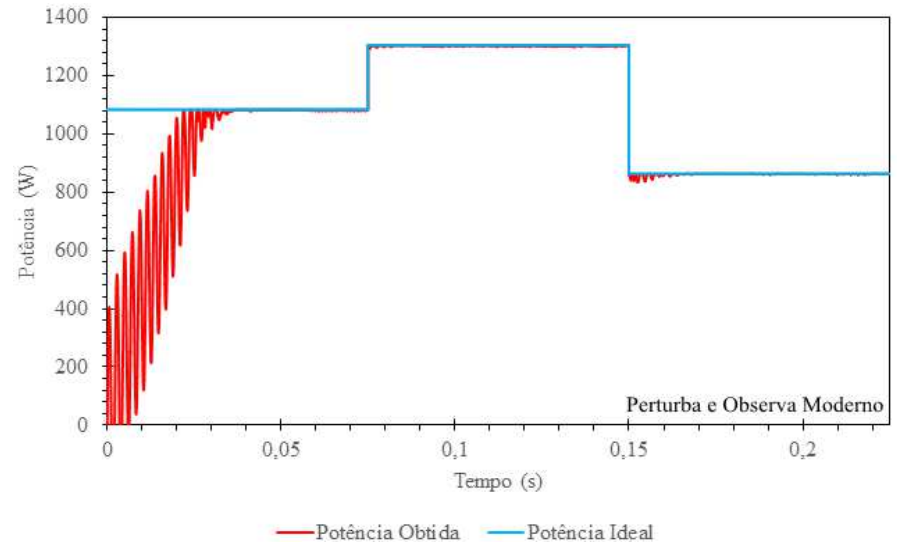


Figura 4.26: Método Perturba e Observa Moderno. Fonte: Autora.

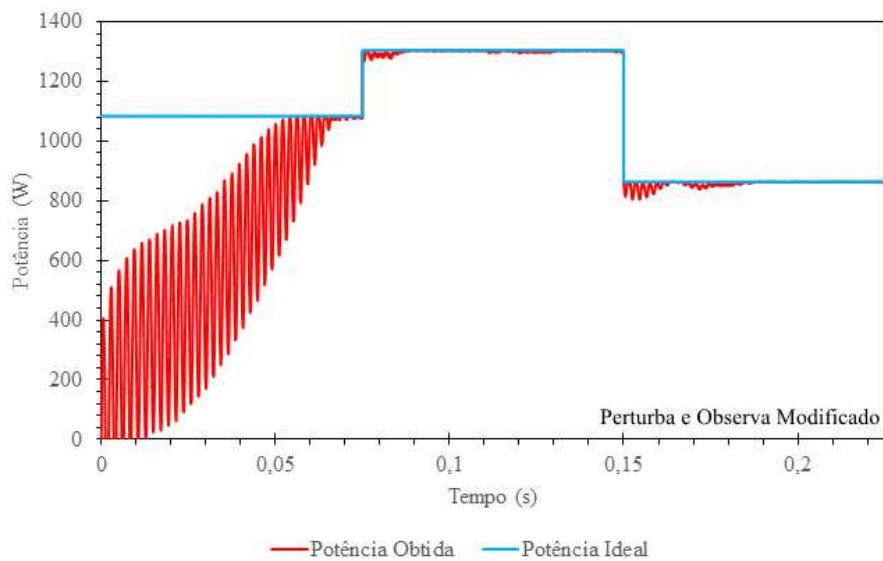


Figura 4.27: Método Perturba e Observa Modificado. Fonte: Autora.

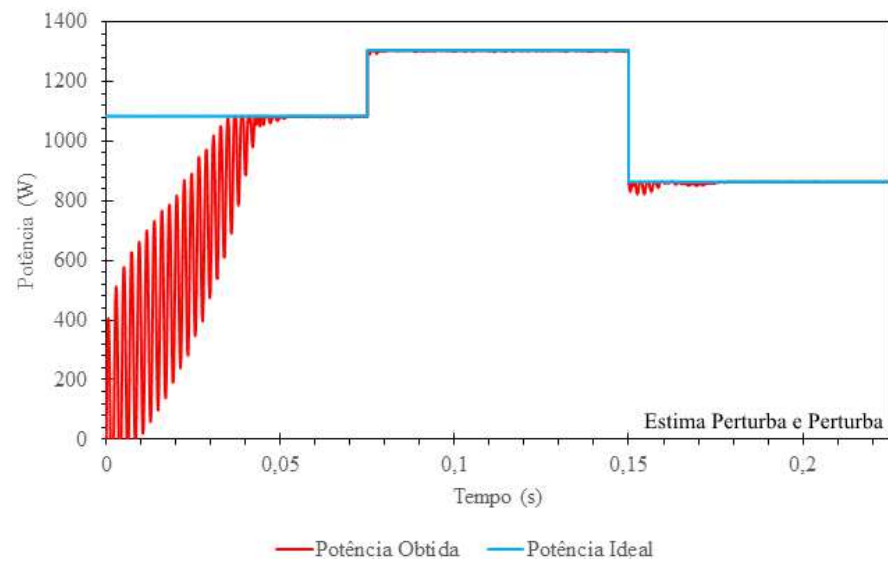


Figura 4.28: Método Estima Perturba e Perturba. Fonte: Autora.

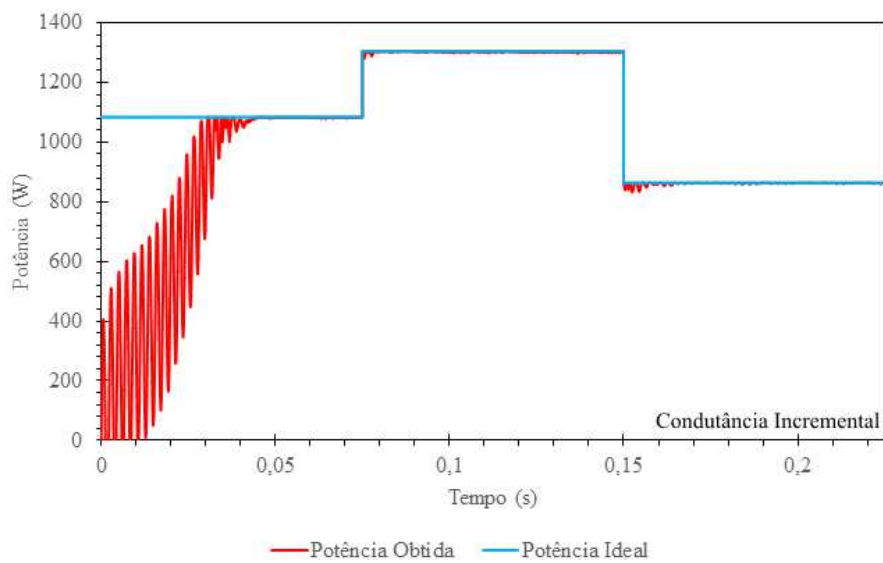


Figura 4.29: Método da Condutância Incremental. Fonte: Autora.

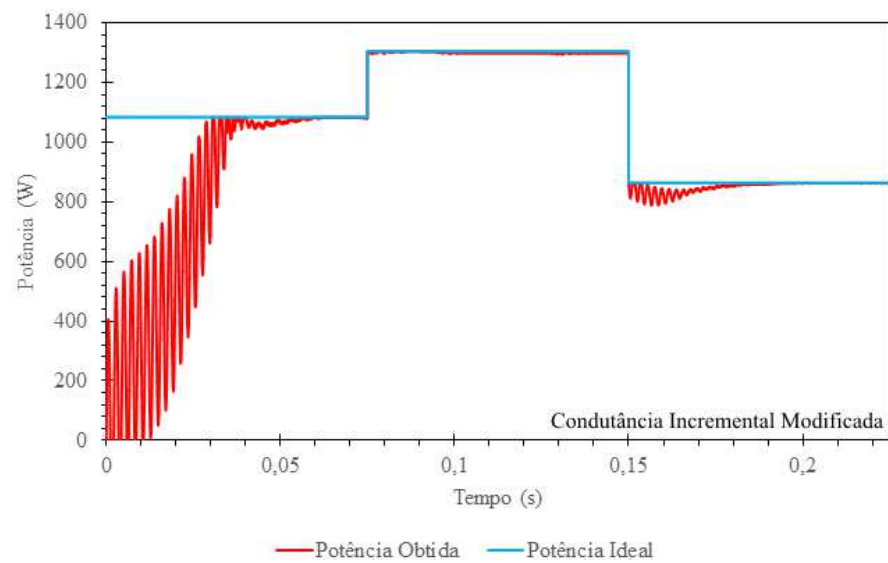


Figura 4.30: Método da Condutância Incremental Modificada. Fonte: Autora.

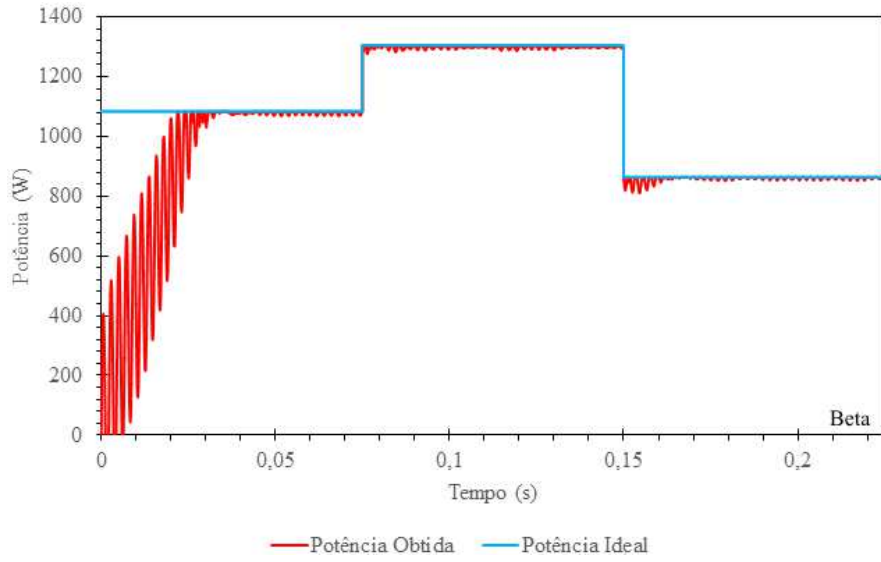


Figura 4.31: Método Beta. Fonte: Autora.

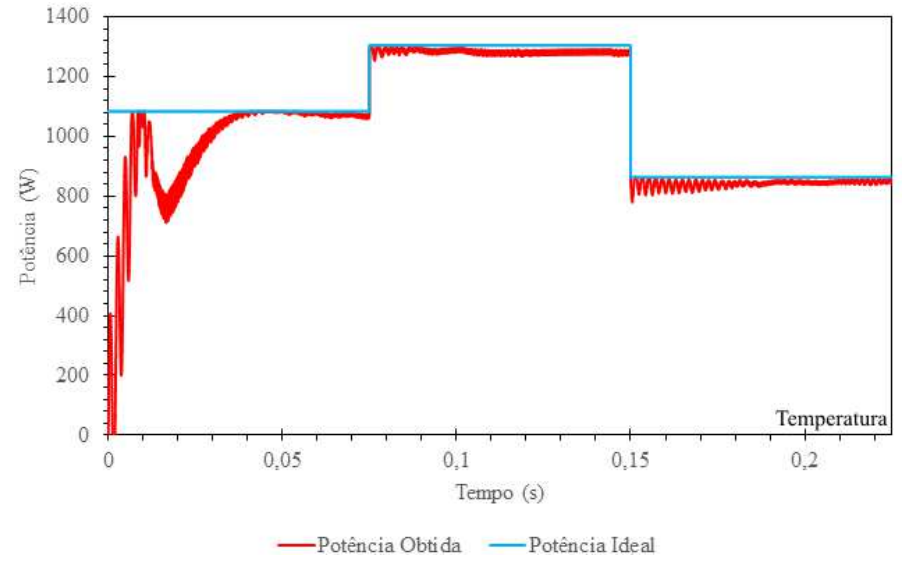


Figura 4.32: Método da Temperatura. Fonte: Autora.

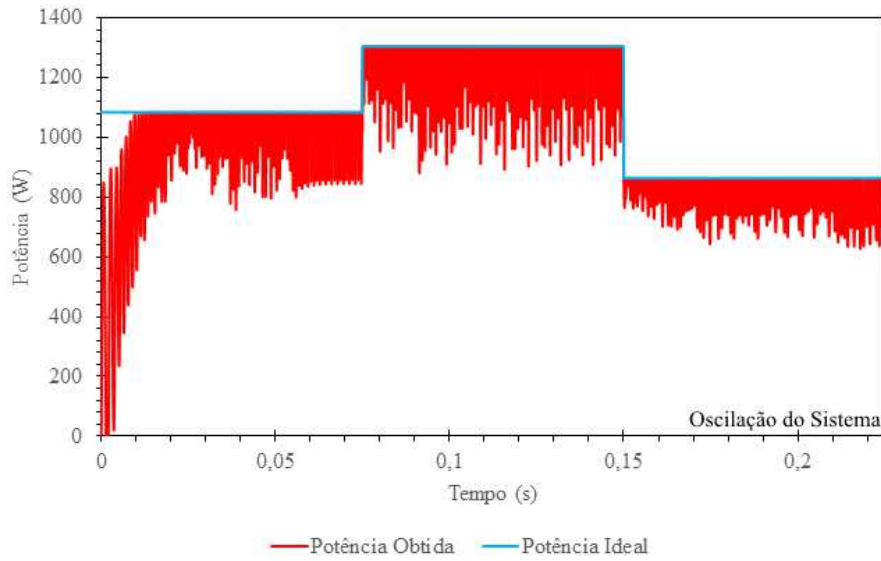


Figura 4.33: Método de Oscilação do Sistema. Fonte: Autora.

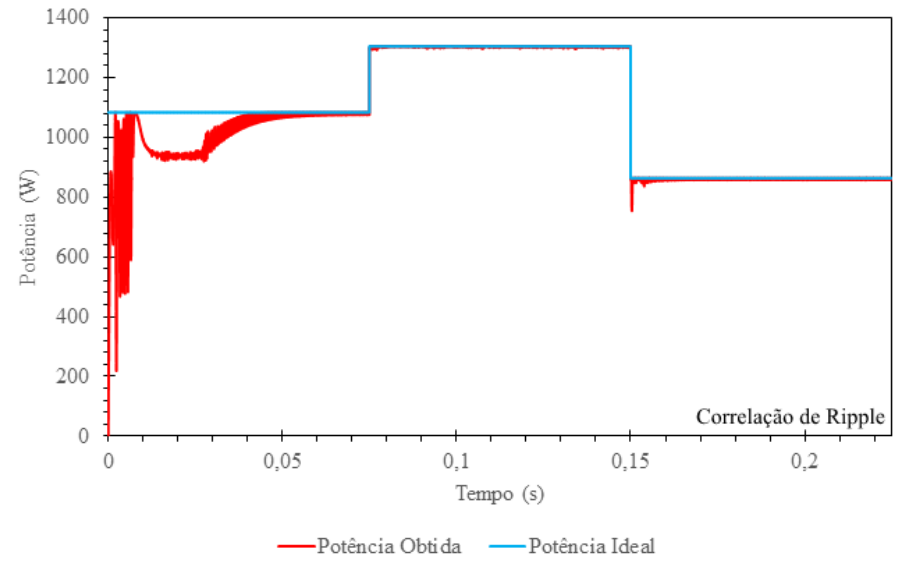


Figura 4.34: Método da Correlação de Ripple. Fonte: Autora.

A resposta em potência dos diferentes métodos se mostra bastante variada, cada método com suas vantagens, seja na velocidade de resposta, seja na oscilação obtida em regime permanente. Na seção 3.6.1 foram discutidos os comportamentos esperados para os MPPTs individualmente e, por suas respostas mostradas nas figuras de 4.23 a 4.34, conclui-se que a modelagem computacional é aceitável para os métodos simulados.

Alguns métodos se comportam de maneira lenta nas respostas aos degraus, outras respondem mais rapidamente, cada um com sua aplicação própria aos sistemas. Os piores resultados computacionais provêm do método de Razão Cíclica Fixa, Tensão Constante e de Oscilação do Sistema, em que são obtidas respostas muito lentas e baixa busca de potência.

Os métodos que obtêm melhor desempenho são os de Correlação de Ripple e os baseados em Hill Climbing, como o Perturba e Observa e o Condutância Incremental e suas modificações, que apesar de se apresentarem lentas inicialmente, após retiradas as inércias dos componentes do Boost, são métodos muito eficientes. Destaca-se, também, o método Beta, com resultados muito satisfatórios e rápidos.

A figura 4.35 mostra o sinal de saída dos métodos MPPT em resposta ao degrau de irradiação. O método de razão cíclica fixa foi omitido, pois a saída do sistema de controle não é proporcional à tensão desejada, mas ao regime de trabalho do interruptor, tornando-se um dado diferente para comparação com os outros, sendo possível informar que o regime é de 23%.

Os métodos de Temperatura e de Tensão Constante também foram omitidos, já que emitem a mesma saída que a ideal se os sistemas estiverem bem sintonizados. O método de Oscilação do Sistema também não é mostrado, pois sua saída varia muito em torno da ideal, tornando-se imprópria a comparação com os outros sistemas.

São apresentados, então, os métodos Perturba e Observa Clássico, Perturba e Observa Moderno, Perturba e Observa Modificado, Estima Perturba e Perturba, Condutância Incremental, Condutância Incremental Modificada, Beta e Correlação de Ripple, com a variável manipulada ideal para a resposta em regime permanente.

Vê-se que, quando aplicado o degrau, as variáveis manipuladas (ou respostas dos MPPTs) se encaminham para o valor próximo ao de tensão de máxima potência (141,6 Volts), com exceção do Método de Correlação de Ripple, todos partem da referência e tendem a aumentar.

O Método de Correlação se inicia alto, pois o erro do sistema é muito alto e, a partir do momento em que o erro é menor, ele vai diminuindo até a estabilização, próximo ao ponto de tensão de máxima potência do sistema.

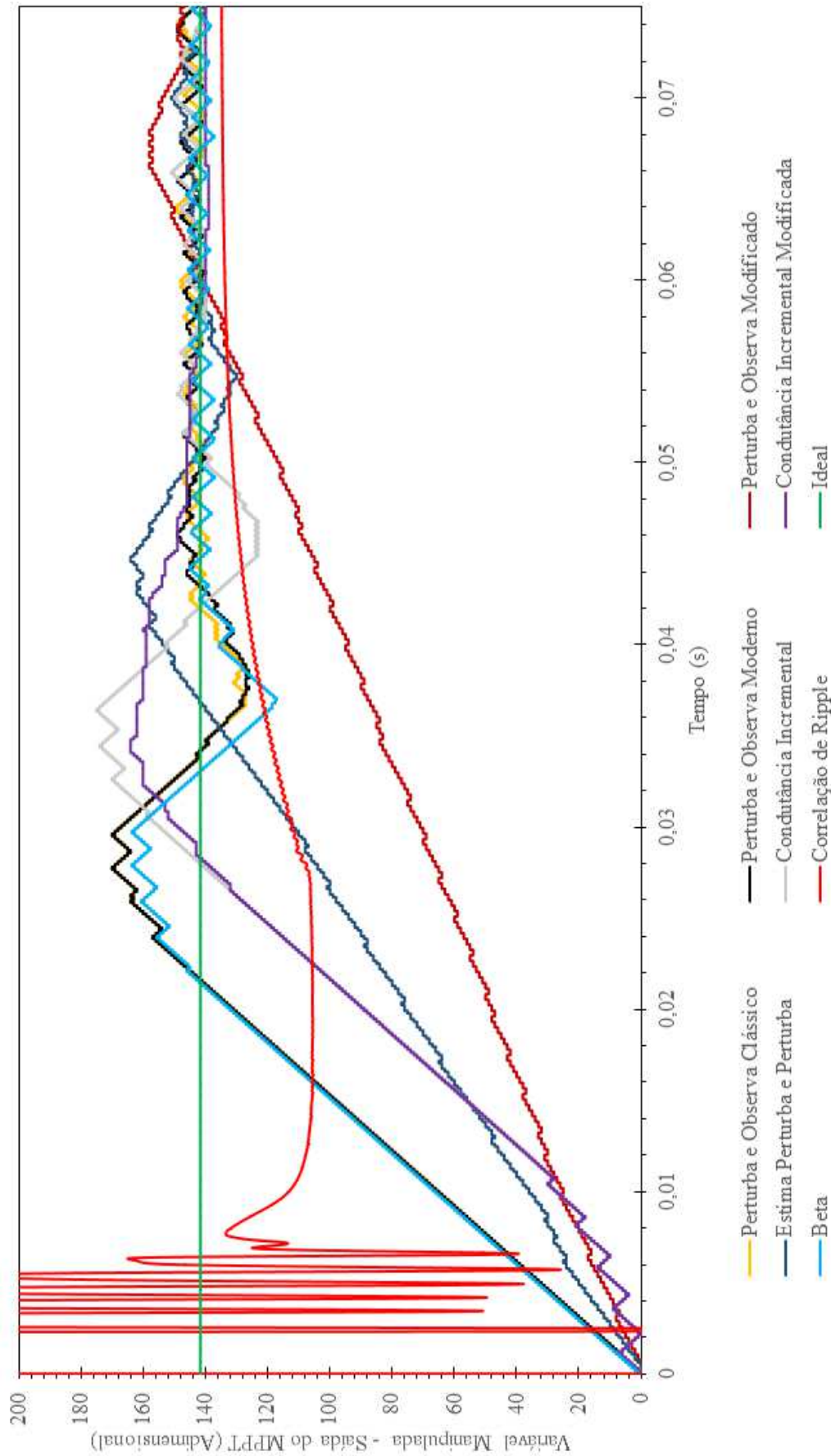


Figura 4.35: Variáveis manipuladas dos diferentes MPPTs em resposta ao degrau. Fonte: Autora.



A figura 4.36 ilustra, em regime permanente, a atuação dos MPPTs e a sua forma oscilatória.

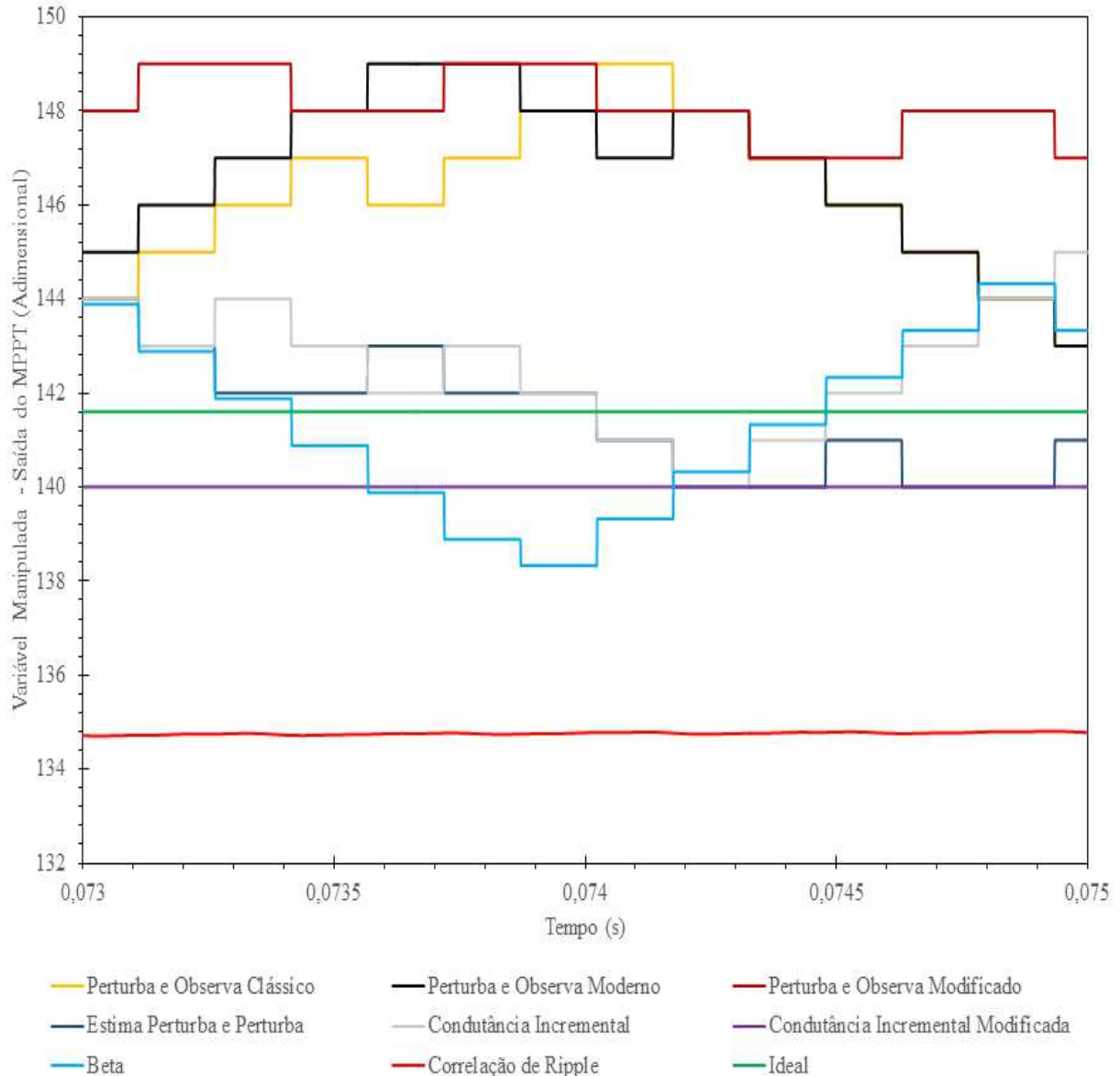


Figura 4.36: Variáveis Manipuladas dos diferentes MPPTs em regime permanente. Fonte: Autora.

Vê-se que há uma oscilação em regime permanente de alguns métodos em torno do MPP. Essa oscilação é inevitável, já que para atingir a máxima potência, o sistema deve verificar se ele é máximo. Dois métodos não geram oscilações, o método de Correlação de Ripple e o de Condutância Incremental Modificada. O primeiro pelo seu princípio de funcionamento e o segundo por constar que o erro entre o valor obtido e o ideal é desprezível.

A figura 4.37 mostra a atuação do método Beta na curva de potência do módulo fotovoltaico e a figura 4.38 a curva de potência do módulo.

Os pontos foram desenhados sobre a curva de potência para melhor visualização da resposta. Os pontos 1, 2, 3, 4 e 5 se correspondem nas figuras 4.37 e 4.38.

