



UNIVERSIDADE FEDERAL DA PARAÍBA
CENTRO DE ENERGIAS ALTERNATIVAS E RENOVÁVEIS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIAS RENOVÁVEIS



RODOLFO FRANÇA LIRA

**ESTIMATIVA DA GERAÇÃO DE UMA UNIDADE
FOTOVOLTAICA BASEADA NA MODELAGEM DE UMA
CÉLULA UTILIZANDO VALORES DA FOLHA DE DADOS**

JOÃO PESSOA - PB
2017

PPGER / MESTRADO ACADÊMICO / N° 25

RODOLFO FRANÇA LIRA

**ESTIMATIVA DA GERAÇÃO DE UMA UNIDADE FOTOVOLTAICA BASEADA
NA MODELAGEM DE UMA CÉLULA UTILIZANDO VALORES DA FOLHA DE
DADOS**

Dissertação apresentada à Universidade Federal da Paraíba, como parte das exigências do Programa de Pós-Graduação em Energias Renováveis do Centro de Energias Alternativas e Renováveis, área de concentração em energias renováveis, para a obtenção do título de Mestre.

Orientador

Professor Dr. Kleber Carneiro de Oliveira

**JOÃO PESSOA, PARAÍBA
2017**

Catálogo na publicação
Seção de Catalogação e Classificação

L768e Lira, Rodolfo França.
Estimativa da geração de uma unidade fotovoltaica baseada na modelagem de uma célula utilizando valores da folha de dados / Rodolfo França Lira. - João Pessoa, 2017. 132 f. : il.

Orientador: Dr. Kleber Carneiro de Oliveira.
Dissertação (Mestrado) - UFPB/CEAR/PPGER

1. Energias renováveis. 2. Célula fotovoltaica. 3. Circuito elétrico. I. Título.

UFPB/BC

CDU - 620.91(043)

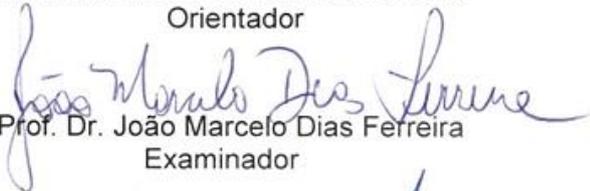
RODOLFO FRANÇA LIRA**ESTIMATIVA DA GERAÇÃO DE UMA UNIDADE FOTOVOLTAICA BASEADA
NA MODELAGEM DE UMA CÉLULA UTILIZANDO VALORES DA FOLHA DE
DADOS**

Dissertação apresentada à Universidade Federal da Paraíba, como parte das exigências do Programa de Pós-Graduação em Energias Renováveis do Centro de Energias Alternativas e Renováveis, área de concentração em energias renováveis, para a obtenção do título de Mestre.

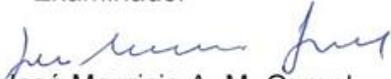
APROVADA em 28 de agosto de 2017.


Prof. Dr. Kleber Carneiro de Oliveira
Orientador

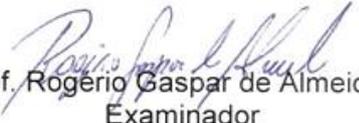
UFPB


Prof. Dr. João Marcelo Dias Ferreira
Examinador

UFPB


Prof. Dr. José Mauricio A. M. Gurgel
Examinador

UFPB


Prof. Rogério Gaspar de Almeida
Examinador

UFPB

Orientador
Professor Dr. Kleber Carneiro de Oliveira

**JOÃO PESSOA, PARAÍBA
2017.**

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho a meu amado Pai, um homem sábio, forte e amoroso que estará sempre presente em minha vida (*in memoriam*).

AGRADECIMENTOS

Agradeço em primeiro lugar à minha amada Mãe, Maria de Lourdes, uma mulher guerreira que contra todas as adversidades obteve êxito em propiciar a seus filhos uma vida repleta de amor, saúde e uma boa educação, seu principal legado, e por estar sempre presente e me dando forças ao longo dessa caminhada. As minhas queridas irmãs, Clarice e Munique, que sempre lutaram ao meu lado oferecendo amor e carinho incondicional.

Agradeço a toda a minha família, que com amor me apoiam. Em especial ao meu querido Tio, Titim, um exemplo de integridade que sempre via em mim sucesso além das minhas próprias expectativas.

Minha gratidão especial ao Professor Dr. Kleber Carneiro de Oliveira pela orientação sempre cordial, atenciosa e profissional, que acreditou e depositou a sua confiança em mim desde o início dessa jornada, dando todo o suporte necessário, sobre todos os aspectos, para a conclusão deste projeto.

Gostaria também de agradecer a banca examinadora, formada pelo Professor Dr. João Marcelo Dias Ferreira, coorientador, sempre atento e disponível a oferecer apoio e sabedoria; ao competente Professor Dr. José Maurício A. M Gurgel, orientador no início do estudo, pelas brilhantes considerações que guiaram a confecção final deste trabalho; e ao Professor Dr. Rogério Gaspar de Almeida, que cordialmente aceitou a tarefa de avaliador externo ao programa, e cujas observações foram igualmente imprescindíveis.

Agradeço a todos que compõem o Programa de Pós-Graduação em Energias Renováveis da UFPB. Aos demais professores por toda a dedicação e comprometimento ao cumprirem de forma exitosa a árdua tarefa de ensinar e fazer pesquisa de qualidade, apesar das inúmeras dificuldades encontradas. Não menos importante, agradeço ao corpo técnico que permite que exista um ambiente propício para que tudo aconteça.

Aos amigos conquistados ao longo dessa trajetória que dividiram muitos momentos de aflição e de alegrias, sempre presentes quando possível, sendo parcela importante nessa conquista.

RESUMO

A utilização de fontes energéticas renováveis está no foco das discussões contemporâneas, dado o caráter finito e os impactos que as fontes tradicionais não renováveis causam ao meio ambiente. Dentre as principais fontes energéticas renováveis, a energia solar é uma das que mais se destaca, principalmente no Brasil, que possui um enorme potencial. Apesar de o seu custo ter caído consideravelmente nos últimos anos, este ainda é considerado elevado, sendo assim, é imprescindível que o dimensionamento do sistema seja realizado corretamente, pois descuidos nessa etapa influenciam a viabilidade financeira do investimento. Sendo assim, surgiu a necessidade de testar uma das técnicas de dimensionamento de sistemas mais utilizadas, o método da insolação. Isso foi possível desenvolvendo uma rotina computacional para estimar a energia gerada pelo sistema considerando dados de irradiância e temperatura reais coletados experimentalmente na cidade de João Pessoa/PB. A rotina é baseada na modelagem de células fotovoltaicas na forma de circuitos elétricos que utilizam dados experimentais disponibilizados nas folhas de dados dos fabricantes. Foram apresentadas quatro metodologias que apresentam métodos de solução do equacionamento proposto, cada um dos métodos baseou desenvolvimento de algoritmos que caracterizaram os módulos na forma das curvas de corrente e tensão. As estimativas foram então comparadas as curvas experimentais fornecidas pelos fabricantes e analisadas através do erro absoluto e erro relativo calculados ponto-a-ponto, além do erro médio quadrático. Baseado na relação entre precisão e complexidade, uma das metodologias foi escolhida para dar continuidade ao desenvolvimento do estudo, que consistiu em estimar a energia gerada pelo sistema sob condições reais. A metodologia escolhida foi aperfeiçoada ao variar o fator de idealidade, ocasionando melhora da precisão, e maior simplicidade ao submetê-la a diferentes módulos. A metodologia melhorada foi utilizada para simular o comportamento de um sistema fotovoltaico montado experimentalmente contendo 14 módulos, e submetida a valores de temperatura e irradiância aferidos experimentalmente por uma estação de medições meteorológicas montadas na mesma localidade do sistema fotovoltaico de teste. A simulação considerou apenas os módulos fotovoltaicos, e teve como resposta, aos diferentes valores de entrada, curvas de corrente e potência na saída do sistema, que puderam ser convertidas em energia gerada estimadas no período dos 31 dias do mês agosto de 2016, com registros médios registrados a cada 10 minutos. Os resultados obtidos, na forma de energia gerada, pela simulação baseada na metodologia melhorada foram comparados com as estimativas de energia obtidas da simulação baseada na metodologia de menor precisão e com a estimativa obtida através da utilização do método da insolação. Esses resultados poderão ainda ser confrontados ou validados com o quantitativo real de energia gerada pelo sistema montado experimentalmente. A análise proposta por este estudo serve para entender de que forma alterações na modelagem, parametrização e caracterização de uma célula fotovoltaica podem influenciar efetivamente nos resultados estimados para a quantidade de energia gerada pelo sistema, assim como verificar a eficácia de métodos tradicionais, como o método da insolação, em gerar estimativas confiáveis que venham a proporcionar o dimensionamento correto do sistema.