Inicialmente há um aumento da referência enviada ao sistema pelo MPPT até que é atingido o ponto 1. Como a potência continua a subir, o MPPT continua aumentando a referência na mesma direção até o ponto 2, onde ainda é acrescentado mais sinal à saída, até que o sistema trabalha no ponto 3. O ponto 3 apresenta um *overshoot*, que quando é alcançado pelo sistema, é percebido pelo MPPT pela diminuição de potência. Como a incrementação de sinal apresentou uma diminuição de potência, o MPPT envia menos sinal ao sistema até a chegada do ponto 4 que é corrigida rapidamente e se estabiliza próximo ao ponto 5.

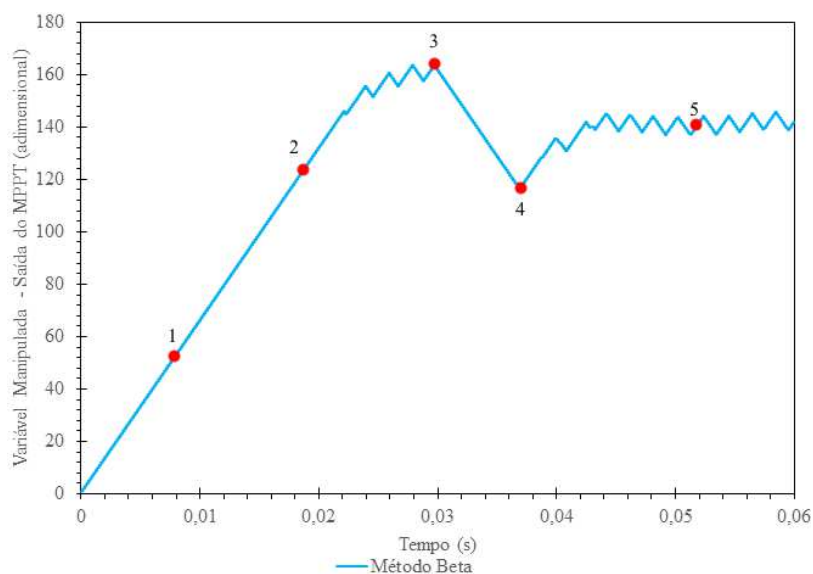


Figura 4.37: Aplicação do método Beta no degrau de irradiação. Fonte: Autora.

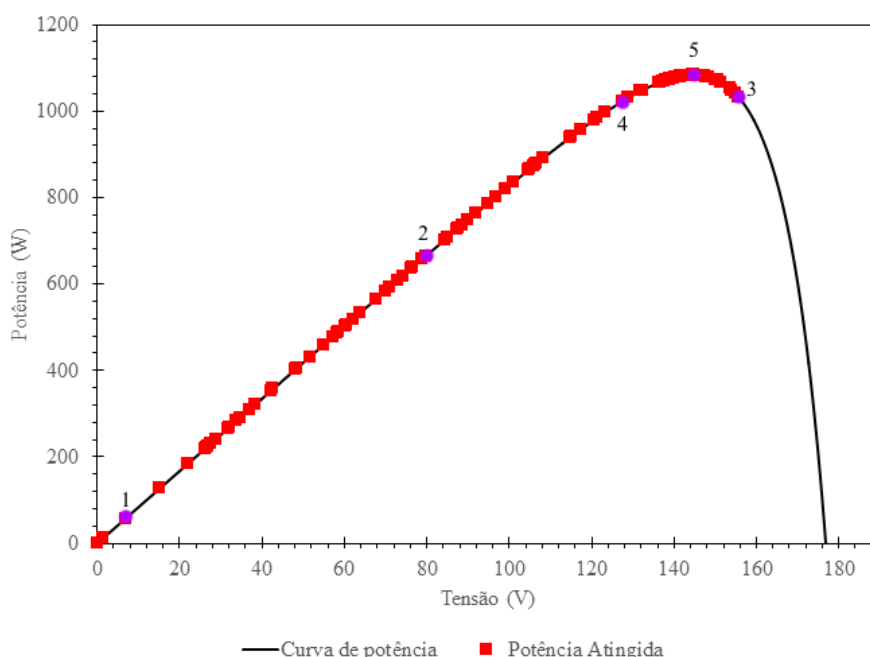


Figura 4.38: Resposta em potência do sistema. Fonte: Autora.

Por fim é apresentada a tabela 4.5, onde a Autora reúne as informações obtidas na análise computacional e as informações literais explanadas na seção 3.7 concluindo as vantagens e desvantagens de cada método.

Tabela 4.5: Vantagens e desvantagens de cada método de MPPT utilizado.

Fonte: Autora.

<b>Processo</b>	<b>Vantagens</b>	<b>Desvantagens</b>
Razão Cíclica Fixa	Simplicidade de aplicação Baixo custo	Sacrifícios na entrega de potência Sintonia <i>off-line</i>
Tensão Constante	Simplicidade de aplicação Baixo custo	Erros de regime permanente Sintonia <i>off-line</i>
P&O Clássico	Simplicidade de aplicação	Resposta Lenta em alterações bruscas de Irradiação e Temperatura Oscilações em regime permanente
P&O	Menor oscilação em regime permanente	Resposta Lenta em alterações bruscas de Irradiação e Temperatura
P&O Modificado	Tenta resolver flutuações de Irradiação e Temperatura	Resposta muito lenta
Estima Perturba e Perturba	Estima futuras alterações de Irradiação e Temperatura	Resposta lenta
Condutância Incremental	Simplicidade de aplicação Baixo custo	Resposta Lenta em alterações bruscas de Irradiação e Temperatura Oscilações em regime permanente
Condutância Incremental Modificado	Menor oscilação em regime permanente	Resposta Lenta em alterações bruscas de Irradiação e Temperatura
Oscilação do Sistema	Baixo custo Utilização de circuitos analógicos	Difícil sintonia Complexidade de instalação
Correlação de Ripple	Médio custo Utilização de circuitos analógicos	Difícil sintonia Complexidade de instalação
Beta	Boa sintonia	Requer a utilização de outros métodos em regime permanente
Temperatura	Simplicidade de aplicação Baixa oscilação	Resposta Lenta

#### 4.5 SIMULAÇÕES NA MALHA DE CAPTURA DE FASE

As simulações computacionais na malha de captura de fase foram feitas isoladas do sistema, com um bloco do tipo MODELS simulando uma função cosseno, descrito na equação 4.4.

$$V = A * \cos(\omega * t + \varphi) \quad (4.4)$$

Onde:

- $V$  Tensão de saída do bloco, em Volts (V).
- $A$  Amplitude do sinal de onda, em Volts (V).
- $\omega$  Frequência do sistema, em radianos por segundo (Rad/s).
- $\varphi$  Ângulo de defasagem da saída, em radianos (Rad).
- $t$  Tempo, em segundos (s).

Foram determinados 6 instantes para a definição dos valores simulados, além dos valores iniciais. Todos esses podem ser definidos pelo usuário no momento da simulação, sem precisar de edição nas linhas da MODELS; já a amplitude do sinal é mantida fixa o tempo todo.

Foram definidos dois testes computacionais para o funcionamento da malha de captura de fase completamente, o primeiro teste conta com mudanças na frequência da rede e, no segundo, mudanças no ângulo de fase.

##### A) MUDANÇAS NA FREQUÊNCIA

A amplitude foi mantida em 311 unidades, mantendo-se a definição do projeto de conexão à rede elétrica. A mudança na frequência do bloco é alterada por quatro vezes, inicia-se em 60 Hz (377 rad/s) para a estabilização do sistema. Em 1 segundo de simulação foi feita a elevação de 60 Hz para 70 Hz (440 rad/s), em 1,5 segundo para 60 Hz, se mantendo até 2 segundos, onde cai para 50 Hz (314 rad/s). Em 2,5 segundos a frequência retorna para 60 Hz.

A figura 4.39 mostra tanto a frequência como o ângulo da rede e da malha de captura de fase, enquanto a figura 4.40 informa a diferença – ou o erro – do sistema.

Pela observação das figuras apresentadas, verifica-se que, após cada transitório gerado

pela perturbação, o sistema volta a atracar com a rede, concluindo que a malha de captura de fase pode ser aplicada para distúrbios de frequência.

Nas duas figuras, o ângulo do PLL sobe por 5 ciclos até se estabilizar (no ângulo de zero) e depois decresce 5 ciclos, isso se deve pela captura de fase adiantar e atrasar a fase de comando, a fim de se equiparar com a frequência recebida para que o sistema se equilibre. Sem essa intervenção a frequência nova seria alcançada, mas com defasagem angular permanente.

Observa-se que o valor do ângulo fora das frequências de 60 Hz não fica em um valor fixo, isso se deve ao fato da medida do ângulo do PLL estar sempre na base de 60 Hz e a medida do ângulo da rede ficar na base da frequência que ela impõe, tornando a comparação ocular irregular. Para observação das figuras, no ângulo do PLL deve ser analisado que ao alcançar o valor de  $360^\circ$ , ou  $2\pi$  radianos, retorna a  $0^\circ$  ou 0 radianos. Como a frequência está mais alta, o ângulo sobe de forma linear para acompanhar o sistema, que pelo aumento da frequência sofre um aumento do ângulo. O mesmo processo acontece quando a frequência da rede desce.

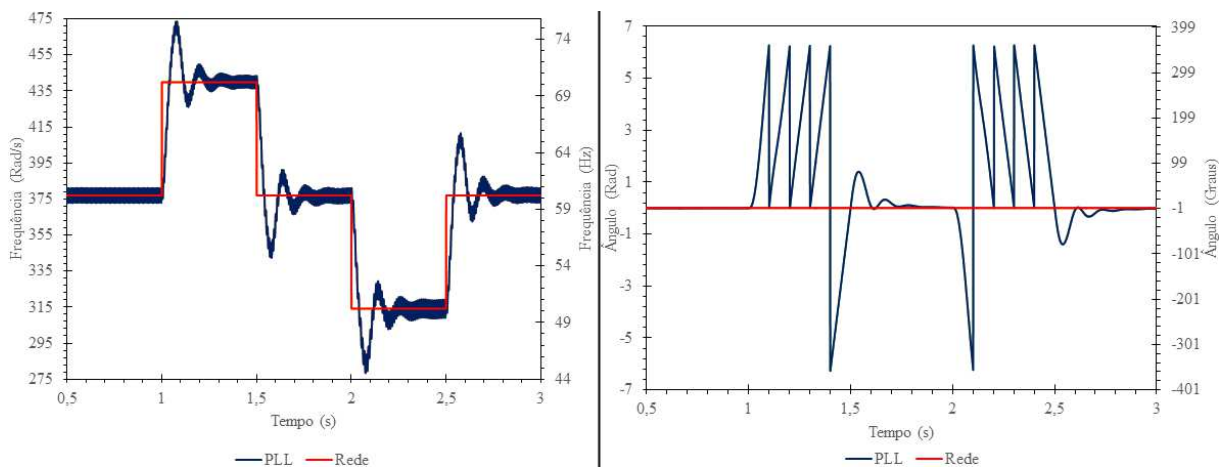


Figura 4.39: Frequência e fase do PLL e da rede. Fonte: Autora.

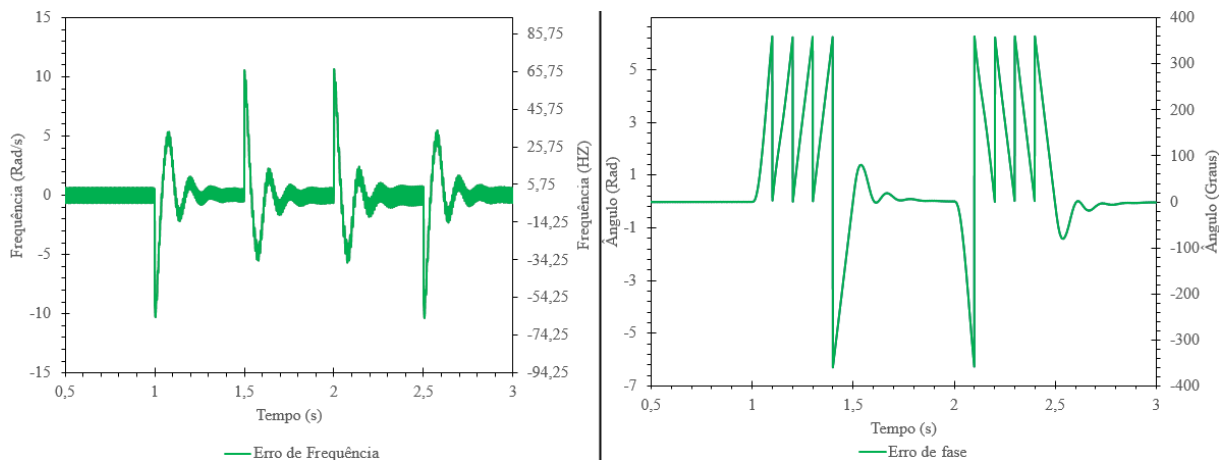


Figura 4.40: Erros de frequência e fase. Fonte: Autora.

## B) MUDANÇAS NO ÂNGULO DE FASE

A mudança no ângulo de fase do bloco é alterada por quatro vezes, se inicia em  $0^\circ$  ( $0$  rad) para a estabilização do sistema. Em 1 segundo de simulação, foi feita a elevação da fase para  $90^\circ$  ( $1,57$  rad), em 1,5 segundo para  $-90^\circ$ , se mantendo até 2 segundos, quando sobe para  $180^\circ$  ( $3,14$  rad). Em 2,5 segundos, o ângulo retorna para  $0^\circ$ .

A figura 4.41 apresenta a frequência e a fase do PLL e da rede elétrica, e a figura 4.42 mostra os erros de frequência e de fase. Observa-se que o PLL segue a mesma fase da rede, acompanhando seu ângulo após um breve transitório. Verifica-se, ainda, que o sistema se mantém na frequência, já que a mudança foi apenas de fase.

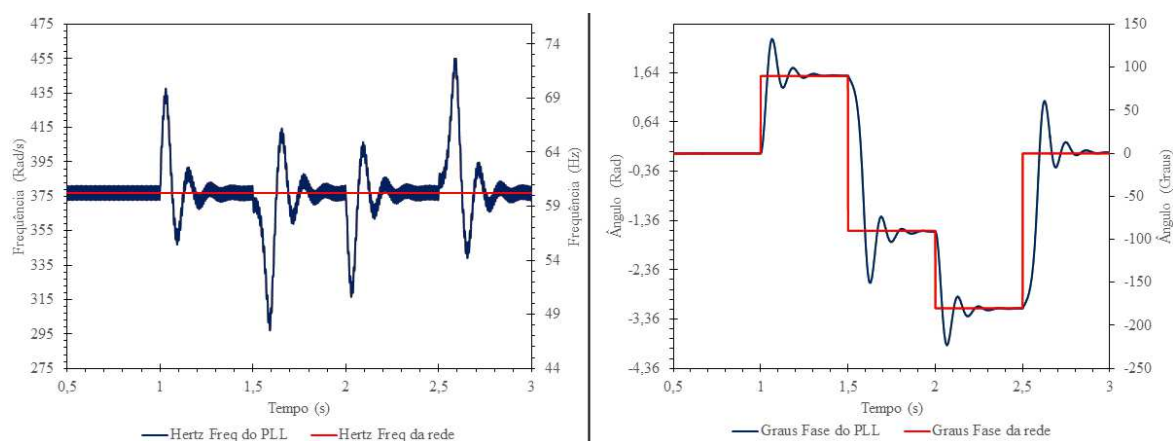


Figura 4.41: Frequência e Fase da rede e do PLL. Fonte: Autora.

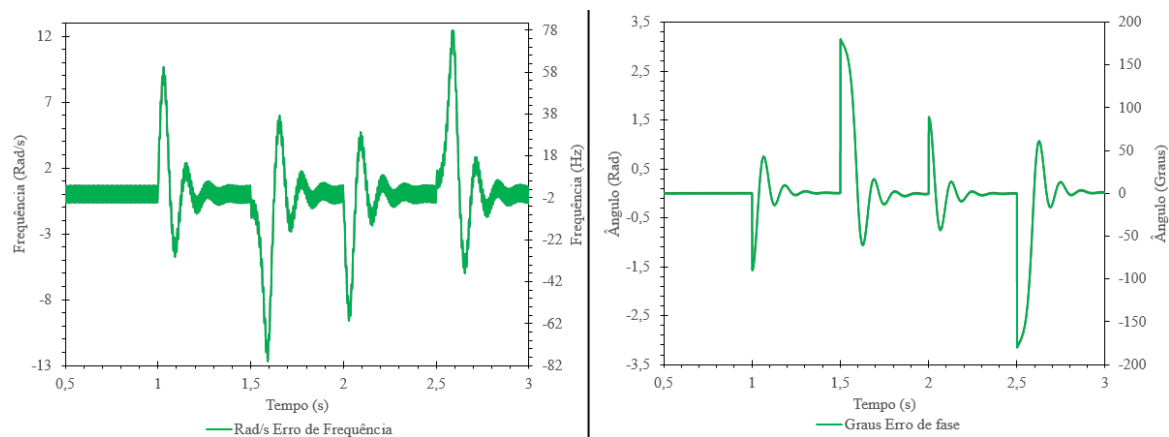


Figura 4.42: Erros de frequência e fase. Fonte: Autora.

Sendo assim, valida-se o modelo computacional do PLL, cobrindo a gama de suas aplicações. Informa-se que a aplicação pode ser feita em conjunto, com erros angulares e para diferentes frequências ao mesmo tempo.

#### 4.6 SIMULAÇÕES DA UNIDADE INVERSORA

A unidade inversora foi testada com uma fonte de tensão constante em 200 Volts em sua entrada e foi feita a conexão com uma fonte alternada de amplitude 180 Volts, com sua fase em  $-90$  graus. O sistema conta com a malha de captura de fase, que atuará para manter a saída do inversor em fase com a fonte alternada.

##### A) SIMULAÇÃO NA UNIDADE DE CONTROLE DE CORRENTE

A unidade de controle de corrente determina a forma e a amplitude da corrente injetada na rede, já que a tensão tem a frequência e a amplitude fixas. A utilização do controle PLL foi mantida para que seja verificado sua atuação no sinal de corrente.

Na figura 4.43, vê-se o gráfico da forma de onda da corrente injetada no sistema.

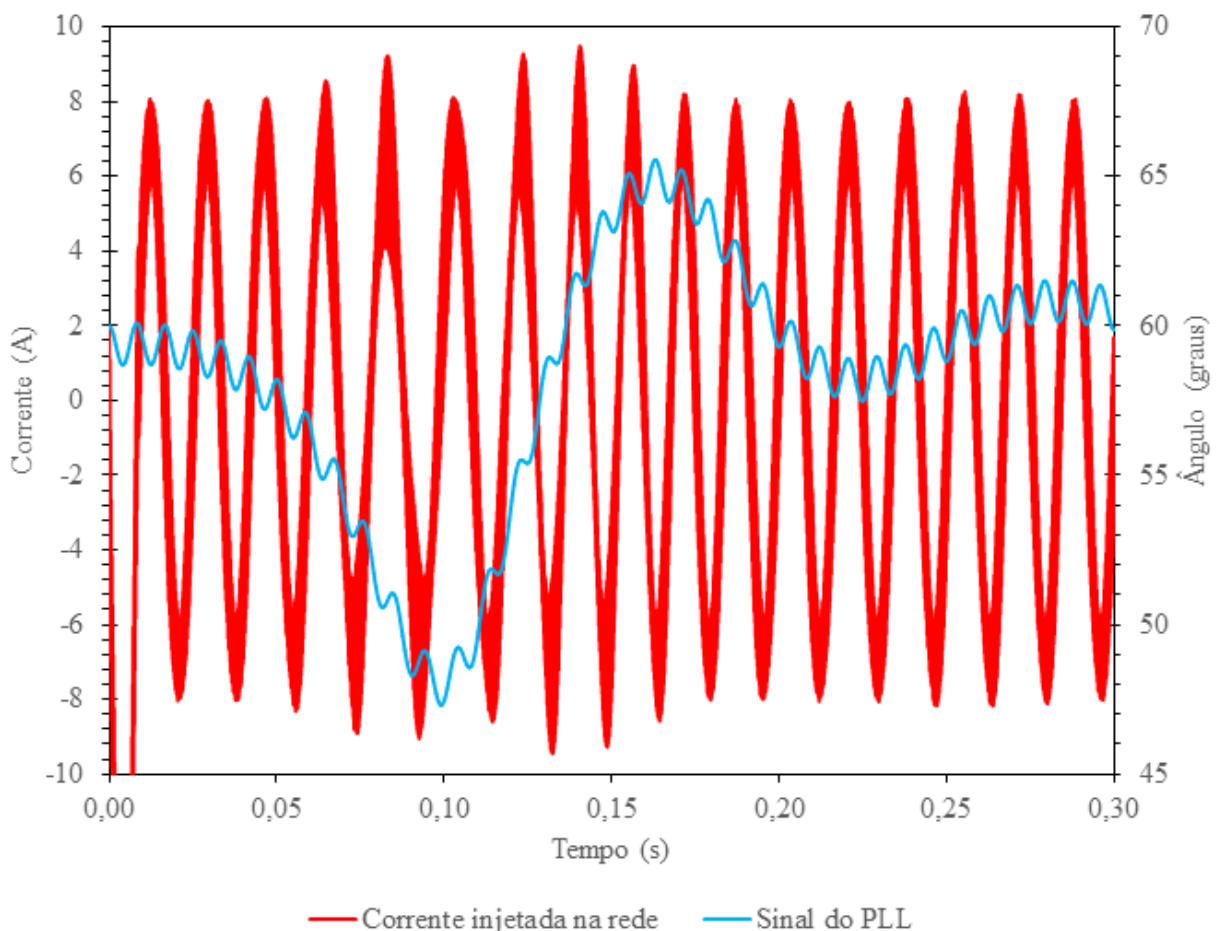


Figura 4.43: Forma de onda da corrente injetada na rede e o comando do PLL. Fonte: Autora.

Para este estudo não há perda de potência com o conversor boost, já que não há conexão dele com o inversor, mas a de uma fonte de tensão contínua. Isso faz com que a potência transferida seja maior, diferente do observado na tabela 3.6.

Observa-se que a amplitude segue a equação 3.29, onde a potência de referência é de 1080 Watts, a tensão da rede é de 311 Volts (220 Volts de tensão eficaz) e a tensão contínua de entrada é de 400 Volts, resultando em uma corrente de pico de 6,94 Ampères.

A transferência de potência é da ordem de 1080 Watts, como apresentada na referência. Analisando a tensão RMS de 220, têm-se  $220 * 6,94/\sqrt{2}$ , resultando em 1080 Watts, sendo verdadeiro o equacionamento apresentado.

Já a forma da onda segue a saída do PLL, onde o valor de frequência diminui e aumenta de acordo com a proposta. Verifica-se, também, a veracidade do modelo computacional neste caso.

## B) SIMULAÇÃO DA UNIDADE PWM

A fim de apresentar o chaveamento da unidade com a resposta em corrente foi utilizada uma frequência de chaveamento mais baixa, de 5 mil Hertz. Essa frequência permite a obtenção de uma boa visualização da atuação do chaveamento na corrente de saída para a apresentação gráfica, mas sofre deficiências na sua forma de onda pelo chaveamento lento. A figura 4.44 mostra como o sistema de chaveamento funciona em duas etapas. E, já que este funciona como uma porta de exclusão, enquanto os interruptores 1 e 4 se fecham, as portas 2 e 3 se abrem, não permitindo curtos-circuitos acidentais.

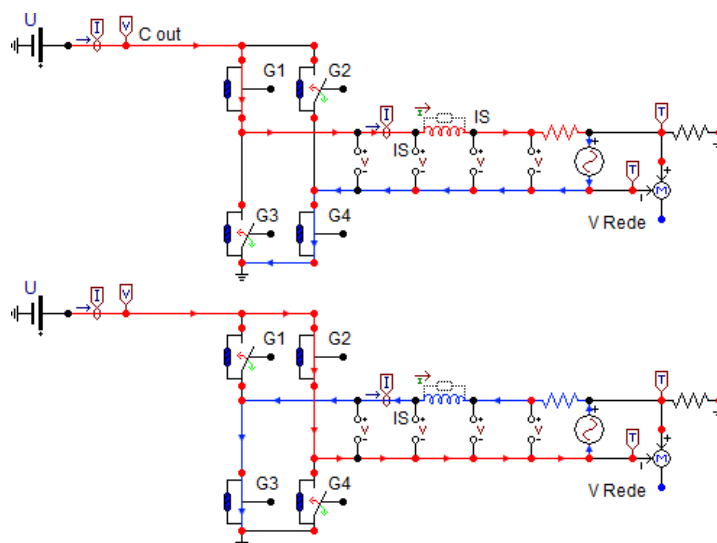


Figura 4.44: Sistema de chaveamento implementado. Fonte: Autora.



O conjunto de interruptores tem, em cada um, um *snubber* (do inglês, supressor), que é utilizado para controlar os efeitos indesejados produzidos pelo chaveamento abrupto de corrente.

Para o tratamento do sinal de saída do chaveamento é necessário um controle de modulação por largura de pulso (Pulse Width Modulation – PWM). Esse tratamento do sinal é feito pela comparação entre o sinal desejado senoidal e uma fonte triangular.

A figura 4.45 mostra como o modelo computacional se comporta na modulação do sistema, com a moduladora, a portadora e o sinal booleano de chaveamento em um ciclo de simulação em eixos separados para melhor visualização.

Todos os sinais apresentados são sinais do tipo MODELS, por isso estão sendo omitidas as unidades nos eixos, podendo ser considerados apenas sinais adimensionais. A baixa frequência permite uma boa visualização do efeito da modulação no chaveamento, nos valores próximos ao pico da moduladora; observa-se que o sinal modulado passa mais tempo apresentando o sinal booleano sim e nos próximos ao vale, o sinal modulado passa mais tempo apresentando o sinal booleano não.

Nos pontos médios, em que a moduladora passa por zero, o sinal modulado se alterna entre os níveis lógicos alto e baixo para que o regime de trabalho seja proporcional, mostrando que o controle PWM é funcional.