Palavras-Chave: Modelagem, parametrização, circuito elétrico, geração fotovoltaica, simulação, célula fotovoltaica.

ABSTRACT

The use of renewable energy sources is the focus of contemporary discussions, given the finite character and impacts that not renewable traditional sources cause to the environment. Among the main renewable energy sources, solar energy is one of the most outstanding, especially in Brazil, which has enormous potential. Although its cost has fallen considerably last years, it is still considered high, therefore, it is indispensable that the system sizing be performed correctly, because carelessness at this stage influences the financial viability of the investment. Therefore, the need to test one of the most widely used system sizing techniques, the solar insolation. This was possible by developing a computational routine to estimate the energy generated by the system considering data of irradiance and temperature real collected experimentally in the city of João Pessoa / PB. The routine is based on the modeling of photovoltaic cells in the form of electrical circuits that use experimental data made available in the manufacturers' data sheets. We present four methodologies that present methods for solving the proposed equation, each of the methods based on the development of algorithms that characterized the modules in the form of current and voltage curves. The estimates were then compared to the experimental curves provided by the manufacturers and analyzed by absolute error and relative error calculated point to point, in addition to the mean square error. Based on the relationship between precision and complexity, one of the methodologies was chosen to continue the development of the study, which consisted in estimating the energy generated by the system under real conditions. The chosen methodology was improved by varying the ideality factor, resulting in improved precision, and simplicity by subjecting it to different modules. The improved methodology was used to simulate the behavior of an experimentally mounted photovoltaic system containing 14 modules, and subjected to temperature and irradiance values measured experimentally by a meteorological measurement station assembled in the same locality of the test photovoltaic system. The simulation considered only the photovoltaic modules, and had as answer, at the different input values, current and power curves at the output of the system, which could be converted into energy generated, estimated in the period of the 31st day of August 2016, with registers registered every 10 minutes. The results obtained, in the form of energy generated, by the simulation based on the improved methodology were compared with the energy estimates obtained from the simulation based on the methodology of less precision and with the estimation obtained through the use of the insolation method. These results can also be compared or validated with the actual amount of energy generated by the experimentally mounted system. The analysis proposed by this study serves to understand how changes in the modeling, parameterization and characterization of a photovoltaic cell can effectively influence the estimated results for the amount of energy generated by the system, as well as verify the effectiveness of traditional methods such as the method To generate reliable estimates that will provide the correct sizing of the system.