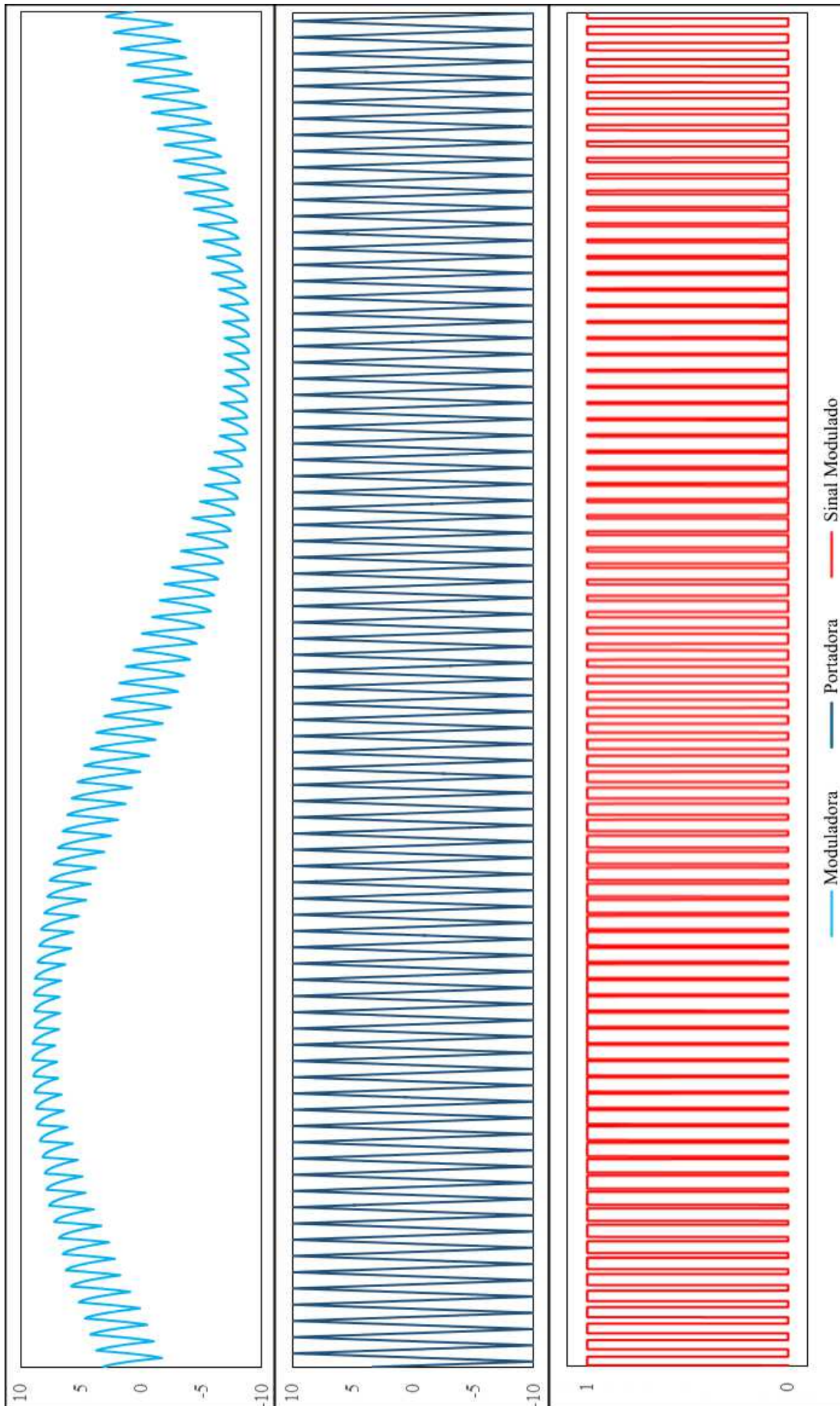


Figura 4.45: Modulação por largura de pulso da unidade inversora. Fonte: Autora.

### 4.7 SIMULAÇÕES NO SISTEMA CONECTADO À REDE ELÉTRICA

A figura 4.46 ilustra o sistema completo conectado à rede elétrica. Foram separados em caixas os diferentes tipos de componentes de controle, o Phase Locked Loop, ou PLL, o controle da corrente injetada e o controle MPPT com seus respectivos PWMs.

No circuito, vê-se as entradas de temperatura e irradiação, o sistema fotovoltaico, os componentes do Boost, o inversor com o indutor de acoplamento na sua saída e a conexão com a rede.

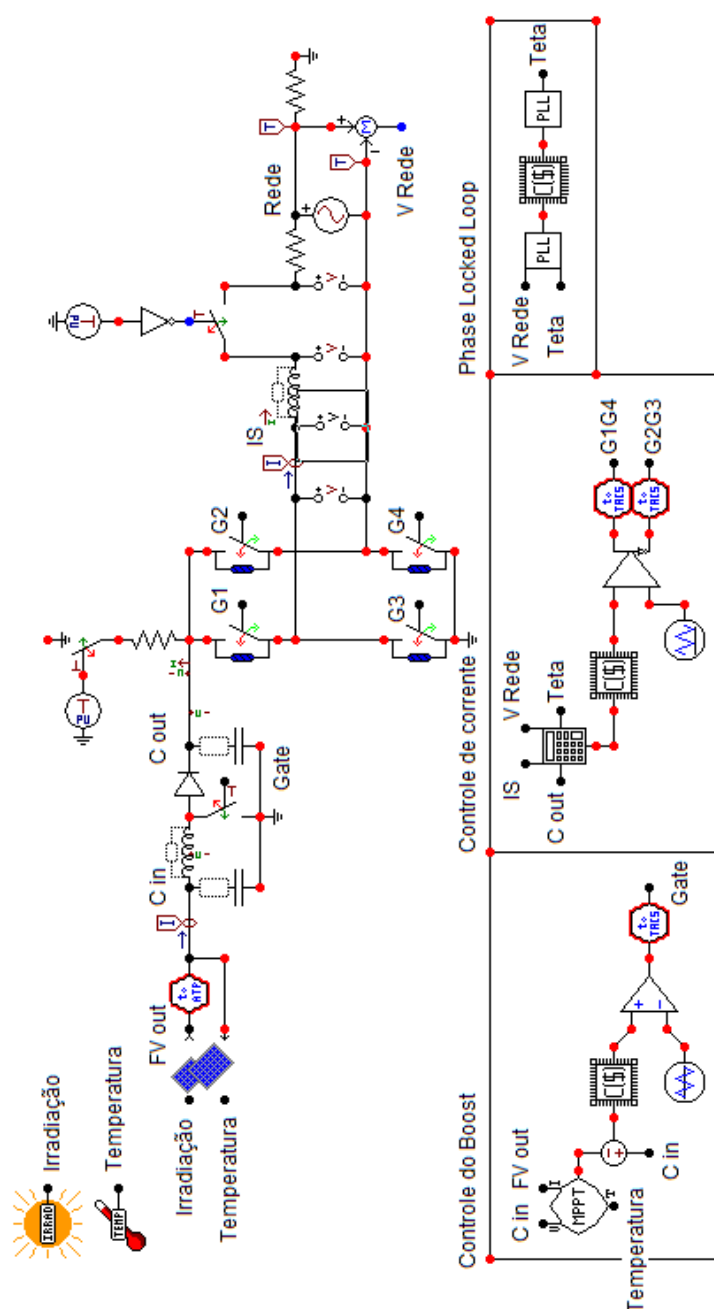


Figura 4.46: O sistema fotovoltaico completo conectado à rede elétrica. Fonte: Autora.

O sistema conta com dois interruptores: o primeiro no ponto de entrada do inversor e o segundo entre o indutor de acoplamento e a rede. Esses interruptores são do tipo normalmente fechados e se abrem após a sincronia do PLL.

Para o sistema fotovoltaico foram escolhidos 8 módulos da Kyocera em série em uma única string. A tabela 4.6 apresenta os parâmetros do modelo.

Tabela 4.6: Parâmetros do módulo fotovoltaico utilizado na seção 4.7.

Fonte: Kyocera [70]

<b>Modelo</b>	<b>KD 135 F, SX SERIES</b>
Máxima potência (W)	135
Tolerância	5%
$V_{oc}$ (V)	22,1
$I_{sc}$ (A)	8,37
$V_{mpp}$ (V)	17,7
$I_{mpp}$ (A)	7,63
Eficiência	>16%

Com esta configuração, são obtidos os valores de tensões e potências vistos na tabela 4.7, nota-se que as correntes são mantidas, já que é feita a utilização de apenas uma string.

Tabela 4.7: Parâmetros do sistema fotovoltaico.

Fonte: Autora.

<b>Modelo</b>	<b>8x KD 135 F, SX SERIES</b>
Máxima potência (W)	1080
$V_{oc}$ (V)	176,8
$I_{sc}$ (A)	8,37
$V_{mpp}$ (V)	141,6
$I_{mpp}$ (A)	7,63

Para a conexão com a rede elétrica, foi utilizada uma fonte de tensão variável com amplitude de 311 Volts não aterrada, com defasagem de -90 graus e frequência de 60 Hz. O nível de tensão na entrada do inversor é de 400 Volts e a entrada do boost, como visto na tabela anterior, fica em torno de 141,6 Volts. Os rendimentos previstos para o boost e para o inversor, respectivamente, são de 93% e de 96%. As frequências dos PWMs dos componentes estão mantidas em 50 KHz.

Os parâmetros completos do boost são apresentados na tabela 4.8 e os parâmetros completos do inversor e do indutor de acoplamento, na tabela 4.9.

Tabela 4.8: Parâmetros do Boost para a seção 4.7.

Fonte: Autora.

<b>Tipo</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidade</b>
Tensão de entrada	141,6	V
Potência	1.080	W
Tensão de saída	400	V
Frequência de chaveamento	50.000	Hz
Ondulação de tensão	1%	V
Ondulação de corrente	50%	A
Saída inversor	311	V
Rendimento	93%	Adimensional
Frequência da rede	60	Hz
Relação M	77,75%	Adimensional
Resistência de saída	148,148	Ohm
Razão cíclica	0,646	Adimensional
Corrente de entrada	7,6271	A
Corrente de saída	2,7	A
Delta I	3,8136	A
Indutor	0,48	mH
Capacitor de entrada	69,5921	uF
Capacitor de saída	303,4391	uF

Tabela 4.9: Parâmetros do Inversor e do Indutor de Acoplamento.

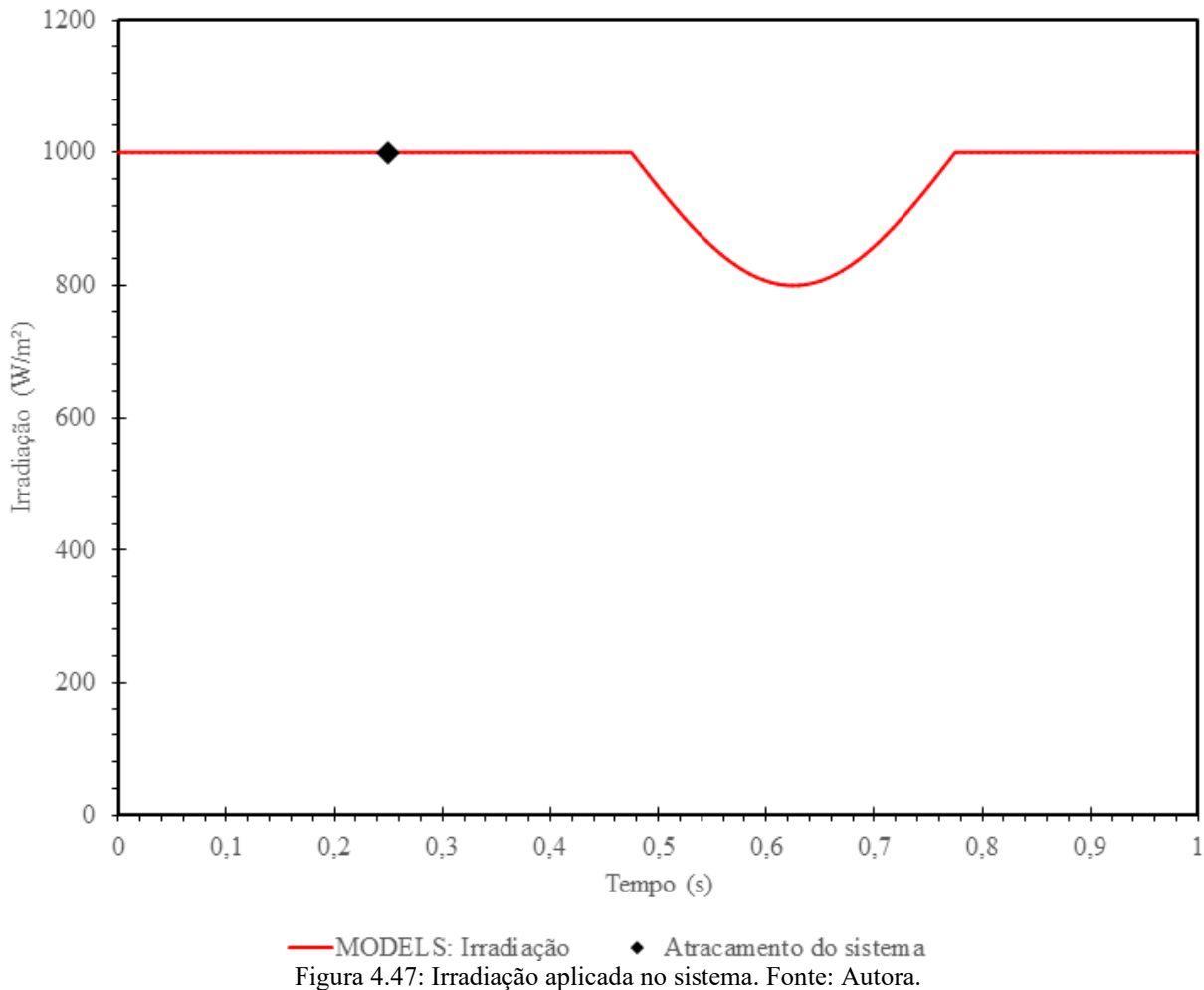
Fonte: Autora.

<b>Tipo</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidade</b>
Tensão de entrada	400	V
Tensão de saída	311	V
D médio	0,88875	Adimensional
Ondulação de corrente	10%	A
Potência PV	1.080	W
Rendimento do conversor	93%	Adimensional
Rendimento do inversor	96%	Adimensional
Potência de saída	964,224	W
Corrente de pico	6,2008	A
Ondulação de corrente admitido	0,62008	A
Frequência	50.000	Hz
Indutância de acoplamento	2,55	mH

Os capacitores foram aproximados aos seus valores comerciais, resultando em um capacitor de entrada de 100  $\mu$ F e um capacitor de saída de 330  $\mu$ F.

Foram escolhidos três métodos de MPPT dentre os que se destacaram na seção 4.3, quais

sejam o método Beta, o método Perturba e Observa Moderno e o método da Condutância Incremental Modificado. O distúrbio aplicado será igual para todos os MPPTs, sendo feita uma diminuição na irradiação, seguindo a figura 4.47.



#### A) SISTEMA CONECTADO COM O MÉTODO BETA

Primeiramente, há de se observar o comportamento da corrente gerada, que sofre proporcionalmente com o distúrbio gerado. A figura 4.48 mostra como é o comportamento da corrente gerada nos módulos fotovoltaicos.

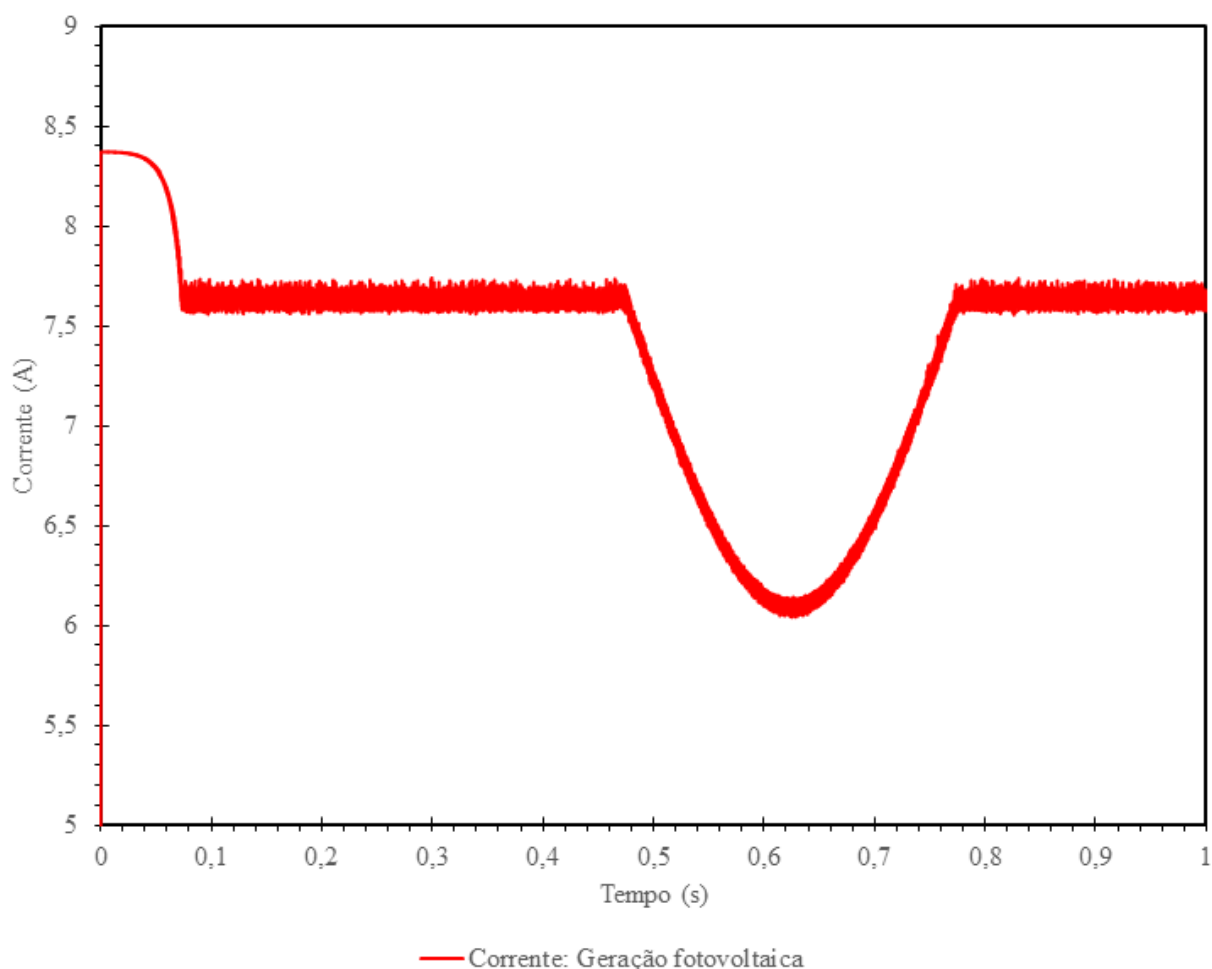


Figura 4.48: Corrente gerada pelos módulos fotovoltaicos – Método Beta. Fonte: Autora.

Há, inicialmente, o ajuste na corrente gerada, que começa em seu estado de curto-circuito, de 8,37 Ampères, e, pelo uso do MPPT, decai para a corrente de máxima potência, de 7.63 Ampères.

A corrente se mantém no valor correspondente a de máxima potência para a irradiação nominal até que ocorre a queda na irradiação. Pela comparação entre os gráficos, vê-se que a corrente sofre uma queda proporcional. Assim que há o retorno de irradiação, a corrente retorna ao ponto onde é gerada a máxima potência.

Na figura 4.49 é vista a potência gerada em contraste com a irradiação recebida pelos módulos fotovoltaicos.

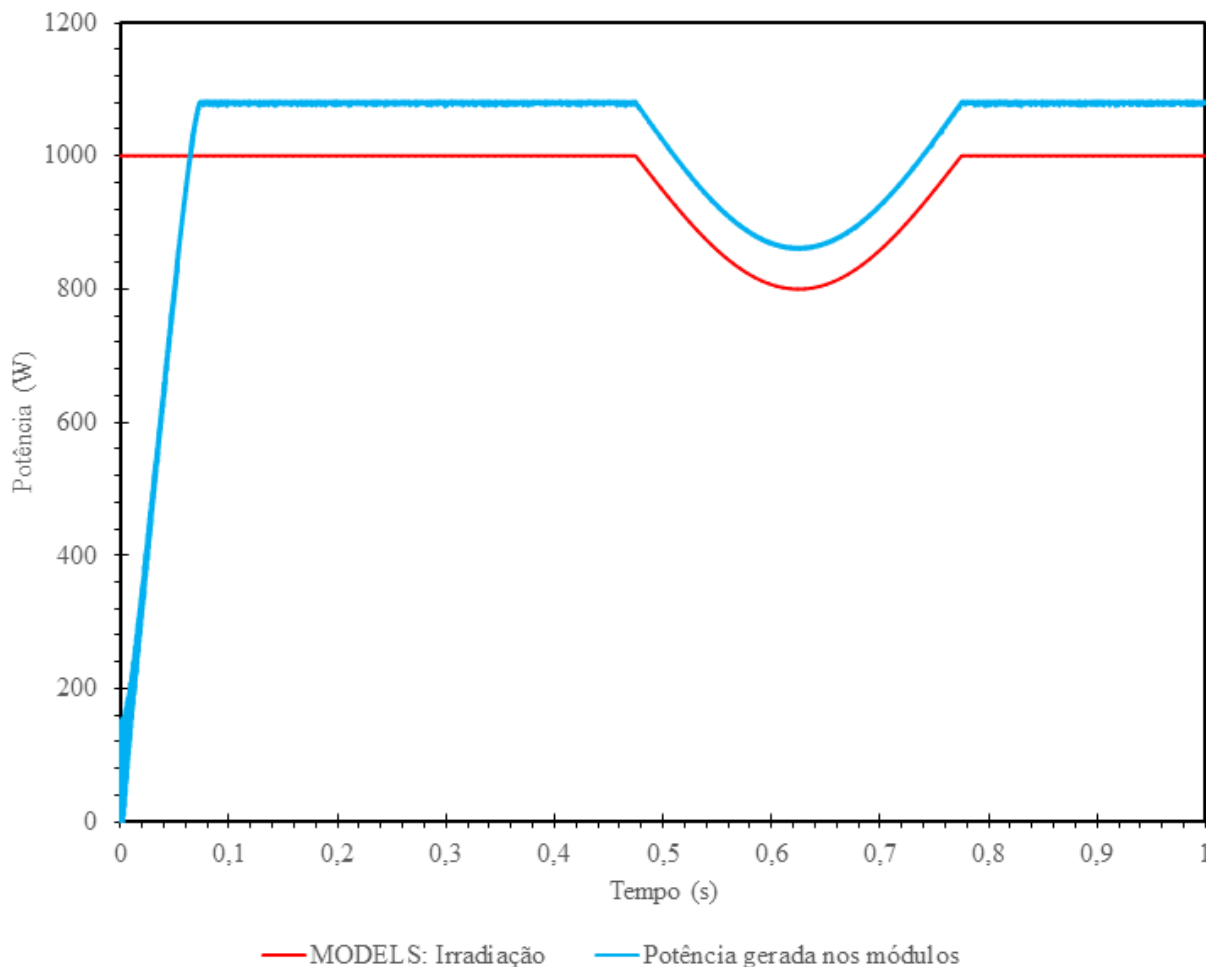


Figura 4.49: Comparação entre potência e irradiação – Método Beta. Fonte: Autora.

Assim como acontece com a corrente gerada, a potência cai no momento da queda de irradiação e retorna logo quando há sua normalização.

A figura 4.50 ilustra a tensão nos módulos fotovoltaicos (variável de sistema) e a ação do MPPT (gerador do *set point*). A figura ainda mostra o erro de *set point* gerado pela diferença entre os dois. O erro do sistema começa alto e diminui à medida que o sistema se estabiliza, ficando em torno de duas unidades para mais ou para menos, ou seja, um erro de 1,5%. Nota-se que, no momento do distúrbio, as oscilações de erro são menores, isso se deve pela queda na corrente gerada, o que causa uma menor geração de campo magnético no indutor do conversor boost, como explicado na seção 3.8.

A figura 4.51 aproxima a visão da atuação do método em regime permanente. Vê-se que o método tem seu valor de variação baixo, o que faz com que a variação de tensão seja menor. Pela figura vê-se ainda que o método tenta sempre controlar qualquer variação acima ou abaixo do valor de referência, gerando as oscilações no método.



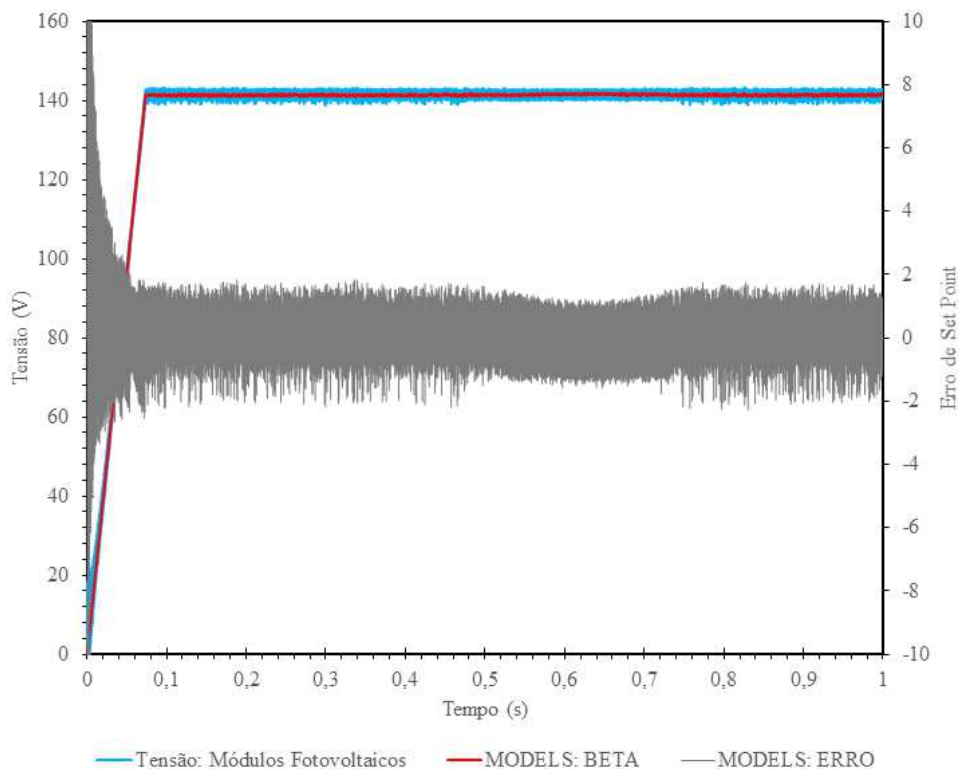


Figura 4.50: Tensão nos módulos, referência do método e erro do sistema – Método Beta. Fonte: Autora.

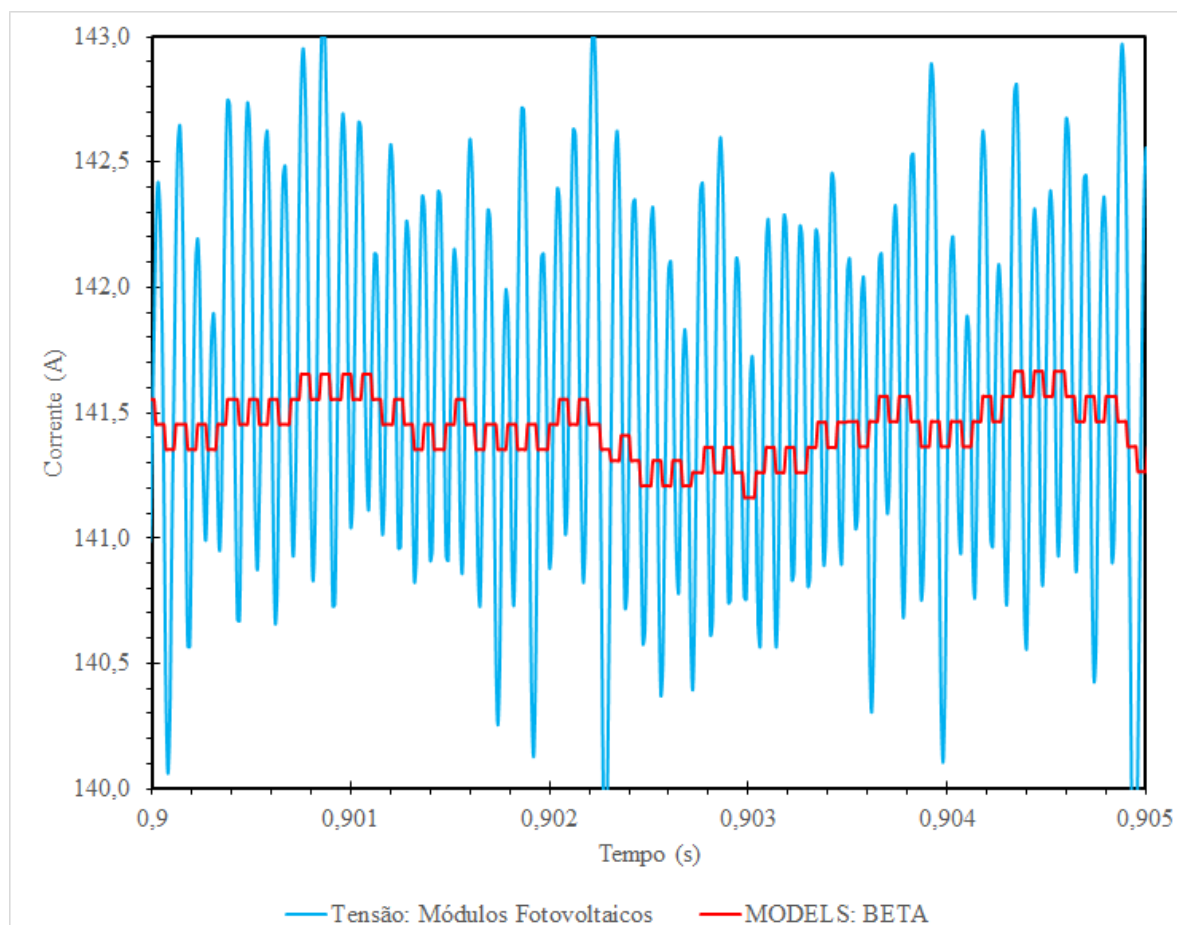


Figura 4.51: Zoom no sinal do MPPT atuando na tensão – Método Beta. Fonte: Autora.

## B) SISTEMA CONECTADO COM O MÉTODO P&amp;O MODERNO

A utilização do método perturba e observa moderno neste sistema segue os mesmos parâmetros do sistema anterior. A figura 4.52 mostra a corrente gerada nos módulos fotovoltaicos. Vê-se que, com a utilização do método perturba e observa moderno, as oscilações são mais acentuadas, mas não interferem no funcionamento próprio do sistema, que se mantém em torno de 7,5 Ampères com a irradiação nominal e em torno de 6 Ampères com o distúrbio em grau máximo.

Na figura 4.53 vê-se a potência gerada em contraste com a irradiação no sistema. Assim como a corrente, a potência cai proporcionalmente à queda na irradiação solar.

Nestes dois gráficos vê-se que o sistema utilizando o método perturba e observa se comporta de forma mais rápida, mas mais oscilatória que o método Beta.

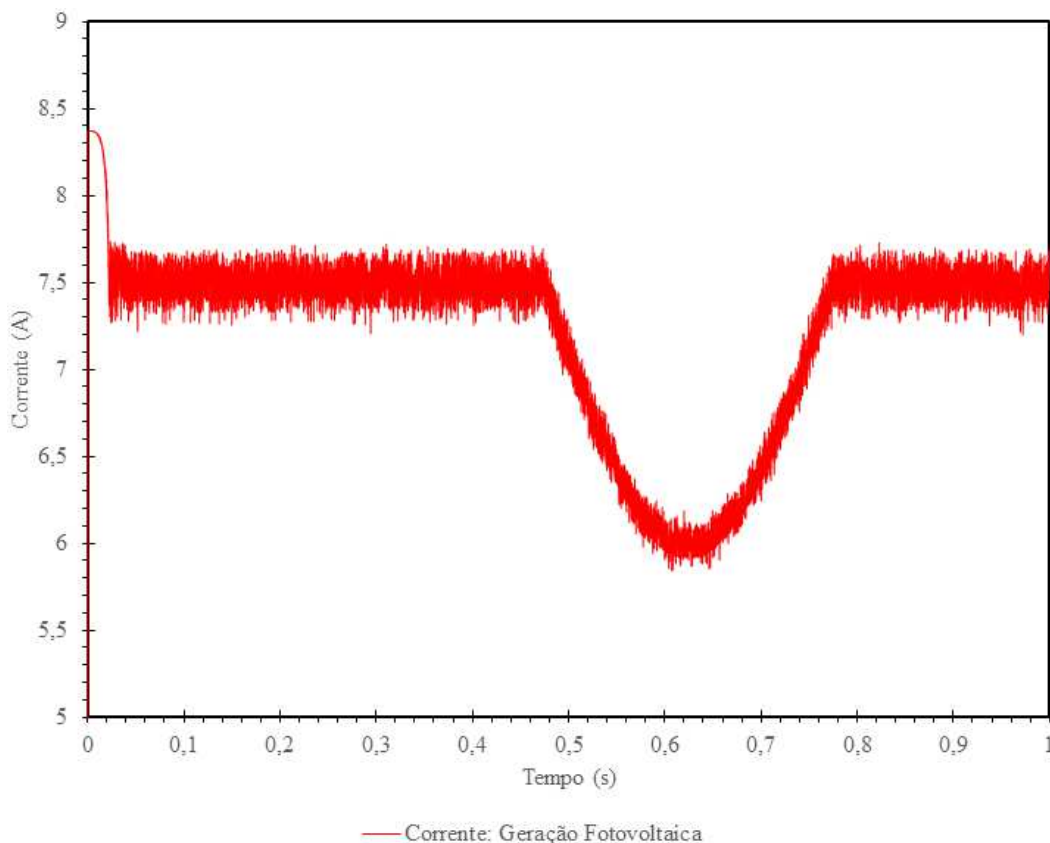


Figura 4.52: Corrente gerada pelos módulos fotovoltaicos – Método P&O Moderno. Fonte: Autora.

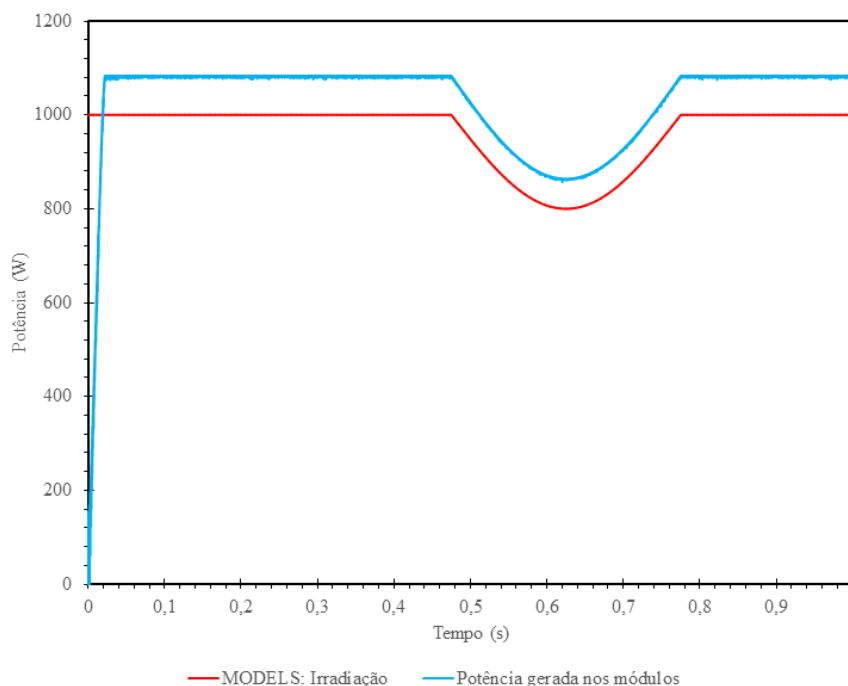


Figura 4.53: Comparação entre potência e irradiação – Método P&O Moderno. Fonte: Autora.

A figura 4.54 traz a tensão nos módulos fotovoltaicos e a ação do MPPT. A figura ainda mostra o erro de *set point* gerado pela diferença entre os dois. O erro do sistema começa alto e diminui à medida que o sistema se estabiliza, ficando em torno de duas unidades para mais ou para menos, ou seja, um erro de 1%.

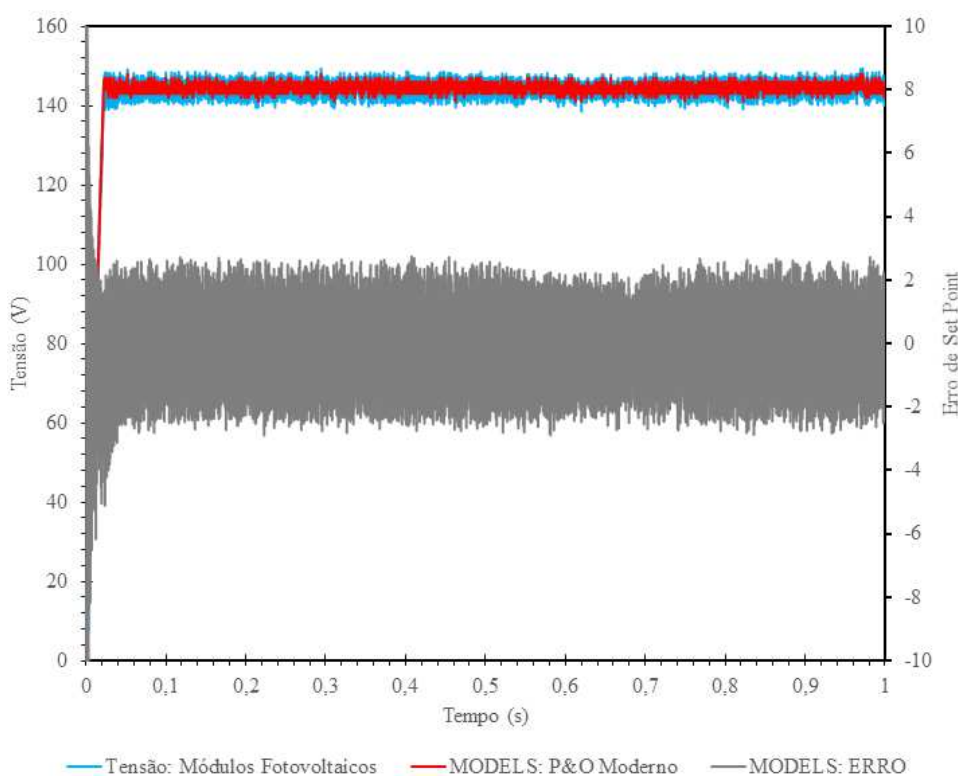


Figura 4.54: Tensão nos módulos, referência do método e erro – Método P&O Moderno. Fonte: Autora.

Já na figura 4.55 é aumentada a visualização da atuação do MPPT em regime permanente. Há de se observar que, diferente do método Beta, a variação é mais alta, fazendo com que o sistema oscile de forma mais brusca, mas obtenha uma resposta mais rápida. Os tempos de oscilação também são maiores e, como descrito na seção 3.7, há um valor aceitável de erro para este método, fazendo com que a tensão fique um pouco acima da tensão de MPP. Mesmo com as diferenças apresentadas o sistema funciona corretamente, tentando transmitir a maior potência que o sistema pode gerar, como visto na figura de comparação de potência e irradiação.

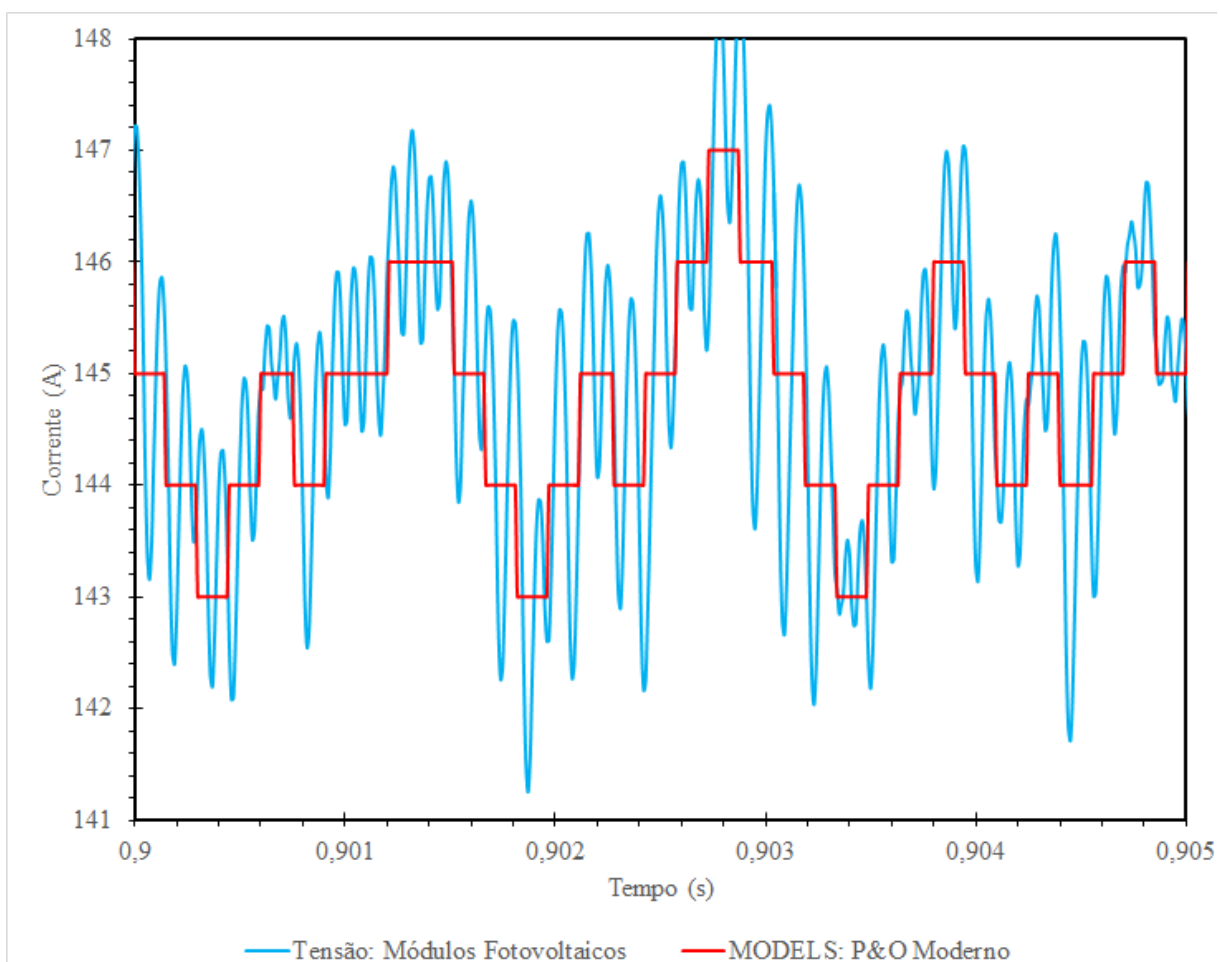


Figura 4.55: Zoom no sinal do MPPT atuando na tensão – Método P&O Moderno. Fonte: Autora.

### C) SISTEMA CONECTADO COM O MÉTODO CI MODIFICADO

Ainda utilizando os mesmos parâmetros, foi trocado o MPPT para o método de Condutância Incremental Modificado.

A figura 4.56 apresenta a corrente gerada nos módulos fotovoltaicos. A oscilação do

sistema utilizando este método é notável, por ser um método muito mais rápido que os anteriores, as modificações mínimas são observadas e tratadas de forma rápida, mas há um sacrifício no comportamento do sistema.

Ainda que o sistema comece em seu estado de curto-circuito, a 8,37 Ampères, e vá para, aproximadamente, seu valor de corrente de máxima potência, de 7,63 Ampères, a oscilação em torno deste ponto é alta. Isso se deve pela rápida mudança de tensão que o MPPT força o sistema a fazer, a fim de transmitir a máxima potência ao sistema

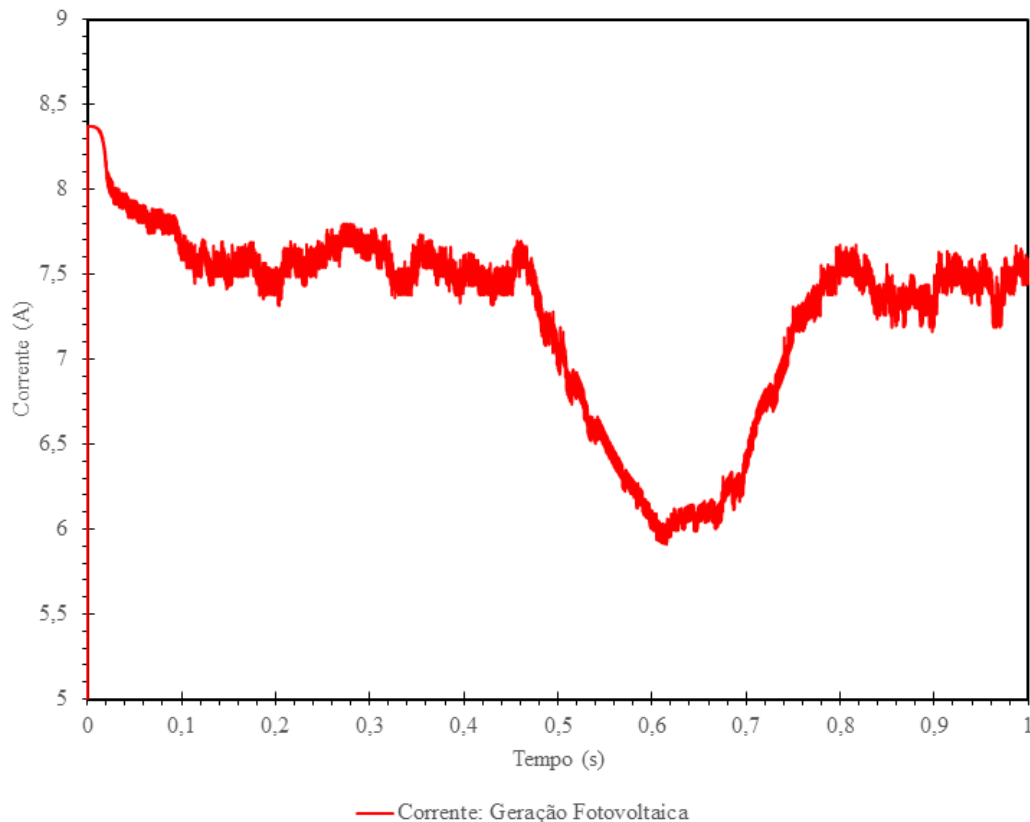


Figura 4.56: Corrente gerada pelos módulos fotovoltaicos – Método CI Modificado. Fonte: Autora.

Na figura 4.57 vê-se a potência gerada em contraste com a irradiação no sistema. Assim como a corrente, a potência cai proporcionalmente à queda na irradiação solar. Observa-se, também como é grande o momento oscilatório do sistema. A rápida mudança na tensão dos módulos faz com que a corrente gerada mude seguindo a curva de corrente por tensão dos módulos. Ainda com as bruscas mudanças no sistema, é gerada a máxima potência, mesmo com a redução na irradiação do sistema; a curva de potência gerada segue, praticamente, as mesmas geradas nos itens anteriores (A e B), onde são utilizados os métodos Beta e de Perturba e Observa Moderno, mostrando que, mesmo com diferentes formas de tratamento, os MPPTs atuam, a fim de sempre gerar a máxima potência para o sistema.

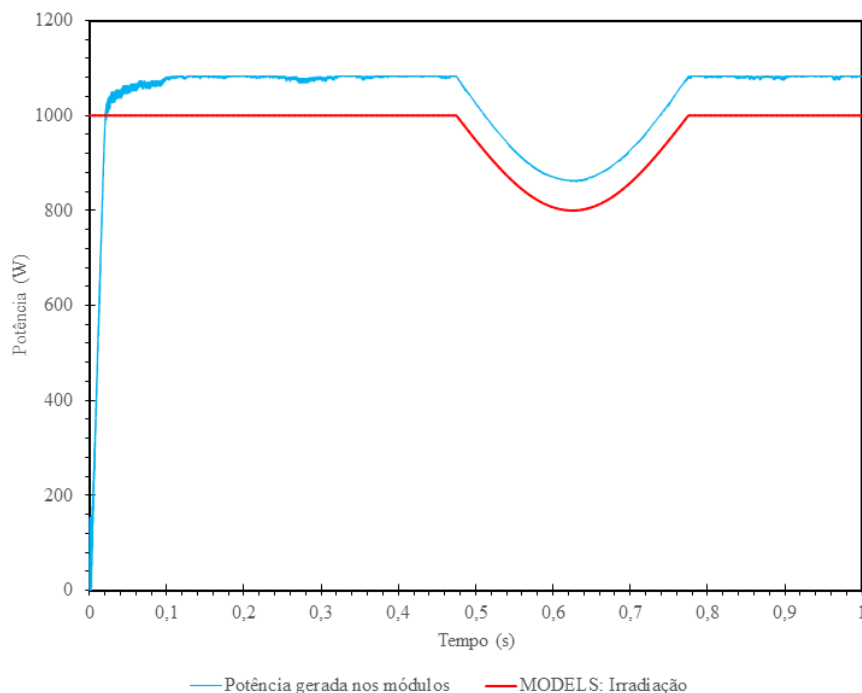


Figura 4.57: Comparação entre potência e irradiação – Método CI Modificado. Fonte: Autora.

Analisando a figura 4.58 vê-se que ainda com as altas mudanças na tensão, o erro entre o sinal gerado pelo bloco MPPT e o sinal de tensão do sistema é de, no máximo, duas unidades, ou seja, 1%, com exceção o início do gráfico, onde o sistema recebe um degrau de irradiação, já que este começa com irradiação igual a zero.

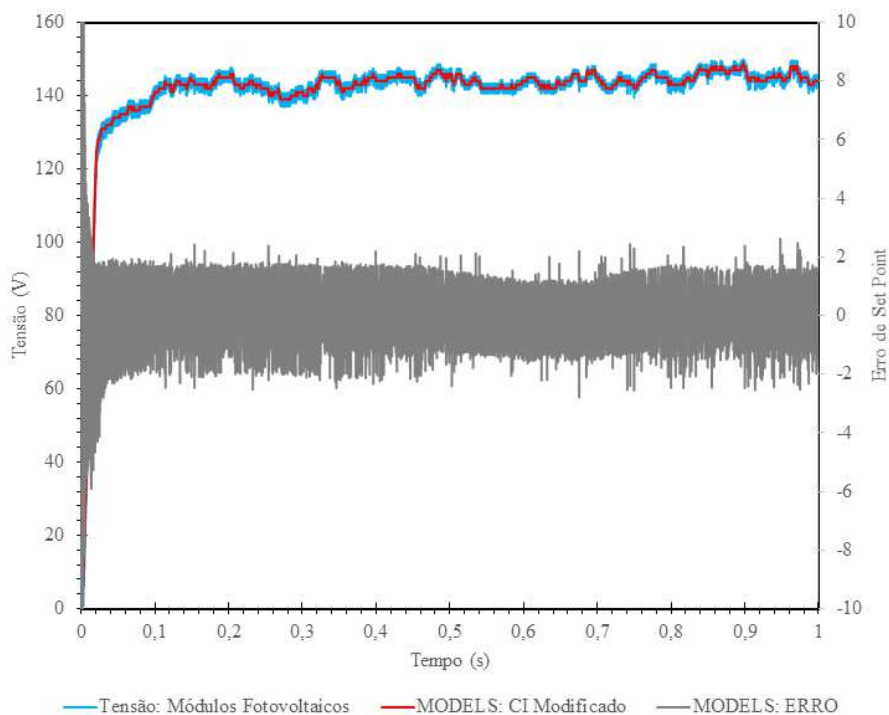


Figura 4.58: Tensão nos módulos, referência do método e erro – Método CI Modificado. Fonte: Autora.

Na figura 4.59 é aumentada a visualização da atuação do MPPT em regime permanente. A variação é a mesma que no método P&O moderno, fazendo com que o sistema oscile de forma mais brusca, mas obtenha uma resposta mais rápida. Os tempos de oscilação, agora, são menores já que há um valor aceitável de erro maior para este método, fazendo com que a tensão fique mais acima da tensão de MPP. Mesmo com as diferenças apresentadas o sistema funciona corretamente, tentando transmitir a maior potência que o sistema pode gerar, como visto na figura de comparação de potência e irradiação.