Keywords: Modeling, parameterization, electric circuit, photovoltaic power generation, simulation, solar cell.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Distribuição espectral da irradiância solar. Fonte: Adaptado de(DUFFIE e BECKMAN, 2013).	26
Figura 2. Relação da massa do ar com o ângulo zenital. Fonte:(CRESESEB, 2008).	28
Figura 3. Características da radiação solar para os valores de AM0, AM1, AM2 e AM5. Fonte: Adaptado de (DUFFIE e BECKMAN, 2013)	28
Figura 4. Tipos de radiação. Adaptado de (QUADRADO, 2008).	29
Figura 5. Medidores de radiação direta (pireliômetro) e indireta (piranômetro), da esquerda para a direita. Adaptado de (MEDIÇÃO, 2015).	30
Figura 6. Esquema da estrutura cristalina do silício. Fonte: Adaptado de(BOWDEN e HONSBURG).	31
Figura 7. Esquema de uma célula fotovoltaica. Fonte(SOUZA).	33
Figura 8. Conexão de diodo de <i>bypass</i> : (a) para cada célula, (b) para um conjunto de células. Fonte: Adaptado de(TAVARES, 2009).	34
Figura 9. Esquema simplificado da disposição dos diferentes materiais constituintes de módulo fotovoltaico. Fonte: (NASCIMENTO, 2013).	35
Figura 10. Esquema de ligação de um Arranjo fotovoltaico em série e paralelo. Fonte: Adaptado de(NEOSOLAR ENERGIA).	35
Figura 11. Curvas $I \times V$ e $P \times V$ típica de um módulo fotovoltaico. Fonte: Adaptado de(ARAÚJO, 2008).	36
Figura 12. Influência da radiação e temperatura na curva $I \times V$ de um módulo fotovoltaico. Fonte: Adaptado de(FERREIRA, 2008).	38
Figura 13. Componentes de um sistema fotovoltaico isolado. Fonte:(REAL SOLAR ENERGIAS RENOVÁVEIS DO BRASIL).	40
Figura 14. Esquema de ligação de um sistema fotovoltaico conectado à rede. Fonte:(REAL SOLAR ENERGIAS RENOVÁVEIS DO BRASIL).	41
Figura 15. Distribuição da capacidade instalada dos projetos fotovoltaicos cadastrado no leilão de energia elétrica de 2014, (BRASIL, 2014).	52
Figura 16. Comportamento de um diodo (a) Representação de um diodo; (b) Curva característica de um diodo. Fonte: Adaptado de (CHIN, SALAM e ISHAQUE, 2015).	54
Figura 17. Modelo do diodo único ideal. (a) topografia do modelo; (b) composição da curva característica. Fonte: Adaptado de (CHIN, SALAM e ISHAQUE, 2015).	55
Figura 18. Modelo diodo único com uma resistência série. Fonte: Adaptado de (CHIN, SALAM e ISHAQUE, 2015).	55
Figura 19. Modelo diodo único com uma resistência série e paralelo. Fonte: Adaptado de (CHIN, SALAM e ISHAQUE, 2015).	56
Figura 20. Modelo dos dois diodos com resistência serie e paralelo. Fonte: Adaptado de (CHIN, SALAM e ISHAQUE, 2015).	57
Figura 21. Curvas características $I \times V$, estimadas pela simulação e retiradas do datasheet, para a célula fotovoltaica Q6LPT3-G2 nas condições STC e ($T=25\text{ }^{\circ}\text{C}$, $G=200\text{ W/m}^2$). Fonte: Elaborada pelo autor.	62
Figura 22. Curvas características $P \times V$, estimadas pela simulação e retiradas do datasheet, para acélula fotovoltaicaQ6LPT3-G2 nas condições STC e ($T=25\text{ }^{\circ}\text{C}$, $G=200\text{ W/m}^2$). Fonte: Elaborada pelo autor.	62
Figura 23. Curvas do erro relativo entre as curvas de potência, apresentada na folha de dados do fabricante e a as curvas estimadas pelo modelo, nas condições STC e ($T=25\text{ }^{\circ}\text{C}$, $G=200\text{ W/m}^2$) para a célula fotovoltaicaQ6LPT3-G2. Fonte: Elaborada pelo autor.	63