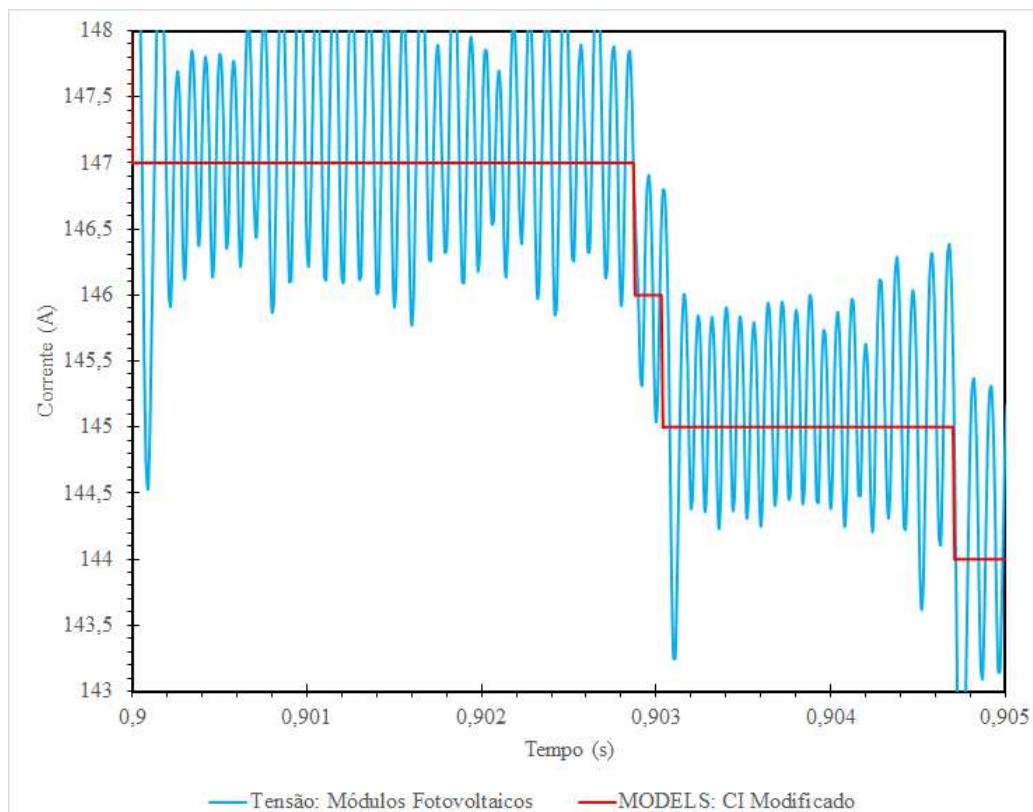


Figura 4.59: Zoom no sinal do MPPT atuando na tensão – Método CI Modificado. Fonte: Autora.

#### D) VISUALIZAÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO APÓS O BOOST

A visualização do sistema se torna o mesmo após o boost independentemente do método utilizado. Isso se deve pela correta sintonia de cada método, fazendo com que, para a rede, o sistema utilizado seja sempre o mesmo para situações idênticas.

A figura 4.60 mostra a tensão no capacitor de saída do boost. Há de se ver que onde ocorre a diminuição de irradiação há uma pequena queda na tensão. Isso se deve a uma redução na criação do campo no indutor pela menor quantidade de corrente gerada, onde há, também, uma diminuição na tensão de saída do conversor, já que a descarga do indutor é menor.

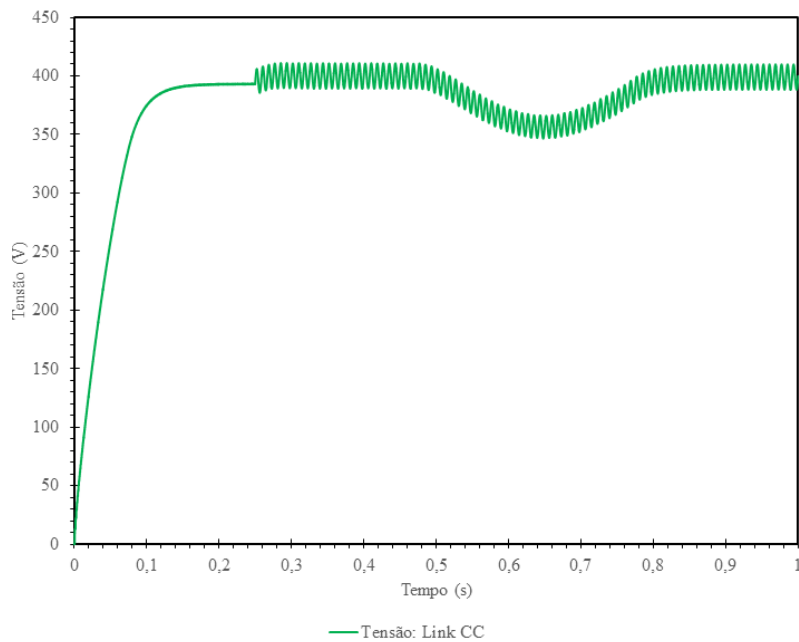


Figura 4.60: Tensão na saída do conversor CC-CC. Fonte: Autora.

Vê-se que a tensão é mantida em 400 Volts antes do atracamento e, no instante que este acontece, a tensão oscila próximo a esse valor. Isso acontece pelo contato da tensão do link CC com a rede elétrica no momento da comutação do inversor, que como é em dois estágios, faz com que a frequência de oscilação no link CC seja de duas vezes a frequência da rede, como pode ser observado na figura 4.61.

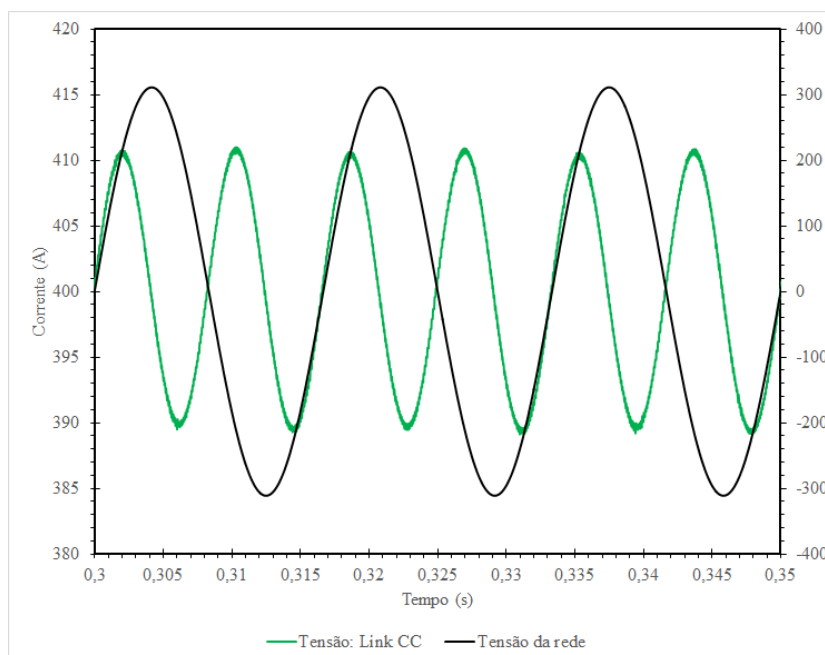


Figura 4.61: Comparação entre a tensão no Link CC e a Rede Elétrica. Fonte: Autora.



A figura 4.62 ilustra a ação de atracamento do PLL com a rede elétrica. Foi inserido, também, seu sinal direto de referência de frequência para uma melhor comparação entre os resultados.

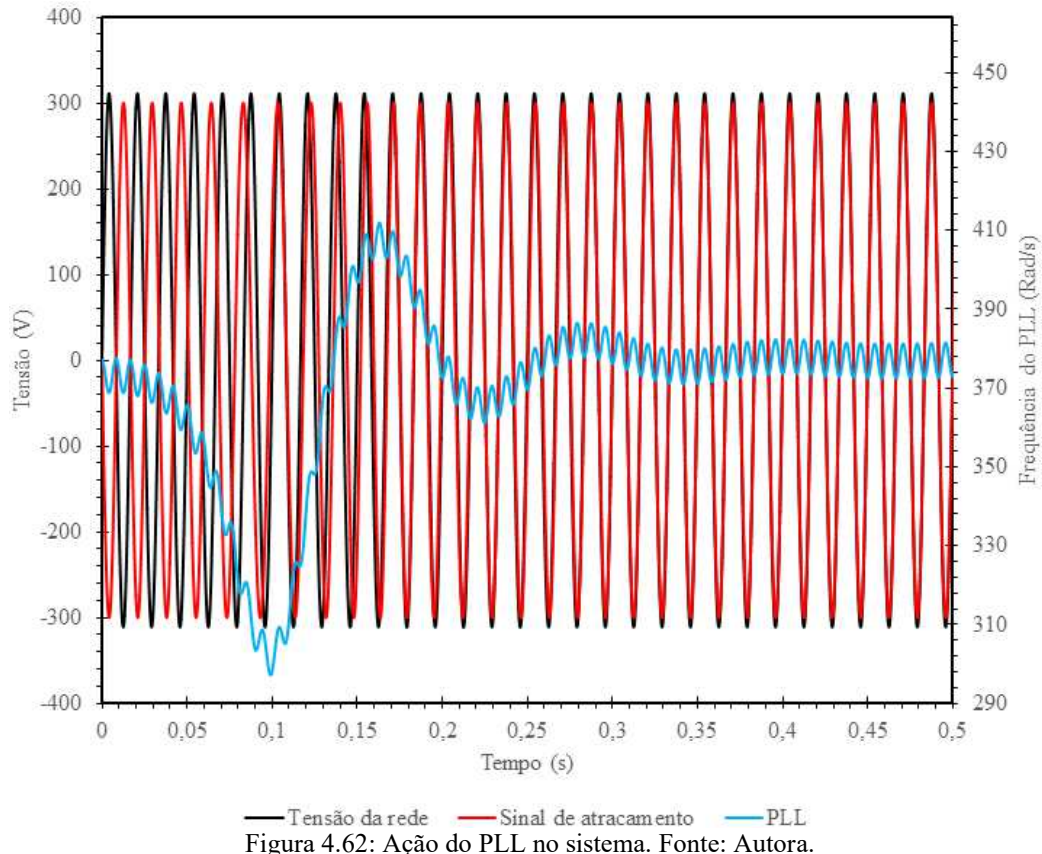


Figura 4.62: Ação do PLL no sistema. Fonte: Autora.

Inicialmente, com o sistema defasado, o PLL faz com que a frequência do sistema se atrase e se adiante para alcançar a fase da rede elétrica, que se inicia com uma fase de  $-90$  graus. O gráfico está resumido ao tempo de 0,5 segundos, pois, além desse valor, não é necessária a atuação do PLL, já que não há defasagem de fase ou de frequência com a rede elétrica.

A figura 4.63 mostra a corrente injetada na rede elétrica. Nos instantes de tempo menores que 0,25 segundo, a corrente injetada é nula, pois não há conexão com a rede. A partir deste tempo, há a entrega imediata de corrente alternada a partir do inversor.

Para valores nominais a corrente se mantém em 6,7 Ampères de pico, ou um valor eficaz de 4,73 Ampères, injetando na rede elétrica 1040 Watts de potência, estando o inversor funcionando a 96% de eficiência, aproximadamente. Quando há o distúrbio, a corrente cai proporcionalmente para um valor mínimo de 5,32 Ampères de pico, ou 3,76 Ampères de valor eficaz, transmitindo uma potência de 827 Watts para a rede elétrica.

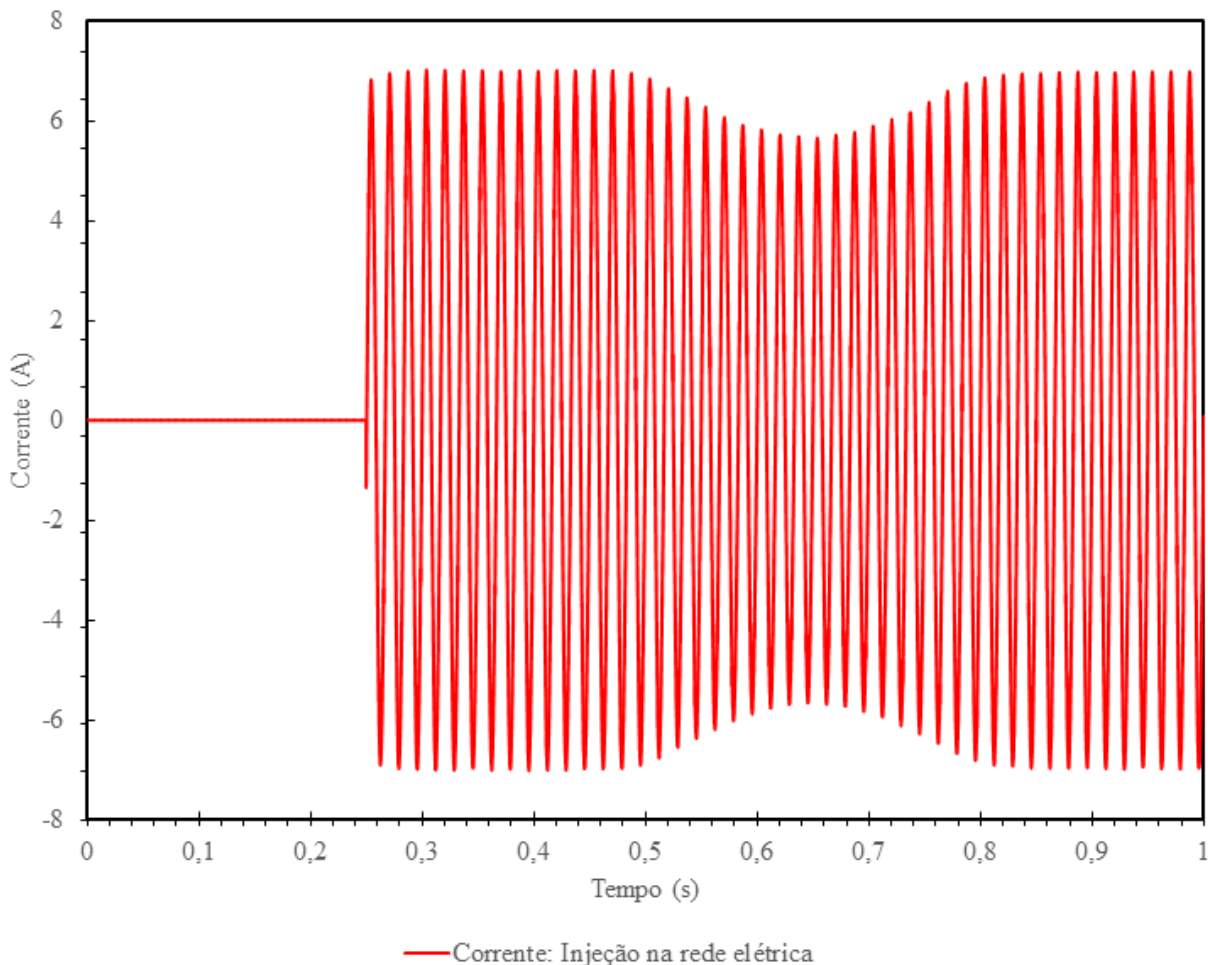


Figura 4.63: Corrente elétrica injetada na rede. Fonte: Autora.

A utilização dos métodos de MPPT afeta o funcionamento na geração fotovoltaica, diretamente nos módulos. A utilização do conversor CC-CC faz com que a entrada para o inversor fique fixada próximo a um certo valor, evitando que pequenas variações na tensão de entrada passem adiante para a rede.

Empregar diferentes métodos de MPPT, obviamente estando estes bem sintonizados e adaptados corretamente às mesmas situações, faz com que a rede elétrica perceba o sistema de forma praticamente idêntica.

## CONCLUSÕES E SUGESTÕES

Apresentado todo o conteúdo da dissertação, verifica-se a grande fonte de material bibliográfico que foi condensada. Inicialmente, por uma abordagem histórica, foram dissecadas as primeiras utilizações pelo ser humano, e evolução o uso da energia provinda do Sol ao longo do tempo.

Os preceitos históricos que levaram ao desenvolvimento da tecnologia foram explanados e apresentados de forma concisa e direta; os motivos do desenvolvimento da tecnologia são importantes, bem como as crises econômicas, que elevaram o papel das fontes alternativas.

Finalizando a base histórica, há a formulação do princípio de funcionamento das células fotovoltaicas e a exemplificação dos tipos de materiais utilizados, os que dominam o mercado, os que estão despontando com as novas tecnologias e as propostas tecnológicas que necessitam de maiores pesquisas para se tornarem viáveis.

Com um foco nas condições locais, é proposto um maior incentivo no Estado de Minas Gerais, mormente na região de Uberlândia, de forma sutil, pois provado o grande potencial local de geração distribuída.

A Resolução Normativa nº 482 de 17 de abril de 2012, da ANEEL, que permite a conexão de mini e microgeração à rede elétrica com o sistema de compensação, é um enorme incentivo à ampliação de geração distribuída, principalmente da geração fotovoltaica, cuja instalação e manutenção são mais baratas que outros tipos de geração.

As recentes regras tarifárias, que aumentaram a conta de energia elétrica, tendem a redirecionar a visão do consumidor para caminhos alternativos, alavancando o setor de geração distribuída alternativa.

O aumento na demanda desse tipo de energia exige uma melhor análise do projeto de instalação, com critérios bem definidos, e que possa ser aplicado de forma robusta, a fim de prever o comportamento de diferentes sistemas em diversas condições de operação em nível de planejamento. A necessidade de ferramentas deste tipo assume, em grande parte, o fundamento da dissertação.

A utilização do software ATP, que está sedimentado no setor elétrico a nível internacional, se mostrou capaz de proporcionar uma ótima análise computacional detalhada e completa. Sua utilização, em conjunto direto com a interface gráfica ATPDraw, deixa a visualização do projeto organizada e proporciona um estímulo visual ao usuário, que não tem que lidar com cartões de dados, mas com blocos de programação.

Como a maioria dos blocos de controle foram feitos a partir da linguagem MODELS, a utilização do editor de textos Notepad++ para a organização das linhas de dados foi considerada excelente, tanto pela forma organizacional, quanto pela sua possibilidade de definir máscaras para sua utilização, onde foi criada uma máscara própria para esse tipo de linguagem, vista integralmente no Anexo IV.

A escolha da visualização dos gráficos de resposta pelo Microsoft Excel se mostrou surpreendente. Como nenhum outro gerenciador gráfico experimentado, este possibilita ótimas visualizações, viabilizando análises profundas, bem como um completo controle na plotagem das funções, com a utilização de diferentes cores, pontos, eixos de representação, tratamento de legendas, textos e bordas.

A utilização da linguagem MODELS foi muito apreciada, permitindo uma gama de aplicações enorme. A habilidade de plotar variáveis diretamente no cartão do componente e a forma de programação utilizada foram essenciais para a boa apresentação da dissertação. Após algumas utilizações da linguagem, o usuário já se sente à vontade com o sistema utilizado, facilitando a larga utilização dos blocos de MODELS.

A linguagem TACS foi utilizada, principalmente, para o controle dos interruptores, tendo seu princípio sido feito na linguagem MODELS e convertido. Outra função da linguagem TACS, foi no controlador da malha de captura de fase, já que a MODELS não permite um *loop*. Foi feita a utilização de uma função TACS como controlador para quebrar este loop com uma variável TACS em meio a duas MODELS, não afetando o sistema do PLL, mas simplificando-o no ponto de vista estrutural.

As simulações vistas no capítulo 4 mostram, com sucesso, a aplicação dos componentes do sistema, atendendo aos objetivos pretendidos. O módulo fotovoltaico simulado segue, com exatidão, um módulo real, como visto na seção 4.1. Suas características foram respeitadas e seus resultados muito satisfatórios, independentemente do tipo de módulo utilizado.

O modelo proposto por Rauschembach foi escolhido por retratar os diferentes sistemas com dados disponíveis em seus manuais, simplificando a entrada de dados, que, em outros modelos, exigem valores quantitativos de células individuais, fatores de idealidades e bandas

de energia. As alterações no modelo propostas pela autora se mostraram benéficas no sentido de aperfeiçoar a modelagem de sistemas fotovoltaicos e, de forma secundária, são consideradas contribuições válidas para o meio científico.

O conversor CC-CC *boost* seguiu a expectativa inicial desejada, como visto na seção 4.2. Mesmo com diferentes tipos de entradas e saídas, sua utilização se mostrou robusta, mostrando que o equacionamento apresentado na seção 3.7 é válida para diversos tipos de configurações exigidas pelo sistema.

O uso dos vários tipos de MPPT também seguiram as expectativas iniciais e são tidos como a principal contribuição desta dissertação. A utilização de doze métodos de MPPT abre um leque de consideráveis opções para se controlar um sistema fotovoltaico. Como vistos os resultados na seção 4.4, os MPPTs apresentam a funcionalidade desejada, mantendo a tensão no nível em que a transferência de potência é máxima.

A malha de captura de fase funciona mesmo com o controlador do tipo TACS e corrige corretamente diferenças de frequência e fase do sistema com a rede elétrica, verificado de forma analítica na seção 4.4.

A unidade inversora, juntamente com o controle de corrente e o controle PWM, vistos na seção 4.5, tem ótimos resultados, todos como o esperado, completando, assim, os testes dos componentes individuais deste sistema.

Quando os componentes são agrupados e o sistema trabalha conjuntamente para que haja a transferência correta de potência para a rede elétrica, seção 4.6, vê-se que também há o sucesso da simulação, comprovando que este sistema pode ser utilizado para prever instalações e pode ser utilizado não apenas didaticamente, mas também profissionalmente.

Comparando-se com trabalhos anteriores: Albuquerque apresentou o sistema fotovoltaico conectado à rede em sua tese (UFU/2012) utilizando o programa MatLab e sua plataforma Simulink para a simulação computacional [71]. Cunha retomou o assunto em sua dissertação (UFU/2013) passando-o para o ATP, uma plataforma gratuita e consolidada no mercado internacional, utilizando o sistema em blocos TACS [72]. Por fim, utilizando-se destas monografias, as quais foram as principais fontes de inspiração para a concepção desta dissertação, a Autora tenta acrescentar maiores funcionalidades, passando para linguagem de simulação escrita MODELS o sistema montado no ATP, o que facilita o seu entendimento.

A autora adota, ainda, um novo modelo para a célula fotovoltaica, considerado mais adequado e próximo da realidade e, por fim, são inseridos doze tipos de MPPT, os quais são percorridos, testados e comprovados computacionalmente.

Como propostas para trabalhos futuros são sugeridas análises computacionais na área de qualidade de energia elétrica, além de definir os níveis de distúrbios que possam surgir com e sem as alterações previstas e o desenvolvimento de técnicas para a minimização desses distúrbios.

Como a injeção de corrente na rede foi prevista para um sistema com fator de potência unitário, sugere-se modificar o PLL para que o sistema gere ou absorva energia reativa. Ainda, sugere-se desenvolver métodos anti-ilhamento do sistema e a verificação dos impactos para as concessionárias com a utilização em larga escala do tipo de instalação apresentado.

Como proposta final, a montagem real do sistema para validação experimental é amplamente recomendada, abrindo caminhos para trabalhos diversos e de maior aplicação que possam surgir a partir de suas análises práticas, já que o potencial de pesquisa nessa área ainda é extenso.

Finalmente, a Autora deixa disponibilizados todos os códigos de programação do tipo MODELS no Anexo IV, além do desenho do sistema completo na seção 4.7, a fim de simplificar montagens futuras do sistema.

---

# REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

---

## DO CAPÍTULO I

- [1] CUNHA, G. H. B. **Modelagem Matemática e Implementação Computacional no ATP de um Sistema Solar Fotovoltaico Conectado à Rede de Baixa Tensão**. 2013. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Uberlândia.
- [2] MME.. **Programa luz para todos - Sistemas Isolados**. Disponível em [http://luzparatodos.mme.gov.br/luzparatodos/Asp/o\\_programa.asp](http://luzparatodos.mme.gov.br/luzparatodos/Asp/o_programa.asp). Acesso em 29 set. 2014.
- [3] ANEEL – MOREIRA, Nelson José Hübner. **Resolução Normativa nº 482, de 17 de Abril de 2012**. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. 2012.
- [4] MASSON, G., LATOUR, L., REKINGER, M., THEOLOGITIS, I-T. e PAPOUTSI, M. **Global Market Outlook - for Photovoltaics 2013-2017**. European Photovoltaic Industry Association – EPIA, 2013.
- [5] **Atlas Solarimétrico de Minas Gerais**. Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG. Belo Horizonte, 2012. ISBN: 978-85-87929-50-1.
- [6] KININGER, Franz. **Photovoltaic Systems Technology**. 2003. Universität Kassel – Institut für Rationelle Energiewandlung. Kassel, Alemanha.
- [7] ANEEL, Chamada nº 013/2011. **Projeto Estratégico: “Arranjos Técnicos E Comerciais Para Inserção Da Geração Solar Fotovoltaica Na Matriz Energética Brasileira”**. Brasília, DF. Agosto de 2011.

## DO CAPÍTULO II

- [8] THURINGNOPOLIS, Vitello. **Opticae Libri Decem**; Basilea, 1572. Número OCLC: 165947124.

- [9] PARIGI, Fresk Giulio (1571-1635), **sem título**, 1599-1600, fotografia da obra pela Galleria degli Uffizi (Florença, Itália). Pintura na parede, Gabinete da Matemática, tamanho não divulgado. Disponível em <http://uffizi.firenze.it/>. Acessado em 15 jan. 2015.
- [10] LODI, Cristiane. **Perspectivas para a Geração de Energia Elétrica No Brasil Utilizando a Tecnologia Solar Térmica Concentrada**. 127 p. Dissertação (Mestrado em Ciências) - Instituto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2011.
- [11] KALOGIROU, Soteris A. **Solar energy engineering: processes and systems**. Academic Press, 2013. 813 p. ISBN: 978-0-12-397270-5.
- [12] **Focando a luz solar através de lentes ópticas**, anterior a 1794, autor desconhecido. Imagem disponível em <http://www.shraboise.com/2014/11/111914-solar-power-in-the-19th-century/>. Acessado em 15 jan. 2015.
- [13] Um breve histórico do uso da Energia Solar. Universidade de São Paulo. Centro de Ensino e Pesquisa Aplicada. [online]. 2009. Disponível em: <http://www.cepa.if.usp.br/energia/energia1999/Grupo6A/Histsol.htm> Acesso em: 15 jan. 2015.
- [14] DE OLIVEIRA FILHO, Cássio Mauri. **Metodologia Para Estudo De Implantação De Uma Usina De Receptor Central No Brasil**. 2014. Tese de Doutorado. Universidade Federal do Rio de Janeiro.
- [15] MOUCHOT, Augustin. **Refletor Cônico Truncado**, Exposição Universal de Paris em 1872. Autor desconhecido. Imagem disponível em <http://landartgenerator.org/blagi/archives/2004>. Acessado em 15 jan. 2015.
- [16] Prato Solar de Abel Pifre, **Nature**, vol 26. Paris, Exposição Universal de Paris em 1882 – Tuileries Garden. Imagem e artigo disponíveis em <http://csirosolarblog.com/tag/history/>. Acessado em 15 jan. 2015.



- [17] UJFALUDI, Laszlo. **A Napenergia-Hasznosítás Rövid Története**. 2003. Universidade Charles Esterhazy, Eger. Imagem disponível em: <http://fizikaiszemle.hu/archivum/fsz0303/ujfal0303.html>. Acessado em 15 jan. 2015.
- [18] Solar Motor Company. ENEAS, Aubrey G. **Solar Generator**. Número 670917. 20 ago. 1900; 26 mar. 1901. US670917-A 5p.
- [19] CANIVAN, John. **Solar Thermal Engine** [online]. 2012. Disponível em [http://www.jc-solarhomes.com/fair/solar\\_engine18.htm](http://www.jc-solarhomes.com/fair/solar_engine18.htm). Acessado em 15 jan. 2015.
- [20] WordPress. **Nothing new under the sun?**. 2010. SHUMAN, Frank e BOYS, Charles Vernon, imagem disponível em <https://ruins.wordpress.com/2010/05/04/nothing-new-under-the-sun-solar-heatings-philadelphia-story/>. Acessado em 15 jan. 2015.
- [21] SANTIAGO, Emerson. **Primeira Crise do Petróleo** [online]. 2011. Disponível em <http://www.infoescola.com/historia/primeira-crise-do-petroleo/>. Acessado em 19 jan. 2015.
- [22] SANTIAGO, Emerson. **Segunda Crise do Petróleo** [online]. 2011. Disponível em <http://www.infoescola.com/historia/segunda-crise-do-petroleo/>. Acessado em 19 jan. 2015.
- [23] **Plataforma Solar de Almería**. 1981. Imagem disponível em <http://www.psa.es/webesp/gen/objetivos.php>. Acessado em 20 jan. 2015.
- [24] ROBERTS, David. **Alexis Madrigal chats about the crazy greentech history you've never heard** [online]. Imagem em <http://grist.org/article/2011-03-28-alexis-madrigal-crazy-greentech-history-powering-the-dream/>. Acessado em 20 jan. 2015.
- [25] MAUGERI, Leonardo. **Oil: Never Cry Wolf – Why the Petroleum Age is Far From Over**. 2004. Science Magazine, vol. 304, pg. 1114-1115. ISSN 0036-8075.
- [26] KAMAL, Wafik A. **Solar Water Pumping – An Analytical Overview**. Engineering Journal of Qatar University. Qatar, 1988.

- [27] GUIMARÃES, Ana Paula Cardoso. **Estimativa de Parâmetros da Camada Atmosférica para Cálculo da Irradiação Solar Incidente na Superfície Terrestre**. 2003. Tese de Doutorado. Universidade Federal do Rio de Janeiro.
- [28] MADEIRA, Daniel. **A relação da frequência com o comprimento de onda eletromagnética** [online]. 2010. Imagem e artigo disponíveis em <http://dancientia.blogspot.com.br/2010/03/relacao-da-frequencia-com-o-comprimento.html>. Acessado em 22 jan. 2015.
- [29] **Introduction to Solar Radiation** [online]. Newport Experience Solutions, 2015. Imagem e artigo disponíveis em <http://www.newport.com/Introduction-to-Solar-Radiation/411919/1033/content.aspx>. Acessado em 23 jan. 2015.
- [30] **Direct irradiance spectra calculated with SMARTS 2.9.5 for air mass=0 to 10, using atmospheric conditions of the ASTM G173 standard** [Online]. 2013. Simulação por Solar Gate utilizando SMARTS 2.9.5. Disponível em [http://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/5/5a/Simulated\\_direct\\_irradiance\\_spectra\\_for\\_air\\_mass%3D0\\_to\\_10\\_with\\_SMARTS\\_2.9.5.png](http://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/5/5a/Simulated_direct_irradiance_spectra_for_air_mass%3D0_to_10_with_SMARTS_2.9.5.png). Acessado em 23 jan. 2015.
- [31] Mudbrick Media Studios, **Cassiopeia Project**. 2008. Disponível em <http://www.cassiopeiaproject.com/>. Acesso em 13 ago. 2014.
- [32] STUCCHI, Francesca. **A Un Passo Dall' Afelio**. 2014. Cremona, Itália. Imagem disponível em <http://www.notiziedalcosmo.it/articoli/a-un-passo-dallafelio>. Acessado em 26 jan. 2015.
- [33] CUNHA, G. H. B. **Modelagem Matemática e Implementação Computacional no ATP de um Sistema Solar Fotovoltaico Conectado à Rede de Baixa Tensão**. 2013. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Uberlândia.
- [34] GATES, Matthew, BARRY, Gerdes. **Stellarium**. Primeira versão de 2002. Versão 0.13.2. Boston, Massachusetts. Free Software Foundation. Imagem composta de 12 impressões do programa simulando condições para a cidade de Uberlândia, posteriormente acrescidas as setas e as legendas para melhor entendimento.

- [35] KININGER, Franz. **Photovoltaic Systems Technology**. 2003. Universität Kassel – Institut für Rationelle Energiewandlung. Kassel, Alemanha.
- [36] ANEEL, BIG – Banco de Informações de Geração. **Capacidade de Geração do Brasil** [online]. 2015. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>. Acesso em 27 jan. 2015.
- [37] Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Situação dos Principais Reservatórios do Brasil 27/01/2015** [online]. 2015. Disponível em [http://www.ons.org.br/tabela\\_reservatorios/conteudo.asp](http://www.ons.org.br/tabela_reservatorios/conteudo.asp). Acesso em 27 jan. 2015.
- [38] GREEN, Martin, A. **Photovoltaic Principles**. 2002 ScECIAL Research Centre for Third Generation Photovoltaics, University of New South Wales, Sydney, Australia. *Physica E: Low-dimensional Systems and Nanostructures*, vol. 14, nº 1-2, Abril 2002, pp. 11-17.
- [39] REN21. **Renewables 2014 – Global Status Report**. 2014. Paris, França. ISBN: 978-3-9815934-1-9.
- [40] NREL, National Center for Photovoltaics. **Best Research-Cell Efficiencies** [online]. Revisão de 12 ago. 2014. Disponível em <http://www.nrel.gov/ncpv/>. Acesso em 02 fev. 2015.
- [41] MCKEEGAN, Noel. **New efficiency record advances spray-on solar cells**. 23 set. 2011. Disponível em <http://www.gizmag.com/quantum-dot-solar-cell-efficiency-record/19922/>. Acesso em 19 jun. 2015.
- [42] Euskal Herriko Unibertsitatea. **Perovskita materialarekin diseinatutako erregai-pilak**. 2014. Disponível em <http://zientziakaiera.eus/2014/09/01/perovskita-materialarekin-diseinatutako-erregai-pilak/>. Acesso em 03 fev. 2015.
- [43] SÁNCHEZ-FRIERA, Paula. **Curso Energia Solar – Módulo 2**. Universidad Internacional de Andalucía UNIA. 2011. Disponível em <http://www.osol.com.br/curso-energia-solar/>. Acesso em 18 jun. 2015.

- [44] SUNFLOWER RENEWABLE ENERGY. **Qual é a diferença entre policristalino e monocristalino célula filme amorfo fino solar?**. Imagem disponível em [http://www.sunflower-solar.com/index\\_pt.php?act=content&scheduler\\_id=2029](http://www.sunflower-solar.com/index_pt.php?act=content&scheduler_id=2029). Acesso em 18 jun. 2015.
- [45] KUANG, Yinghuan; VECE, Marcel Di; RATH, Jatindra K; DIJK, Lourens Van; SCHROPP, Ruud E. I. **Elongated nanostructures for radial junction solar cells**. IOP Publishing Ltd. 2013. DOI: 10.1088/0034-4885/76/10/106502. Disponível em <http://iopscience.iop.org/0034-4885/76/10/106502/>. Acesso em 18 jun. 2015.

### DO CAPÍTULO III

- [46] MEYER, Scott W. e LIU, Tsu-huei. **Alternative Transient Program**, versão para Windows. 1984. Sobre o programa [online]. Disponível em <http://www.emtp.org/>. Acesso em 19 fev. 2015.
- [47] HØIDALEN, Hans Kristian, **ATPDraw – The Graphical Preprocessor to ATP Eletromagnetic Transients Program**. Versão 5.9 para Windows. 1994-2014. Sobre o programa [online]. Disponível em <http://www.atpdraw.net>. Acesso em 19 fev. 2015.
- [48] CEMIG. **Requisitos para a conexão de Acessantes ao Sistema de Distribuição Cemig – Conexão em Baixa Tensão**. ND 5.30, 2012.
- [49] UL 1743. **UL Standart for Safety for Flat-Plate Photovoltaic Modules and Panels**. 2002. Underwriters Laboratories, Terceira Edição, revisão de 2004. Northbrook, IL. ISBN 0-7629-0760-6.
- [50] TRUEBLOOD, Chris, COLEY, Steven, KEY, Tom, ROGERS, Lindsey, ELLIS, Abraham, HANSEN, Cliff, PHILPOT, Elizabeth. **PV Measures Up for Fleet Duty**. Março/Abril, IEEE Power & Energy Magazine: for electric power professionals, 2013, Vol. 11, Número 2.

- [51] INMET – Instituto Nacional de Meteorologia [online]. Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento. Disponível em [www.inmet.gov.br](http://www.inmet.gov.br). Acesso em 2 dez. 2014.
- [52] RAUSCHEMBACH, Hans S. **Solar Cell Array Design Handbook – The Principles and Techology of Photovoltaic Energy Cenversion**. Van Nostrand Reinhold Company, 1980. ISBN: 978-94-011-7917-1. Pp. 30-241.
- [53] SALAMEH, Ziyad M.; BOROWY, Bogdan S.; AMIN, Atia RA. **Photovoltaic module-site matching based on the capacity factors**. Energy Conversion, IEEE Transactions on, v. 10, n. 2, p. 326-332, 1995.
- [54] CABRAL, Claudia Valéria T., MACHADO, Lauro de Vilhena B. Neto, OLIVEIRA, Delly Filho. DINIZ, Antônia Sônia Alves C. **Modelagem e Simulação de Gerador Fotovoltaico**. Universidade Federal de Viçosa, Pontificia Universidade Católica de Minas Gerais, CEMIG. 2009.
- [55] KERENDIAN, Rasool Feiz. **Modelling and Simulation of a Photovoltaic**. International Journal of Science and Engineering Investigations, vol 1, issue 9. Islamic Azad University, South Tehran Branch. Tehran, Iran. 2012.
- [56] BRITO, Moacyr A. G., JUNIOR, Luigi G., SAMPAIO, Leonardo P., CANESIN, Carlos A. **Avaliação das Principais Técnicas para Obtenção de MPPT de Painéis Fotovoltaicos**. Universidade Estadual Paulista – UNESP. Ilha Solteira – São Paulo. 2010.
- [57] SEGUEL, Julio Igor López. **Projeto de um Sistema Fotovoltaico Autônomo de Suprimento de Energia Usando Técnica MPPT e Controle Digital**. 206 p. Dissertação (Mestrado em Ciências) - Universidade Federal de Minas Gerais – UFMG. 2009.
- [58] YAFAOUI, A., WU, B. e CHEUNG, R. **Implementation Of Maximum Power Point Tracking Algorithm For Residential Photovoltaic Systems**. 6 p. 2<sup>nd</sup> Canadian Solar Buildings Conference. Department of Electrical & Computer Engineering, Ryerson university – Toronto, Ontario, Canadá. 2007.

- [59] BRITO, Moacyr Aureliano Gomes de. **Inversores Integrados Monofásicos e Trifásicos para Aplicações Fotovoltaicas: Técnicas para obtenção de MPPT, detecção e proteção de ilhamento, sincronização e paralelismo com a rede de distribuição de energia elétrica**. 191 p. Tese de Doutorado – Universidade Estadual Paulista – UNESP. Faculdade de Engenharia Elétrica de Ilha Solteira. 2013.
- [60] CUNHA, G. H. B. **Modelagem Matemática e Implementação Computacional no ATP de um Sistema Solar Fotovoltaico Conectado à Rede de Baixa Tensão**. 2013. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Uberlândia.
- [61] Mathworks Inc. **PWM Generator**. 2015. Imagem disponível em <http://www.mathworks.com/help/physmod/sps/powersys/ref/pwmgenerator.html>. Acesso em 09 mar. 2015.
- [62] ANEEL, BIG – Banco de Informações de Geração. **Capacidade de Geração do Brasil** [online]. 2015. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoGeracaoTipo.asp?tipo=12&ger=Combustivel&principal=Solar>. Acesso em 29 Mai. 2015.
- [63] KININGER, Franz. **Photovoltaic Systems Technology**. 2003. Universität Kassel – Institut für Rationelle Energiewandlung. Kassel, Alemanha.
- [64] BARBI, Ivo. **Conversores CC-CC Básicos Não Isolados**. 2006. Instituto de Eletrônica de Potência – Universidade Federal de Santa Catarina.
- [65] HO, Don. **Notepad++**. Primeira versão de 2003. Disponível em <https://notepad-plus-plus.org/>. Acesso em 25 Jun. 2015.

#### DO CAPÍTULO IV

- [66] CSUN. **CSUN 260-60M-BB**. 2012. Manual do produto. Disponível em <http://www.chinasunergy.com>. Acesso em Jan. 2015.

- [67] Gossen Metrawatt. **PV Analysator**. Jan/2013. Versão 2.3.3.4. Disponível em <http://www.pv-e.de>. Acesso em Fev. 2015.
- [68] KININGER, Franz. **Photovoltaic Systems Technology**. 2003. Universität Kassel – Institut für Rationelle Energiewandlung. Kassel, Alemanha.
- [69] RAUSCHEMBACH, Hans S. **Solar Cell Array Design Handbook – The Principles and Techology of Photovoltaic Energy Cenversion**. Van Nostrand Reinhold Company, 1980. ISBN: 978-94-011-7917-1. Pp. 30-241.
- [70] KYOCERA. **KYOCERA KD 135 F, SX Series**. 2014. Manual do produto. Disponível em [www.kyocerasolar.com.br](http://www.kyocerasolar.com.br). Acesso em Jan. 2015.

## DO CAPÍTULO V

- [71] ALBUQUERQUE, F. L. **Sistema Solar Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica operando como Gerador de Potência Ativa e Compensador de Potência Reativa**. 2012. Tese de Doutorado. Universidade Federal de Uberlândia.
- [72] CUNHA, G. H. B. **Modelagem Matemática e Implementação Computacional no ATP de um Sistema Solar Fotovoltaico Conectado à Rede de Baixa Tensão**. 2013. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Uberlândia.





## CRONOLOGIA DAS CÉLULAS SOLARES

U.S. Department of Energy. **The History of Solar**. 2005. Energy Efficiency and Renewable Energy. Disponível em [https://www1.eere.energy.gov/solar/pdfs/solar\\_timeline.pdf](https://www1.eere.energy.gov/solar/pdfs/solar_timeline.pdf). Acesso em 03 fev. 2015.

JHA, A. R. **Solar Cell Technology and Applications**. 2010. ISBN 978-1-4200-8177-0. CRC Press.

Traduzido e organizado pela Autora.

1839 - Alexandre Edmond Becquerel observa o efeito fotovoltaico por um eletrodo em uma solução condutiva exposta a luz.

1873 - Willoughby Smith descobre que o Selênio apresenta fotocondutividade.

1877 - W.G. Adams e R.E. Day observam o efeito fotovoltaico em Selênio sólido, publicando um artigo sobre a observação.

1878 - Augustin Mouchot exhibe um gerador solar na Exibição Internacional de Paris.

1883 - Charles Fritts desenvolve uma célula solar usando Selênio sobre uma fina camada de ouro, tendo eficiência menor que 1%.

1887 - Heinrich Hertz investiga a fotocondutividade da luz ultravioleta e descobre o efeito fotoelétrico.

1887 - James Moser relata a sensibilização de uma célula fotoeletroquímica por corantes.

1888 - Edward Weston patenteia a "Célula Solar" sob os números US389124 e US389125.

1888-91 - Aleksandr Stoletov cria a primeira célula solar baseada no efeito fotoelétrico.

1894 - Melvin Severy patenteia a "Célula Solar" sob os números US527377 e US527379.

1897 - Harry Reagan patenteia a "Célula Solar" sob o número US588177.

1901 - Philipp von Lenard observa a variação em elétrons com a energia de diferentes frequências de luz.

1904 - Wilhelm Hallwachs faz uma célula solar com junção semicondutora de cobre e óxido de cobre.

1905 - Albert Einstein publica um artigo explicando o efeito fotoelétrico na escala quântica.

1913 - William Coblentz patenteia a "Célula Solar" sob o número US1077219.

1914 - Sven Ason Berglund publica o "Método para incrementar a capacidade de células fotossensíveis".

1916 - Robert Millikan prova o efeito fotoelétrico por meio experimental.

1918 - Jan Czochralski, um cientista polaco, produz um método para alimentar cristais únicos de metal. Décadas depois, o método é adaptado para produzir silício em cristais únicos.

Década de 1920 - Sistemas de aquecimento de água solares utilizando coletores planos aqueciam casas e apartamentos na Flórida e no sul da Califórnia.

1932 - Audobert e Stora descobrem o efeito fotovoltaico no Seleneto de Cádmio (CdSe), um material utilizado até hoje.

1935 - Anthony H. Lamb patenteia o "Dispositivo fotovoltaico" sob o número US2000642.

1941 - Russell Ohl patenteia o "Dispositivo sensível a luz" sob o número US2402662.

1948 - Gordon Teal e John Little adaptam o método de Czochralski de crescimento de cristal para produzir germânio em cristais únicos e, depois, silício.

Década de 1950 - Bell Laboratórios produz células solares para atividades espaciais.

1953 - Gerald Pearson começa a pesquisar células fotovoltaicas de Lítio-Silício.

1954 - No dia 25 de Abril de 1954 o Laboratório Bell anuncia a invenção da primeira célula solar de silicone prática. Pouco depois a tecnologia é mostrada no Encontro da Academia Nacional de Ciência. Essas células teriam eficiência de 6%. A revista Times prevê que as células solares liderarão as "fontes de energia sem limites provindas do Sol".

1955 - Western Electric licencia as tecnologias comerciais solares. A Hoffman Electronics-Semiconductor cria uma célula solar comercial com 2% de eficiência por 25 dólares a célula ou 1,79 dólares o Watt.

1957 - Gerald L. Pearson, Daryl M. Chapin, and Calvin S. Fuller da AT&T patenteiam o "Aparato de conversão solar" sob o número US2780765. Eles referiam à patente como "bateria solar". Hoffman Electronics criam uma célula com 8% de eficiência.

1958 - T. Mandelkorn, da U.S. Signal Corps Laboratories, cria uma célula solar com junções p-n que seriam mais resistentes à radiação, sendo mais adequadas no espaço. Hoffman Electronics cria células com eficiência de 9%. Vanguard I, o primeiro satélite artificial movido a energia solar foi lançado com um painel de 0.1 Watt, medindo 100 cm<sup>2</sup>.

1959 - Hoffman Electronics cria uma célula comercial com 10% de eficiência e introduz a utilização de contatos gradeados, reduzindo a resistência interna da célula.

1960 - Hoffman Electronics cria uma célula com 14% de eficiência.

1961 - A conferência "Energia Solar no mundo desenvolvido" é feita pelas Nações Unidas.

1962 - O satélite de comunicação Telstar é mantido por energia solar.

1963 - Sharp Corporation produz um módulo fotovoltaico viável de células de silício.

1964 - É publicado, pela Universidade de Yale, o livro de Farrington Daniels: "O uso direto da energia do Sol".

1967 - Soyuz 1 é a primeira espaçonave tripulada mantida por células solares.

1967 - Akira Fujishima descobre o efeito Honda-Fujishima que é usado para hidrólise na célula fotoeletroquímica.

1968 - Roger Riehl cria o primeiro relógio de pulso à energia solar.

1970 - Primeiras células solares com heteroestrutura de Arsenieto de Gálio (GaAs) são criadas por Zhores Alferov e sua equipe na União das Repúblicas Socialistas Soviéticas - URSS.

1971 - Salyut 1 é movida a energia solar.

1973 - Skylab é mantido por células solares.

1974 - É iniciado o Centro de energia solar da Flórida.

1974 - J. Baldwin, no Integrated Living Systems, co-desenvolve o primeiro prédio aquecido e mantido por apenas energia solar e eólica no Novo México.

1976 - David Carlson e Christopher Wronski do RCA Laboratories criam as primeiras células com silicone amorfo, que tem eficiência de 1,1%.

1977 - O Instituto de Pesquisa de Energia Solar é criado em Golden, no Colorado.

1977 - A produção de energia provinda de meios fotovoltaicos excede 500 kW.

1978 - Primeiras calculadoras mantidas por energia solar.

Final da Década de 1970: A "Crise do Petróleo"; A utilização de energia solar cai no interesse público. Seja de forma fotovoltaica, ativa ou passiva.

1980 - John Perlin e Ken Butti lançam o livro "Um fio de ouro", abrangendo 2.500 anos de tecnologia solar, dos gregos e romanos até os dias de hoje.

1980 - O Instituto de Conversão de Energia na Universidade de Delaware desenvolve as primeiras células de filme fino excedendo 10% de eficiência utilizando Sulfeto de Cobre e Sulfeto de Cádmio (Cu<sub>2</sub>S/CdS).

1983 - A produção de potência fotovoltaica excede 21.3 MW, e suas vendas excedem 250 milhões de dólares americanos.

1984 - A instalação fotovoltaica na Universidade de Georgetown é completada, gerando

200 MWh anualmente. A instalação funciona até os dias de hoje, há mais de 20 anos, no ambiente denso e urbano de Washington DC.

1985 - Células de silicone com 20% de eficiência são criadas no Centro de Engenharia Fotovoltaica na Universidade de New South Wales.

1986 - “O Domo Solar-Voltaico” é patenteado pelo Coronel Richard T. Headrick de Irvine, Califórnia como uma configuração arquitetônica eficiente para construções com energia fotovoltaica integrada.

1988 - A célula sensibilizada por corantes é criada por Michael Grätzel e Brian O'Regan. Essas células fotoeletroquímicas funcionam com um corante orgânico em sua parte interna, custando metade do preço de uma célula de silício.

1988/1991 - Amoco e Enron utilizam as patentes do Solarex para processar ARCO Solar e tirá-los do mercado do silício amorfo.

1989 - Concentradores solares são utilizados em conjunto com células solares pela primeira vez.

1990 - A Catedral de Magdeburg, no leste da Alemanha, instala células solares em seu telhado, se tornando a primeira igreja a ter energia solar.

1991 - Células mais eficientes são desenvolvidas.

1991 - O presidente George H. W. Bush incentiva o Departamento de Energia dos Estados Unidos da América a criar o Laboratório Nacional de Energia Alternativa (National Renewable Energy Laboratory – NREL).

1992 - A Universidade do Sul da Flórida fabrica uma célula de filme fino com 15,89% de eficiência.

1993 - As Instalações de Pesquisa de Energia Solar da NREL são construídas.

1994 - A NREL cria uma célula de Fosfeto de Índio-Gálio e Arsenito de Gálio com concentrador e dois terminais que é a primeira célula a ter mais de 30% de rendimento.

1996 - O Centro Nacional para Fotovoltaicos é fundado. Em Graetzel, a École Polytechnique Fédérale de Lausanne, na Suíça, consegue uma conversão eficiente de energia com 11% de rendimento utilizando células sensibilizadas por corantes.

1999 - O total de potência instalada mundialmente chega a 1.000 MW.

2003 - George Bush coloca um sistema fotovoltaico de 9 kW e um sistema de aquecimento de água para a Casa Branca.

2004 - O governador da Califórnia, Arnold Schwarzenegger, propôs uma iniciativa de instalação de sistemas fotovoltaicos em um milhão de residências na Califórnia para 2017.

2004 - A governadora do Kansas, Kathleen Sebelius, emitiu um mandado para a instalação de 1.000 MW de eletricidade renovável no Kansas até 2015 pela ordem executiva 04-05.

2006 - O uso de polisilício utilizado em células fotovoltaicas excede todas as outras utilizações de polisilício pela primeira vez.

2006 - A Comissão de Serviços Públicos da Califórnia aprovou a Iniciativa Solar da Califórnia (California Solar Initiative – CSI), um programa de 2,8 bilhões de dólares americanos que providencia iniciativas para o desenvolvimento solar dentro de 11 anos.

2006 - Um novo recorde mundial é alcançado pelas tecnologias solares: é quebrada a barreira de 40% de eficiência.

2007 - É construída a planta solar de Nellis, uma instalação de 15 MW fotovoltaicos.

2007 - O Vaticano anunciou que, para conservar os recursos naturais, seriam instalados painéis solares em alguns de seus prédios em “um projeto de energia inteligente que se pagará em poucos anos”.

2007 - Painéis solares da Google começam a operar.

2007 - A Universidade de Delaware afirma ter atingido um novo recorde mundial de rendimento de 42,8%, mas não tem a confirmação independente.

2007 - A companhia Nanosolar fabrica as primeiras células impressas do tipo Seleneto de Cobre-Índio-Gálio (CIGS), afirmando que estes terão preço comercial de menos de 1 dólar americano por Watt. Entretanto a companhia não divulga publicamente as especificações técnicas ou o preço dos atuais módulos.

2008 - Mais um recorde é alcançado na tecnologia fotovoltaica. Cientistas do NREL confirmam um dispositivo solar com junção tripla metamórfica invertida que converte em 40,8% da luz irradiada em eletricidade, mas o recorde só é atingido com o uso de concentradores totalizando 325,7 sóis.

2010 - A British Petroleum anuncia o fechamento de sua planta solar fotovoltaica em Maryland, levando toda a sua estrutura manufatureira para a China.

2010 - O presidente Obama pede a instalação de painéis solares adicionais e um aquecedor solar de água quente na Casa Branca

2011 - Fábricas de rápido crescimento na China empurram os custos de produção para cerca de 1,25 dólar americano por Watt para módulos fotovoltaicos de silício. Instalações dobram em todo o mundo.

2012 - Células fotovoltaicas com três dimensões têm 30% mais eficiência energética.

2013 - Depois de três anos, os painéis solares comprados pelo presidente Obama são instalados na Casa Branca.

2014 - Um último recorde é atingido, agora pela Soitec, com células de quatro junções do tipo de multijunção monolítica de dois terminais, mas com o uso de concentradores, totalizando 297 sóis. Com rendimento total de 44,7%, é a maior já reconhecida pela NREL.

2014 - O maior rendimento de células fotovoltaicas sem o uso de concentradores é de 38,8% com a utilização de 5 junções em células monolíticas de dois terminais. As detentoras do recorde são a Boeing em conjunto com a Spectrolab.

## A FORMAÇÃO DO SOL

O Sol é uma estrela, ou seja, um grande corpo celeste luminoso em forma de esfera de plasma mantida íntegra por sua própria gravidade. Uma estrela, pelo menos em parte de sua vida, tem massa suficiente tanto para que ocorra a fusão nuclear em seu núcleo quanto para que o produto dessa fusão não a desintegre, escapando de sua ação gravitacional [1].

A formação de uma estrela ocorre em meio a nuvens moleculares, como na figura 1, que durante centenas de milhares de anos se juntam por atração gravitacional. Quando em algum local da nuvem há uma certa densidade de moléculas massivas, essas tendem a entrar em colapso e sua densidade neste ponto tende a aumentar rapidamente, enquanto que nas partes externas a densidade praticamente continua a mesma [1].

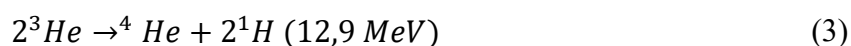
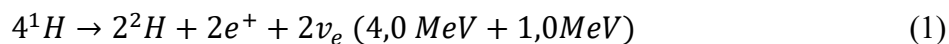


Figura 1: Nuvem molecular que se desprende da Nebulosa de Carina (NGC 3372). [2]

Quando a densidade aumenta no ponto dessas moléculas massivas, a temperatura começa a subir, aumentando a pressão neste ponto, alcançando o equilíbrio hidrostático e terminando o processo de colapso, formando, assim, o núcleo de uma estrela. Após o fim do colapso, mais matéria da nuvem molecular é inserida ao núcleo e a temperatura continua a subir, até que o hidrogênio se dissocia, isto é, quebra sua ligação molecular. Neste estágio, a protoestrela volta a entrar em colapso e se equilibra novamente quando todo o seu hidrogênio estiver em sua forma atômica. Quando a protoestrela tem temperatura suficiente para que haja fusão nuclear, esta passa a se chamar propriamente de estrela [1].

## A FUSÃO NUCLEAR

Diferentes tipos de fusão ocorrem no interior de uma estrela, dependendo de sua massa e sua composição. No Sol, uma estrela com temperatura de 10 milhões de Kelvin, o hidrogênio se funde para formar o hélio pela reação em cadeia de próton-próton, apresentada nas equações de balanceamento químico 1, 2 e 3, representado, também, na figura 2. [3]



Onde:

$H$  Isótopo de Hidrogênio.

$He$  Isótopo de Hélio.

$\gamma$  Raio Gama.

$\nu_e$  Neutrino.

$e^+$  Pósitron.



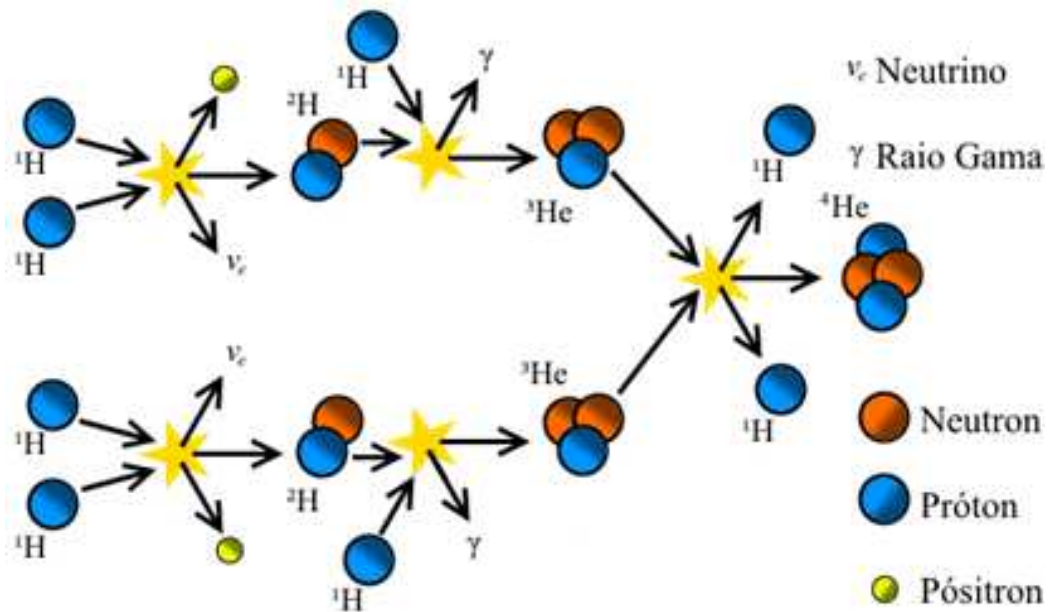


Figura 2: Cadeia de Próton-Próton. Fonte: Autora (Baseado em [3]).

O total de energia para a formação de um átomo de hélio pode variar um pouco entre o total de 23,4 MeV, devido a reações adversas que ocorrem para formar o hélio. Um outro tipo de reação tem no lugar do hélio-3 ( ${}^3\text{He}$ ), o trítio, que é similar em massa, mas ao invés de dois prótons, tem dois nêutrons [3].

Estrelas com mais de 5 massas solares têm ciclos de fusão de hidrogênio em hélio por carbono, pelo processo triplo-alfa, onde dois átomos de hélio se fundem em um isótopo de berílio-8 e pela fusão de mais um átomo de hélio, um isótopo de carbono-12. Este tipo de ciclo de fusão é chamado de Carbono-Nitrogênio-Oxigênio. Estrelas ainda mais massivas têm outras cadeias de fusão nuclear, por exemplo, com mais de 8 massas solares há o ciclo de Neônio, e acima disso, de Oxigênio e Enxofre-Silício [3].

O total de energia produzida por uma reação é da ordem de  $1 * 10^{-15} Wh$ , o que é apenas um pequeno montante de energia, mas como acontecem enormes quantidades constantemente no núcleo, é produzida toda energia necessária para manter a saída de radiação da estrela.

## A ENERGIA LIBERADA PELO SOL

O Sol é a estrela central do Sistema Solar, todos os planetas, asteroides, cometas e poeira desse sistema giram ao seu redor. Detendo 99,86% da massa do Sistema Solar, possui massa 332.900 vezes maior e volume 1.300.000 vezes maior que o planeta Terra. Ele é composto de hidrogênio (92%) e hélio (7%), com traços (<1%) de ferro, níquel, oxigênio, silício, enxofre,

magnésio, néon, cálcio e crômio. A distância entre o Sol e a Terra é de cerca de 150 milhões de quilômetros e a luz demora cerca de 8 minutos para chegar à atmosfera [4].

No Sol tem-se cerca de  $8,9 \cdot 10^{56}$  núcleos de hidrogênio. Com a cadeia de próton-próton ocorrendo  $9,2 \cdot 10^{37}$  vezes por segundo no núcleo solar e sabendo que a reação utiliza quatro prótons,  $3,68 \cdot 10^{38}$  prótons são convertidos em núcleos de hélio a cada segundo. Cada reação converte 0,7% da massa de um próton ( $1,67 \cdot 10^{-27}$ ), fundida em energia, totalizando  $4,31 \cdot 10^9$  quilogramas que são convertidas em energia pura a cada segundo [4].

A transformação de massa em energia pode ser calculada pela famosa equação de Albert Einstein reduzida, vista na equação 4 [4].

$$E = m * c^2 \quad (4)$$

Onde:

$E$  Energia, em Joules (J).

$m$  Massa, em quilogramas (kg)

$c$  Velocidade da luz no vácuo, em metros por segundo (299.792.458 m/s)

Então, transformando  $4,31 \cdot 10^9$  kg em energia, tem-se que o Sol gera  $3,8 \cdot 10^{26}$  Joules em um segundo, ou  $3,8 \cdot 10^{26}$  W.

- [1] Woolfson, Michael. **The Origin and Evolution of the Solar System**. 2001. Astronomy & Geophysics, vol. 41 pp. 1.12 – 1.19. DOI: 10.1046/j.1468-4004.2000.00012.x.
- [2] Hubble Heritage Team, WALBORN, Nolan R., BARBÁ, Rodolfo H., NASA. **Carinae Nebula**. 1999. Foto retirada pelo Telescópio Espacial Hubble. Disponível em <http://apod.nasa.gov/apod/ap030630.html>. Acessado em 23 jan. 2015.
- [3] Wallerstein, George et al. **Synthesis of the elements in stars: forty years of progress**. 1997. Reviews of Modern Physics, vol. 69 pp. 1001-1007;1013-1016;1020-1023. DOI: 10.1103/RevModPhys.69.995.
- [4] SHU, Frank H. **The Physical Universe – An Introduction to Astronomy**. 1982. University Science Books, Sausalito, California. ISBN: 0-935702-05-9.

## SOBRE O PROGRAMA ATP

### MÓDULOS DE SIMULAÇÃO INTEGRADOS

A plataforma MODELS no ATP é uma linguagem de uso geral e é suportada por um amplo conjunto de ferramentas de simulação. A descrição de cada modelo é feita utilizando um formato livre com sintaxes orientadas por palavras chaves auto documentadas. Com esta plataforma é possível descrever componentes arbitrários de monitoramento e de circuitos pelo usuário, simplesmente conectando o modelo ao sistema ou a outros modelos. Como é uma ferramenta de uso geral, ela pode ser simulada tanto nos domínios de frequência e tempo.

A plataforma TACS oferece um módulo de simulação para análises no domínio do tempo de sistemas de monitoramento. Originalmente desenvolvida para simulação de comandos com conversor HVDC, tem uma representação de diagrama de blocos típica. A utilização de TACS varia de controles de conversores HVDC, sistemas de excitação de máquinas síncronas, unidades de sistemas de potência e eletrônicas, arcos elétricos e de falhas. A interface entre a rede elétrica e a TACS é estabelecida por troca de sinais, tais como tensão no nó, interruptor de corrente, estado de interruptor, resistências variáveis no tempo e fontes de tensão e corrente. [1]

### ROTINAS DE SUPORTE

Além dos módulos integrados há as rotinas de suporte que podem ser utilizadas em conjunto com a simulação de sistemas elétricos. A figura 1 ilustra a arquitetura do ATP:

- Cálculo de parâmetros elétricos de linhas aéreas e cabos que utilizam módulos de programas (LINE CONSTANTS, CABLE CONSTANTS e CABLE PARAMETERS);
- Geração de dados de entrada de modelos de linha dependente da frequência (Semlyen, J.Marti, Noda line Models);

- Cálculo de dados de modelos de transformadores (XFORMER, BCTRAN);
- Conversão de curvas de histerese e saturação.
- Modularização de dados (for \$INCLUDE)

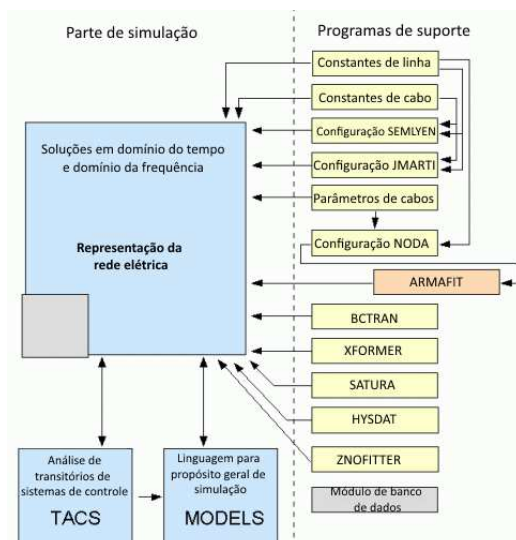


Figura 1: Módulos suportados pelo ATP. [1] (Traduzido)

## REQUISITOS E CAPACIDADES

O programa ATP tem configurações mínimas de operação, não recomendado seu uso em processadores com menos que 25 MHz de frequência, além de necessitar de 16 MB de memória RAM, 20 MB de espaço em disco livre e vídeo com suporte a VGA. O ATP possui 3 versões, a GNU-Mingw32 e Watcom ATP para sistemas Windows 95 ou superior, Salford ATP para sistemas MS-DOS/Windows 3.x e Versão GNU para sistemas baseados em Linux.

As capacidades absolutas do ATP não foram observadas, visto que as tabelas são dinamicamente ajustadas para a capacidade do computador ao início da resolução do circuito. Oficialmente informado pelo desenvolvedor, está constatado que o programa consegue gerenciar 6000 barramentos, 10000 ramos, 1200 interruptores, 900 fontes, 2250 elementos não lineares e 90 máquinas síncronas simultaneamente [1].

- [1] MEYER, Scott W. e LIU, Tsu-huei. **Alternative Transient Program**, versão para Windows. 1984. Sobre o programa [online]. Disponível em <http://www.emtp.org/>. Acesso em 19 fev. 2015.

## CARTÕES DE SIMULAÇÃO DO SISTEMA

### 1 FOTOCÉLULA

```
MODEL RAUSCH4
comment-----
| Simulacao computacional de uma fotocélula.|
| Modelo de RAUSCHENBACH, H. S. ISBN 978-94-|
| 011-7917-1, 1980.                          |
|-----endcomment
OUTPUT          --Normatizacao de saidas
  ICELL         --Saida de sinal de corrente
INPUT          --Normatizacao de entradas
  S             --Entrada de Irradiacao
  Temp         --Entrada de Temperatura
  V            --Entrada de Tensao
DATA           --Dados do sistema
  Vmp          {DFLT:31}          --Tens Max Potencia
  Voc          {DFLT:38.2}       --Tens Circuito Aberto
  Imp          {DFLT:8.55}       --Corr Max Potencia
  Isc          {DFLT:8.98}       --Corr Curto-Circuito
  Alfa         {DFLT:0.0035373}  --Coef Temperatura Isc
  Beta         {DFLT:-0.117581}  --Coef Temperatura Voc
  Rint         {DFLT:0.44}       --Resi Interna
  NCellS       {DFLT:1}         --Numero de placas em serie
  NCellP       {DFLT:1}         --Numero de placas em paral
  Rp           {DFLT:0}         --Resistência Paralela
  Rs           {DFLT:0}         --Resistência Serie
VAR
  ICELL
  C3
  C5
  C6
  C4
  Vmpnew
  Vocnew
  Impnew
  Iscnew
  Imp0
  Isc0
  m
  Sref
  Tref
  CELL
  CELL1
  Vin
  Vmp0
  Voc0
  Imp0
```

```

Isc0
IscN
VocN
DIsc
DImp
ImpN
VmpN
DS
DT
DVoc
DVmp
X
Alfa1
Beta1

```

**INIT**

```

Sref:=1000
Tref:=25

```

**ENDINIT****EXEC**

```

Vmp0:=Vmp*NCells
Voc0:=Voc*NCells
Beta1:=Beta*NCells
Imp0:=Imp*NCellP
Isc0:=Isc*NCellP
Alfa1:=Alfa*NCellP
DS:=S/Sref
DT:=Temp-Tref
Iscn:=Isc0*DS+Alfa1*DT
Disc:=Iscn-Isc0
DVoc:=Beta1*DT-DIsc*Rint
Vocn:=Voc0+DVoc
Impn:=Imp0*DS+Alfa1*DT
Dimp:=Iscn-Isc0
DVmp:=Beta1*DT-DIsc*Rint
Vmpn:=Vmp0+DVoc
Vocnew:=VocN
Vmpnew:=VmpN
Impnew:=ImpN
Iscnew:=IscN
C3:=0.01175
C5:=ln(((Iscnew*(C3+1))-Impnew)/(C3*Iscnew))
C6:=ln((C3+1)/C3)
m:=(ln(C5/C6))/(ln(Vmpnew/Vocnew))
C4:=C6/(Vocnew**m)
FLAG:=1
X:=(Iscnew*Vocnew-Iscnew*t)/Vocnew
Vin:=V+Rs*X
IF Vin<=0 THEN
    Vin:=0
ENDIF
    CELL:=ISCNEW*(1-C3*(exp(C4*(Vin)**m)-1))

IF (CELL<=0) THEN
    CELL1:=0
ELSE
    IF RP<=0 THEN
        CELL1:=CELL
    ELSE
        CELL1:=Cell-Vin/Rp
    ENDIF
ENDIF

```

```

    IF CELL1<=0 then
        Cell1:=0
    endif
    ICELL:=CELL1
ENDEXEC
ENDMODEL

```

## 2 MPPTS

### 2.1 RCF

```

MODEL RCF
comment-----
| Bloco de controle do tipo Raz Ciclica Fix. |
| Este bloco gera o val. id. de V que deve |
| ser obtido na saida do sistema fotovoltaic-|
| a fim de se ter a potencia maxima.      |
-----endcomment
OUTPUT
    SAIDA
DATA
    RC {DFLT:65}
    FREQ {DFLT:50000}
VAR
    SAIDA
    FLAG1
    FLAG2
    OUTER
    CONT
INIT
    CONT:=0
ENDINIT
EXEC
    FLAG1:=(1/FREQ)/timestep
    FLAG2:=FLAG1*RC/100
    IF (CONT<=FLAG2) THEN
        OUTER:=1
    ELSE
        OUTER:=-1
    ENDIF
    IF (CONT=FLAG1) THEN
        CONT:=0
    ELSE
        CONT:=CONT+1
    ENDIF
    SAIDA:=OUTER
ENDEXEC
ENDMODEL

```

## 2.2 TENSÃO CONSTANTE

```

MODEL VCONST
comment-----
| Bloco de controle do tipo Tens Constante. |
| Este bloco gera o val. id. de V que deve |
| ser obtido na saida do sistema fotovoltai-|
| a fim de se ter a potencia maxima.      |
-----endcomment
OUTPUT
    MPPT
INPUT
    V
    I
DATA
    VOPEN {DFLT:176.8}
VAR
    MPPT
    Vout
    Iout
    Pout
    TENS
INIT
    TENS:=0.78*VOPEN
ENDINIT
EXEC
    TENS:= 0.78*VOPEN
    MPPT:= TENS
    Vout:= V
    Iout:= I
    Pout:= Vout*Iout
ENDEXEC
ENDMODEL
RECORD
VCONST.MPPT as VCONS
VCONST.Vout as V_CONS
VCONST.Iout as I_CONS
VCONST.Pout as P_CONS

```

## 2.3 P&O CLÁSSICO

```

MODEL PEOCLASS
comment-----
| Bloco de controle do tipo P&O.          |
| Este bloco gera o valor ideal de tensao |
| que deve ser obtido na saida do sistema |
| fotovoltaiico a fim de se ter potencia max.|
-----endcomment
OUTPUT
    MPPT
INPUT
    V
    I
DATA
    delta {DFLT:1}
VAR

```



```
MPPT
Iout
Vout
Pout
P
DP
DV
PANT
VANT
VREF
CONT

INIT
PANT:=0
VANT:=0
VREF:=0
CONT:=0
DV:=0
DP:=0

ENDINIT
EXEC
  IF (CONT> 150) THEN
    CONT:=0
    P:= V*I
    DP:= P-PANT
    DV:= V-VANT
    IF (DP>0) THEN
      IF (DV>0) THEN
        VREF:= VREF+delta
      ELSE
        VREF:= VREF-delta
      ENDIF
    ELSE
      IF (DV>0) THEN
        VREF:= VREF-delta
      ELSE
        VREF:= VREF+delta
      ENDIF
    ENDIF
    PANT:= P
    VANT:= V
  ELSE
    CONT:= CONT+1
  ENDIF
  MPPT:= VREF
  Vout:= V
  Iout:= I
  Pout:=Vout*Iout
ENDEXEC
ENDMODEL
RECORD
PEOCLASS.MPPT as POCLAS
PEOCLASS.Vout as V_PEO
PEOCLASS.Iout as I_PEO
PEOCLASS.Pout as P_PEO
```

## 2.4 P&amp;O MODERNO

```

MODEL PEOMODER
comment-----
| Bloco de controle do tipo P&O moderno.   |
| Este bloco gera o valor ideal de tensao  |
| que deve ser obtido na saida do sistema  |
| fotovoltaico a fim de se ter potencia max.|
-----endcomment
OUTPUT
    MPPT
INPUT
    V
    I
DATA
    delta {DFLT:1}
VAR
    MPPT
    Iout
    Vout
    Pout
    P
    DP
    DV
    PANT
    VANT
    VREF
    CONT
    VREFAN
INIT
    PANT:=0
    VANT:=0
    VREF:=0
    CONT:=0
    DV:=0
    DP:=0
    VREFAN:=VREF
ENDINIT
EXEC
    IF (CONT> 150) THEN
        CONT:= 0
        P:= V*I
        DP:= P-PANT
        DV:= V-VANT
        IF (DP<-0.1) THEN
            IF (DV<0) THEN
                VREF:= VREF+delta
            ELSE
                VREF:= VREF-delta
            ENDIF
        ENDIF
        IF (DP>0.1) THEN
            IF (DV<0) THEN
                VREF:= VREF-delta
            ELSE
                VREF:= VREF+delta
            ENDIF
        ENDIF
        PANT:= P

```

```

        VANT:= V
    ELSE
        CONT:= CONT+1
    ENDF
    VREFAN:=VREF
    MPPT:= VREF
    Vout:= V
    Iout:= I
    Pout:=Vout*Iout
ENDEXEC
ENDMODEL
RECORD
PEOMODER.MPPT as POMOD
PEOMODER.Vout as V_POMO
PEOMODER.Iout as I_POMO
PEOMODER.Pout as P_POMO

```

### 2.5 P&O MODIFICADO

```

MODEL MPEO
comment-----
| Bloco de controle do tipo Modified Perturb|
| and Observe. Este bloco gera o val. id. de|
| V que deve ser obtido na saida do sistema |
| fotovoltaico a fim de se ter potencia max.|
-----endcomment
OUTPUT
    MPPT
INPUT
    V
    I
DATA
    delta {DFLT:1}
VAR
    MPPT
    Iout
    Vout
    Pout
    P
    DP
    DV
    PANT
    VANT
    PANT2
    VANT2
    VREF
    CONT
    CONT1
    CONT2
    FLAG1
INIT
    PANT:=0
    VANT:=0
    PANT2:=0
    VANT2:=0
    VREF:= 0
    CONT:=0
    DV:=0

```

```

DP:=0
CONT1:=0
CONT2:=1
ENDINIT
EXEC
  IF (CONT> 150) THEN
    CONT:= 0
    P:= V*I
  IF (CONT2=0) THEN
    CONT2:=1
  ELSE
    IF (CONT2=1) THEN
      CONT2:=0
      DP:= P-PANT
      FLAG1:=PANT2-DP
      IF (PANT>FLAG1) THEN
        IF (VANT>VANT2) THEN
          VREF:= VREF+delta
        ELSE
          VREF:= VREF-delta
        ENDIF
      ELSE
        IF (VANT>VANT2) THEN
          VREF:= VREF-delta
        ELSE
          VREF:= VREF+delta
        ENDIF
      ENDIF
      PANT2:=PANT
      VANT2:=VANT
      PANT:= P
      VANT:= V
    ENDIF
  ENDIF
ELSE
  IF (CONT1=0) THEN
    CONT1:=1
    P:=V*I
    PANT:=P
    VANT:=V
  ENDIF
  CONT:= CONT+1
ENDIF
MPPT:= VREF
Vout:= V
Iout:= I
Pout:= Vout*Iout
ENDEXEC
ENDMODEL
RECORD
MPEO.MPPT as POMOF
MPEO.Vout as V_POMF
MPEO.Iout as I_POMF
MPEO.Pout as P_POMF

```

## 2.6 EPP

```

MODEL EPP
comment-----
| Bloco de controle do tipo Estima, Perturba|
| e Perturba. Este bloco gera o val. id. de |
| V que deve ser obtido na saida do sistema |
| fotovoltaico a fim de se ter potencia max. |
-----endcomment
OUTPUT
    MPPT
INPUT
    V
    I
DATA
    delta {DFLT:1}
VAR
    MPPT
    Iout
    Vout
    Pout
    P
    DP
    DV
    PANT
    VANT
    PANT2
    VANT2
    VREF
    CONT
    CONT1
    CONT2
    FLAG1
    FLAG2
INIT
    PANT:=0
    VANT:=0
    PANT2:=0
    VANT2:=0
    VREF:= 0
    CONT:=0
    DV:=0
    DP:=0
    CONT1:=0
    CONT2:=1
ENDINIT
EXEC
    IF (CONT> 150) THEN
        CONT:= 0
        P:=V*I
        IF (CONT2=0) THEN
            CONT2:=1
            PANT2:=PANT
            VANT2:=VANT
            PANT:= P
            VANT:= V
        ELSE
            IF (CONT2=1) THEN
                CONT2:=2

```

```

DP:= P-PANT
FLAG1:=PANT2-DP
IF (PANT>FLAG1) THEN
  IF (VANT>VANT2) THEN
    VREF:= VREF+delta
  ELSE
    VREF:= VREF-delta
  ENDIF
ELSE
  IF (VANT>VANT2) THEN
    VREF:= VREF-delta
  ELSE
    VREF:= VREF+delta
  ENDIF
ENDIF
PANT2:=PANT
VANT2:=VANT
PANT:= P
VANT:= V
ELSE
  IF (CONT2=2) THEN
    CONT2:=0
    FLAG2:=PANT-DP
    IF (P>FLAG2) THEN
      IF (V>VANT) THEN
        VREF:=VREF+delta
      ELSE
        VREF:=VREF-delta
      ENDIF
    ELSE
      IF (V>VANT) THEN
        VREF:=VREF-delta
      ELSE
        VREF:=VREF+delta
      ENDIF
    ENDIF
    PANT2:=PANT
    VANT2:=VANT
    PANT:= P
    VANT:= V
  ENDIF
ENDIF
ENDIF
ELSE
  IF (CONT1=0) THEN
    P:=V*I
    CONT1:=1
    PANT:=P
    VANT:=V
  ENDIF
CONT:= CONT+1
ENDIF
MPPT:= VREF
Vout:= V
Iout:= I
Pout:= Vout*Iout
ENDEXEC
ENDMODEL
RECORD
EPP.MPPT as EPP
EPP.Vout as V_EPP

```

```
EPP.Iout as I_EPP
EPP.Pout as P_EPP
```

## 2.7 CONDUÇÃO INCREMENTAL

```
MODEL CI
comment-----
| Bloco de controle do tipo Condutancia      |
| Incremental. Este bloco gera o val. id. de |
| V que deve ser obtido na saída do sistema |
| fotovoltaico a fim de se ter potencia max. |
-----endcomment

OUTPUT
  MPPT

INPUT
  V
  I

DATA
  Delta {DFLT:1}

VAR
  MPPT
  Iout
  Vout
  Pout
  DV
  DI
  VANT
  IANT
  VREF
  CONT
  FLAG1
  FLAG2
  FLAG3

INIT
  VANT:=0
  IANT:=0
  VREF:=0
  CONT:=0

ENDINIT
EXEC
  IF (CONT > 150) THEN
    CONT:= 0
    DV:= V-VANT
    DI := I-IANT
    FLAG1 := DI/DV
    FLAG2 := -I/V
    IF (DV = 0) THEN
      IF (DI = 0) THEN
        FLAG3 := 1
      ELSE
        IF (DI > 0) THEN
          VREF := VREF+delta
        ELSE
          VREF := VREF-delta
        ENDIF
      ENDIF
    ELSE
      IF (FLAG1 = FLAG2) THEN
```

```

                FLAG3 := 1
            ELSE
                IF (FLAG1 > FLAG2) THEN
                    VREF := VREF+delta
                ELSE
                    VREF := VREF-delta
                ENDIF
            ENDIF
        ENDIF
        VANT := V
        IANT := I
    ELSE
        CONT := CONT+1
    ENDIF
    MPPT := VREF
    Vout := V
    Iout := I
    Pout := Vout*Iout
ENDEXEC
ENDMODEL
RECORD
CI.MPPT as CI
CI.Vout as V_CI
CI.Iout as I_CI
CI.Pout as P_CI

```

## 2.8 CONDUTÂNCIA INCREMENTAL MODIFICADA

```

MODEL CIM
comment-----
| Bloco de busca de MPPT do tipo Condutância |
| Incremental Modificado. Este bloco gera o |
| V que deve ser obtido na saída do sistema |
| fotovoltaico a fim de se ter potencia max. |
-----endcomment
OUTPUT
    MPPT
INPUT
    V
    I
DATA
    delta {DFLT:1}
    W     {DFLT:3}
VAR
    MPPT
    Iout
    Vout
    Pout
    DV
    DI
    VANT
    IANT
    VREF
    CONT
    FLAG1
    FLAG2
    FLAG3
INIT

```



```
VANT := 0
IANT := 0
VREF := 0
CONT := 0
ENDINIT
EXEC
  IF (CONT > 150) THEN
    CONT := 0
    DV := V-VANT
    DI := I-IANT
    FLAG1 := DI/DV
    FLAG2 := I/V
    IF (DV = 0) THEN
      IF (DI = 0) THEN
        FLAG3 := 1
      ELSE
        IF (DI > 0) THEN
          VREF := VREF+delta
        ELSE
          VREF := VREF-delta
        ENDIF
      ENDIF
    ELSE
      IF (FLAG1+FLAG2)>(W/2) THEN
        VREF:=VREF+delta
      ELSE
        IF (FLAG1+FLAG2)>(-W/2) THEN
          FLAG3:=1
        ELSE
          VREF := VREF-delta
        ENDIF
      ENDIF
    ENDIF
    VANT := V
    IANT := I
  ELSE
    CONT := CONT+1
  ENDIF
  MPPT := VREF
  Vout := V
  Iout := I
  Pout := Vout*Iout
ENDEXEC
ENDMODEL
RECORD
  CIM.MPPT as CIM
  CIM.Vout as V_CIM
  CIM.Iout as I_CIM
  CIM.Pout as P_CIM
```

## 2.9 OSCILAÇÃO DO SISTEMA

```

MODEL OSCDOSIS
comment-----
| Bloco de MPPT utilizando a Oscilacao do |
| sistema. |
| |
|-----endcomment
INPUT
  V
  I
OUTPUT
  MPPT
VAR
  MPPT
  Iout
  Vout
  Pout
  P
  HPP
  HPV
  LPP
  LPV
  A
  B
  AB
  B2
  C
  D
  E
  F
  X
  Y
  XANT
  K
  flag
  conta
  outer
HISTORY
  HPP          {DFLT:0}
  HPV          {DFLT:0}
  LPP          {DFLT:0}
  LPV          {DFLT:0}
  A            {DFLT:0}
  B            {DFLT:0}
  D            {DFLT:0}
  K            {DFLT:0}
INIT
  A:= 0
  B:= 0
  C:= 0
  D:= 0
  E:= 0
  F:= 0
  K:=0
  X:=0
  FLAG:=0
  CONTA:=110

```

```

ENDINIT
EXEC
  IF CONTA>8 THEN
    CONTA:=0
    LAPLACE(A/V) := (1|s0) / (1|s0 + 0.0001|s1)
    LAPLACE(B/V) := (1|s1) / (1|s0 + 0.0001|s1)
    LAPLACE(D/B) := (1|s0) / (1|s0 + 0.0001|s1)
    C:=A*1
    K:=D*1
    IF (FLAG=0) THEN
      FLAG:=1
      K:=0
    ENDIF
    X:=deriv(K)
    Y:=X*XANT
    IF (Y<0) THEN
      OUTER:=10
    ELSE
      OUTER:=0
    ENDIF
    XANT:=X
    F:=C-OUTER
  ELSE
    CONTA:=CONTA+1
  ENDIF
  MPPT:=F
  Vout:=V
  Iout:=I
  Pout:=Vout*Iout
ENDEXEC
ENDMODEL
RECORD
  OSCDOSIS.MPPT as OSCSIS
  OSCDOSIS.Vout as V_OS
  OSCDOSIS.Iout as I_OS
  OSCDOSIS.Pout as P_OS

```

## 2.10 CORRELAÇÃO DE RIPPLE

```

MODEL CORRIPLE
comment-----
| Bloco de MPPT utilizando a Correlação de |
| Ripple. |
| |
| |
-----endcomment
INPUT
  V
  I
OUTPUT
  MPPT
VAR
  MPPT
  Iout
  Vout
  Pout
  P
  HPP

```

HPV  
LPP  
LPV  
A  
B  
AB  
B2  
C  
D  
E  
F

**HISTORY**

HPP {DFLT:0}  
HPV {DFLT:0}  
LPP {DFLT:0}  
LPV {DFLT:0}

**INIT**

A:= 0  
B:= 0  
AB:=0  
B2:=0  
C:= 0  
D:= 0  
E:= 0  
F:= 0

**ENDINIT****EXEC**

P:=V\*I  
LAPLACE(HPP/P):= (1|s1) / (1|s0 + 0.0001|s1)  
LAPLACE(HPV/V):= (1|s1) / (1|s0 + 0.01|s1)  
AB:=HPP\*HPV  
B2:=HPV\*HPV  
LAPLACE(LPP/AB):= (1|s0) / (1|s0 + 10|s1)  
LAPLACE(LPV/B2):= (1|s0) / (1|s0 + 2|s1)  
C:=LPP  
D:=LPV  
E:=C/D  
F:=E\*127  
MPPT:=F  
Vout:=V  
Iout:=I  
Pout:=Vout\*Iout

**ENDEXEC****ENDMODEL****RECORD**

CORRIPL.E.MPPT as CORRIP  
CORRIPL.E.Vout as V\_CR  
CORRIPL.E.Iout as I\_CR  
CORRIPL.E.Pout as P\_CR

*2.11 BETA***MODEL BETA**

```
comment-----
| Bloco de controle do tipo Beta.          |
| Este bloco gera o val. id. de V que deve |
| ser obtido na saída do sistema fotovoltai-|
| a fim de se ter a potencia maxima.      |
```

```

-----endcomment
OUTPUT
  MPPT
INPUT
  V
  I
  TEMP
DATA
  REND {DFLT:1.5}
  SERIE {DFLT:8}
VAR
  MPPT
  Iout
  Vout
  Pout
  VREF
  VREF1
  BETA
  BTAREF
  IREF
  V0
  I0
  ERRO
  FLAG1
  CONT
INIT
  VREF:=141.6
  IREF:=7.63
  V0:=1
  I0:=1
  FLAG1:=0
  VREF1:=0
  CONT:=151
ENDINIT
EXEC
  IF (CONT>50) THEN
    CONT:=0
    BTAREF:=ln(IREF/VREF) - (VREF*1000) / (REND*25*SERIE)
    IF (V0<=0) THEN
      V0:=0.0001
    ENDIF
    IF (I0<=0) THEN
      I0:=0.0001
    ENDIF
    BETA:=ln(I0/V0) - (V0*1000) / (REND*25*SERIE)
    ERRO:=BTAREF-BETA
    IF (ERRO>0.1) THEN
      ERRO:=0.1
    ENDIF
    IF (ERRO<-0.1) THEN
      ERRO:=-0.1
    ENDIF
    VREF1:=VREF1-ERRO
    I0:=I
    V0:=V
  ELSE
    CONT:=CONT+1
  ENDIF
  MPPT:=VREF1
  Vout:=V
  Iout:=I

```

```

      Pout:=Vout*Iout
ENDEXEC
ENDMODEL
RECORD
BETA.MPPT as BETA
BETA.Vout as V_BETA
BETA.Iout as I_BETA
BETA.Pout as P_BETA

```

## 2.12 TEMPERATURA

```

MODEL DTEMP
comment-----
| Bloco de controle do tipo Temperatura.   |
| Este bloco gera o val. id. de V que deve |
| ser obtido na saída do sistema fotovoltai-|
| a fim de se ter a potencia maxima.      |
-----endcomment
OUTPUT
      MPPT
INPUT
      V
      I
      TEMP
DATA
      TREF {DFLT:25}
      BETA {DFLT:-0.08}
      VMPP {DFLT:17.7}
      NSERIE {DFLT:8}
VAR
      MPPT
      Vout
      Iout
      Pout
      OUTER
INIT
ENDINIT
EXEC
      OUTER:= ( (TEMP-TREF) *BETA) + (VMPP*NSERIE)
      MPPT:=OUTER
      Vout:=V
      Iout:=I
      Pout:=Vout*Iout
ENDEXEC
ENDMODEL
RECORD
DTEMP.MPPT as MPPT
DTEMP.Vout as Vout
DTEMP.Iout as Iout
      DTEMP.Pout as Pout

```

### 3 COMPONENTES

#### 3.1 ONDA TRIANGULAR BOOST

```

MODEL TRIANG
comment-----
| Bloco do tipo MODELS de geracao de onda |
| triangular, usado para a comparacao en- |
| tre moduladora e portadora no owm dos  |
| chaveamentos.                          |
-----endcomment

OUTPUT
    Triang

DATA
    Amp    {dflt:1}
    Freq   {dflt:50000}

VAR
    Triang
    Peri
    N
    x
    a

EXEC
    Peri:=1/Freq
    N:= trunc(t/Peri)
    x:= t-N*Peri
    a:= 2*Amp/(Peri/2)
    IF (x) < (Peri/2) THEN
        Triang := a*x -Amp
    ELSE
        Triang := 4*Amp-a*x -Amp
    ENDIF
ENDEXEC
ENDMODEL
RECORD
    TRIANG.TRIANG as TRIAN1

```

#### 3.2 ONDA TRIANGULAR INVERSOR

```

MODEL TRIAN2
comment-----
| Bloco do tipo MODELS de geracao de onda |
| triangular, usado para a comparacao en- |
| tre moduladora e portadora no owm dos  |
| chaveamentos.                          |
-----endcomment

OUTPUT
    Triang

DATA
    Amp    {dflt:10}
    Freq   {dflt:50000}

VAR
    Triang
    Peri
    N

```

```

x
a
EXEC
  Peri:=1/Freq
  N:= trunc(t/Peri)
  x:= t-N*Peri
  a:= Amp/(Peri/2)
  IF (x) < (Peri/2) THEN
    Triang := 2*Amp-a*x-Amp    --Reta decrescente
  ELSE
    Triang := a*x-Amp        --Reta crescente
  ENDIF
ENDEXEC
ENDMODEL
RECORD
  TRIAN2.Triang as Trian2

```

### 3.3 SOMADOR

```

MODEL SOMAD
comment-----
| Bloco do tipo MODELS para o bloco sub- |
| trator, onde é calculado o erro entre o |
| valor do MPPT e a tensão na saída do   |
| sistema fotovoltaico.                   |
-----endcomment
OUTPUT
  o1
INPUT
  i1
  i2
VAR
  o1
INIT
  o1:=0
ENDINIT
EXEC
  o1:=-i1+i2
ENDEXEC
ENDMODEL
RECORD
  SOMAD.o1 as ERRO

```

### 3.4 COMPARADOR BOOST

```

MODEL COMPARAD
comment-----
| Bloco do tipo MODELS para a comparacao |
| dos sinais do compensador de erro e da |
| geradora triangular, utilizado para o  |
| chaveamento do BOOST.                 |
-----endcomment
OUTPUT
  COMPAR
INPUT

```



```

        SINALP
        SINALN
VAR
        COMPAR
INIT
        COMPAR:= 0
ENDINIT
EXEC
        IF (SINALP>=SINALN) THEN
            COMPAR:= 1
        ELSE
            COMPAR:= -1
        ENDIF
ENDEXEC
ENDMODEL
RECORD
    COMPARAD.COMPAR as GATE

```

### 3.5 COMPARADOR INVERSOR

```

MODEL COMPARA2
comment-----
| Bloco do tipo MODELS para a comparacao |
| dos sinais de compensador de erro e da |
| geradora triangular, utilizado para o |
| chaveamento do INVERSOR.           |
-----endcomment
OUTPUT
        SAIDA1
        SAIDA2
INPUT
        ENTRA1
        ENTRA2
VAR
        SAIDA1
        SAIDA2
INIT
ENDINIT
EXEC
        IF (ENTRA1>ENTRA2) THEN
            SAIDA1:=1
            SAIDA2:=0
        ELSE
            SAIDA1:=0
            SAIDA2:=1
        ENDIF
ENDEXEC
ENDMODEL
RECORD
    COMPARA2.SAIDA1 as G1G4
    COMPARA2.SAIDA2 as G2G3

```

## 3.6 CONTROLADOR BOOST

```

MODEL CONTROL
comment-----
| Bloco de controle PID com a funcao de com-|
| pensar o valor do erro recebido e trata-lo|
| para a comparacao entre a forma triangular|
| para o chaveamento do BOOST.           |
-----endcomment
OUTPUT
    SAIDA
INPUT
    ENTRAD
DATA
    KP    {DFLT:0.0025}
    KI    {DFLT:0.0001}
    KD    {DFLT:0}
HISTORY
    x                                           {dflt:0}
    integral(ENTRAD)  {dflt:0}
VAR
    OUTER
    SAIDA
    x
    Integr
    Integ1
    Propor
    Deriva
INIT
    SAIDA:=0
ENDINIT
EXEC
    x:=t>0
    Propor:=ENTRAD*KP
    Integr:=integral(ENTRAD)
    Integ1:=Integr*KI
    Deriva:=deriv(ENTRAD)*KD
    OUTER:=Propor+Integr+Deriva
    IF (OUTER>1) THEN
        OUTER:= 1
    ENDIF
    IF (OUTER<-1) THEN
        OUTER:= -1
    ENDIF
    SAIDA:=OUTER
ENDEXEC
ENDMODEL
RECORD
    CONTROL.OUTER as S_BOOS

```

## 3.7 CONTROLADOR INVERSOR

```
MODEL CONTROL2
comment-----
| Bloco de controle PID com a funcao de com-|
| pensar o valor do erro recebido e trata-lo|
| para a comparacao entre a forma triangular|
| para o chaveamento do INVERSOR.      |
-----endcomment

OUTPUT
    SAIDA

INPUT
    ENTRAD

DATA
    KP    {DFLT:1.5}
    KI    {DFLT:3.6036E-5}
    KD    {DFLT:0}

HISTORY
    x {dflt:0}
    integral(ENTRAD) {dflt:0}

VAR
    OUTER
    SAIDA
    x
    Integr
    Integ1
    Propor
    Deriva

INIT
    SAIDA:=0

ENDINIT

EXEC
    x:=t>0
    Propor:=ENTRAD*KP
    Integr:=integral(ENTRAD)
    Integ1:=Integr*KI
    Deriva:=deriv(ENTRAD)*KD
    OUTER:=Propor+Integ1+Deriva
    IF (OUTER>10) THEN
        OUTER:= 10
    ENDIF
    IF (OUTER<-10) THEN
        OUTER:= -10
    ENDIF
    SAIDA:=OUTER

ENDEXEC
ENDMODEL
RECORD
    CONTROL2.OUTER as CPWM
```

## 3.8 CONTROLE DE CORRENTE

```

MODEL CCORREN
comment-----
| Bloco de tratamento de dados para o con- |
| trole da corrente, realizado pelo chavea- |
| mento do inversor full-bridge. O sinal se- |
| ra tratado pelo controlador PID.         |
-----endcomment
OUTPUT
    SAIDA
INPUT
    LINKDC
    LINKAC
    PLLOUT
    REDEAC
DATA
    FREQ {DFLT:60}
VAR
    CONTADOR
    MAXIMO
    RMS
    NUMB
    SAIDA
    ALTERN
    A
    B
    C
    XANT
INIT
    CONTADOR:=0
    RMS:=0
    NUMB:=0
    XANT:=0
ENDINIT
EXEC
    ALTERN:=REDEAC
    MAXIMO:=((1/FREQ)/2)*(1/TIMESTEP)
    IF (CONTADOR>MAXIMO) THEN
        CONTADOR:= 0
        RMS:=((NUMB/MAXIMO)**(1/2))
        NUMB:=0
    ELSE
        CONTADOR:=CONTADOR+1
        NUMB:=NUMB+XANT
        XANT:=ALTERN**2
    ENDIF
    IF (RMS<=0) THEN
        RMS:=0.00001
    ENDIF
    A:=(LINKDC-400)*0.03
    B:=(1.414213)*(1080/RMS)
    C:=A+B
    IF (C>20) THEN
        C:=20
    ENDIF
    SAIDA:=(C*(-sin(PLLOUT))-LINKAC)
ENDEXEC
ENDMODEL

```

**RECORD**

CCORREN.SAIDA as C\_CORR  
 CCORREN.RMS as RMS

*3.9 PLL - PARTE 1*

```

MODEL PLL1
comment-----
| Bloco de controle PLL com a funcao de tra-|
| balhar o valor do angulo                 |
|                                           |
|-----endcomment
OUTPUT
  SAIDA
INPUT
  VREDE
  TETA
VAR
  SAIDA
  X
  A
INIT
  A:=0
ENDINIT
EXEC
  A:=(-cos(TETA))* (VREDE*(3**(1/2)) /311)
  SAIDA:=A
ENDEXEC
ENDMODEL
RECORD
  PLL1.VREDE as VREDE

```

*3.10 PLL- PARTE 2*

```

MODEL PLL2
comment-----
| Bloco de tratamento do angulo de fase do |
| PLL. Esse sinal e enviado ao controle de |
| corrente para que o sistema entre em fase |
| com a rede.                               |
|-----endcomment
OUTPUT
  o1
INPUT
  i1
HISTORY
  integral(o0)      {DFLT:0}
  x                 {DFLT:0}
  o0                 {DFLT:0}
VAR
  o1
  o0
  o00
  x

```

```

INIT
    o1:=0
ENDINIT
EXEC
    x:=t>0
    o0:=(2*60*PI)-i1
    o00:=integral(o0)
    o1:=o00
ENDEXEC
ENDMODEL
RECORD
    PLL2.o1 as TETA
    PLL2.i1 as WPLL

```

### 3.11 REDE PARA A SEÇÃO 4.4

```

MODEL VREDE
comment-----
| Bloco de tratamento do angulo de fase do |
| PLL Esse sinal e enviado ao controle de |
| corrente para que o sistema entre em fase |
| com a rede. |
-----endcomment
OUTPUT
    o1
DATA
    FREQ0 {DFLT:60}
    DEF0 {DFLT:0}
    TEMP1 {DFLT:0}
    TEMP2 {DFLT:0}
    TEMP3 {DFLT:0}
    TEMP4 {DFLT:0}
    TEMP5 {DFLT:0}
    TEMP6 {DFLT:0}
    FREQ1 {DFLT:60}
    FREQ2 {DFLT:60}
    FREQ3 {DFLT:60}
    FREQ4 {DFLT:60}
    FREQ5 {DFLT:60}
    FREQ6 {DFLT:60}
    DEF1 {DFLT:0}
    DEF2 {DFLT:0}
    DEF3 {DFLT:0}
    DEF4 {DFLT:0}
    DEF5 {DFLT:0}
    DEF6 {DFLT:0}
VAR
    o1
    X
    f
    phi
INIT
    o1:=0
ENDINIT
EXEC
    IF t>TEMP1 THEN
        IF t>TEMP2 THEN
            IF t>TEMP3 THEN

```

```

                IF t>TEMP4 THEN
                    IF t>TEMP5 THEN
                        phi:=DEF5*pi/180
                        f:=FREQ5*2*pi
                    else
                        phi:=DEF4*pi/180
                        f:=FREQ4*2*pi
                    endif
                else
                    phi:=DEF3*pi/180
                    f:=FREQ3*2*pi
                endif
            else
                phi:=DEF2*pi/180
                f:=FREQ2*2*pi
            endif
        else
            phi:=DEF1*pi/180
            f:=FREQ1*2*pi
        endif
    else
        phi:=DEF0*pi/180
        f:=FREQ0*2*pi
    endif

    X:=311*cos (f*t+phi)
    o1:=X
ENDEXEC
ENDMODEL
RECORD
VREDE.o1 as V_REDE
VREDE.f as W_REDE
VREDE.phi as D_REDE

```

## 4 ENTRADAS

### 4.1 IRRADIAÇÃO

```

MODEL IRRADIAC
comment-----
| Bloco do tipo MODELS para a determinacao|
| das variacoes na Irradiacao, com sete  |
| estagios de modificacao, todos de forma |
| linear.                                  |
-----endcomment
OUTPUT
    IRRADI
DATA
    IRRAD0      {DFLT:1000}
    TEMPO1      {DFLT:0}
    IRRAD1      {DFLT:1000}
    TEMPO2      {DFLT:0}
    IRRAD2      {DFLT:1000}
    TEMPO3      {DFLT:0}
    IRRAD3      {DFLT:1000}

```

```

TEMPO4      {DFLT:0}
IRRAD4      {DFLT:1000}
TEMPO5      {DFLT:0}
IRRAD5      {DFLT:1000}
TEMPO6      {DFLT:0}
IRRAD6      {DFLT:1000}
TEMPO7      {DFLT:0}
IRRAD7      {DFLT:1000}
VAR
IRRADI
INIT
IRRADI:=1000
ENDINIT
EXEC
IRRADI:=IRRAD0
IF t>TEMPO1 THEN
    IRRADI:=IRRAD1
ENDIF
IF t>TEMPO2 THEN
    IRRADI:=IRRAD2
ENDIF
IF t>TEMPO3 THEN
    IRRADI:=IRRAD3
ENDIF
IF t>TEMPO4 THEN
    IRRADI:=IRRAD4
ENDIF
IF t>TEMPO5 THEN
    IRRADI:=IRRAD5
ENDIF
IF t>TEMPO6 THEN
    IRRADI:=IRRAD6
ENDIF
IF t>TEMPO7 THEN
    IRRADI:=IRRAD7
ENDIF
ENDEXEC
ENDMODEL
RECORD
IRRADIAC.IRRADI as IRRADI

```

#### 4.2 IRRADIAÇÃO PARA A SEÇÃO 4.6

```

MODEL SOL
comment-----
| Bloco do tipo MODELS para a determinacao|
| das variacoes na Irradiacao, com um    |
| estagio de modificacao com o formato   |
| de uma senoide                          |
-----endcomment
OUTPUT
SAIDA
VAR
X
A
SAIDA
ENDIF
INIT

```



```

        X:=1000
        A:=0
ENDINIT
EXEC
IF t>0.475 THEN
    IF t<0.775 THEN
        X:=1000-200*sin(A*10.47198)
        A:=A+timestep
    ELSE
        X:=1000
    ENDIF
ELSE
    X:=1000
ENDIF
    SAIDA:=X
ENDEXEC
ENDMODEL
RECORD
    SOL.SAIDA as SOL

```

### 4.3 TEMPERATURA

```

MODEL TEMPE
comment-----
| Bloco do tipo MODELS para a determinacao|
| das variacoes na temperatura, com sete |
| estagios de modificacao, todos de forma |
| linear. |
-----endcomment
OUTPUT
    TEMPER
DATA
    TEMPE0      {DFLT:25}
    TEMPE1      {DFLT:25}
    TEMPO1      {DFLT:0}
    TEMPE2      {DFLT:25}
    TEMPO2      {DFLT:0}
    TEMPE3      {DFLT:25}
    TEMPO3      {DFLT:0}
    TEMPE4      {DFLT:25}
    TEMPO4      {DFLT:0}
    TEMPE5      {DFLT:25}
    TEMPO5      {DFLT:0}
    TEMPE6      {DFLT:25}
    TEMPO6      {DFLT:0}
    TEMPE7      {DFLT:25}
    TEMPO7      {DFLT:0}
VAR
    TEMPER
INIT
    TEMPER:=25
ENDINIT
EXEC
    TEMPER:=TEMPE0
    IF t>TEMPO1 THEN
        TEMPER:=TEMPE1
    ENDIF
    IF t>TEMPO2 THEN

```

```
        TEMPER:=TEMPE2
ENDIF
IF t>TEMPO3 THEN
        TEMPER:=TEMPE3
ENDIF
IF t>TEMPO4 THEN
        TEMPER:=TEMPE4
ENDIF
IF t>TEMPO5 THEN
        TEMPER:=TEMPE5
ENDIF
IF t>TEMPO6 THEN
        TEMPER:=TEMPE6
ENDIF
IF t>TEMPO7 THEN
        TEMPER:=TEMPE7
ENDIF
ENDEXEC
ENDMODEL
RECORD
TEMPE.TEMPER as TEMPER
```

## PUBLICAÇÕES

### **XII CEEL**

Análise do *Software* PSIM por meio da Implementação Computacional de Métodos Clássicos de MPPT para Painéis Fotovoltaicos.

### **XIII CEEL**

Análises De Efeitos Externos Sobre Sistemas Fotovoltaicos Tais Como Associação E Sombreamento Por Meio Do ATP

### **IEEE LATIN AMERICA – SOB REVISÃO**

Comparative Study of TACS/DBM and MODELS of ATP-EMTP Applied to Power Systems Computer Simulation

Para maiores informações acerca dos assuntos abordados na dissertação, entrar em contato com a autora por um dos e-mails:

[rosenthal@ufu.br](mailto:rosenthal@ufu.br)

[julia.rosenthal@outlook.com](mailto:julia.rosenthal@outlook.com)

[rosenthal.ufu@gmail.com](mailto:rosenthal.ufu@gmail.com)