Figura 24. Curvas características $P \times V$ da célula fotovoltaica Q6LPT3-G2 obtidas nas condições de $G=1000\text{W/m}^2$ e temperatura variando, $T=0\text{ }^\circ\text{C}$, $T=25\text{ }^\circ\text{C}$, $T=45\text{ }^\circ\text{C}$ e $T=60\text{ }^\circ\text{C}$. Fonte: Elaborada pelo autor.....	64
Figura 25. Curvas características $I \times V$ da célula fotovoltaica Q6LPT3-G2 obtidas nas condições de $T=25\text{ }^\circ\text{C}$, e irradiância variando, $G=1000\text{W/m}^2$, $G=800\text{W/m}^2$, $G=600\text{W/m}^2$, $G=400\text{W/m}^2$, $G=200\text{W/m}^2$. Fonte: Elaborada pelo autor.....	65
Figura 26. Efeito na curva característica $P \times V$ de um módulo fotovoltaico causado para diferentes valores de R_S e R_P . Fonte: Adaptado de (VILLALVA, GAZOLI e FILHO, 2009).....	68
Figura 27. Fluxograma da rotina computacional para determinação dos parâmetros R_S e R_P do modelo de um módulo fotovoltaico.....	70
Figura 28. Ilustração do erro de potências quanto à convergência do método iterativo. Fonte: Elaborada pelo autor.....	72
Figura 29. Curvas características do módulo fotovoltaico obtidas nas condições STC para diferentes valores de resistência; (a) curva $V \times I$; (b) Curva $V \times P$. Fonte: Elaborada pelo autor.....	73
Figura 30. Gráfico do comportamento do ponto de máxima potência da curva característica $V \times P$ para o módulo fotovoltaico KC200GT nas condições STC para diferentes valores de pares (R_S, R_P) . Fonte: Elaborada pelo autor.....	74
Figura 31. Curvas características $I \times V$, estimadas pela simulação e retiradas do datasheet, para o módulo fotovoltaico KC200GT nas condições STC e ($T=25\text{ }^\circ\text{C}$, $G=200\text{ W/m}^2$). Fonte: Elaborada pelo autor.....	74
Figura 32. Curvas características $P \times V$, estimadas pela simulação e retiradas do datasheet, para o módulo fotovoltaico KC200GT nas condições STC e ($T=25\text{ }^\circ\text{C}$, $G=200\text{ W/m}^2$). Fonte: Elaborada pelo autor.....	75
Figura 33. Curvas do erro relativo entre as curvas de potência, apresentada na folha de dados do fabricante e a as curvas estimadas pelo modelo, nas condições STC e ($T=25\text{ }^\circ\text{C}$, $G=200\text{ W/m}^2$) para o módulo fotovoltaico KC200GT. Fonte: Elaborada pelo autor.....	75
Figura 34. Curvas características $P \times V$ do módulo fotovoltaico KC200GT obtidas para diferentes valores de temperatura. Fonte: Elaborada pelo autor.	76
Figura 35. Curvas características $I \times V$ do módulo fotovoltaico KC200GT obtidas para diferentes valores de irradiância. Fonte: Elaborada pelo autor.	76
Figura 36. Fluxograma da rotina computacional para determinação dos parâmetros. Fonte: (DEZSO SERA, 2007).	80
Figura 37. Curvas características $I \times V$, estimadas pela simulação e retiradas do datasheet, para o módulo fotovoltaico BP-MSZ 120 nas condições STC e ($T=25\text{ }^\circ\text{C}$, $G=200\text{ W/m}^2$). Fonte: Elaborada pelo autor.....	82
Figura 38. Curvas características $P \times V$, estimadas pela simulação e retiradas do datasheet, para o módulo fotovoltaico BP-MSZ 120 nas condições STC e ($T=25\text{ }^\circ\text{C}$, $G=200\text{ W/m}^2$). Fonte: Elaborada pelo autor.....	83
Figura 39. Curvas do erro relativo entre as curvas de potência, apresentada na folha de dados do fabricante e a as curvas estimadas pelo modelo, nas condições STC e ($T=25\text{ }^\circ\text{C}$, $G=200\text{ W/m}^2$) para o módulo fotovoltaico BP-MSZ 120. Fonte: Elaborada pelo autor.	83
Figura 40. Curvas características $P \times V$ do módulo fotovoltaico BP-MSZ 120 obtidas nas condições de $G=1000\text{W/m}^2$ e temperatura variando, $T=0\text{ }^\circ\text{C}$, $T=25\text{ }^\circ\text{C}$, $T=45\text{ }^\circ\text{C}$ e $T=60\text{ }^\circ\text{C}$. Fonte: Elaborada pelo autor.....	84
Figura 41. Curvas características $I \times V$ do módulo fotovoltaico BP-MSZ 120 obtidas nas condições de $T=25\text{ }^\circ\text{C}$, e irradiância variando, $G=1000\text{W/m}^2$, $G=800\text{W/m}^2$, $G=600\text{W/m}^2$, $G=400\text{W/m}^2$, $G=200\text{W/m}^2$. Fonte: Elaborada pelo autor.....	84

Figura 42 Fluxograma da rotina computacional para determinação dos parâmetros. Fonte: (LELE PENG, 2014).	86
Figura 43. Curvas características $I \times V$, estimadas pela simulação e retiradas do datasheet, para a célula fotovoltaica Q6LMnas condições STC e ($T=25\text{ }^{\circ}\text{C}$, $G=200\text{ W/m}^2$) . Fonte: Elaborada pelo autor.	89
Figura 44. Curvas características $P \times V$, estimadas pela simulação e retiradas do datasheet, para a célula fotovoltaica Q6LM nas condições STC e ($T=25\text{ }^{\circ}\text{C}$, $G=200\text{ W/m}^2$) . Fonte: Elaborada pelo autor.	89
Figura 45. Curvas do erro relativo entre as curvas de potência apresentada na folha de dados do fabricante e a as curvas estimadas pelo modelo nas condições STC e ($T=25\text{ }^{\circ}\text{C}$, $G=200\text{ W/m}^2$) para a célula fotovoltaica Q6LM. Fonte: Elaborada pelo autor.	90
Figura 46. Curvas características $P \times V$ da célula fotovoltaicaQ6LM obtidas nas condições de $G=1000\text{ W/m}^2$ e temperatura variando, $T=0\text{ }^{\circ}\text{C}$, , $T=25\text{ }^{\circ}\text{C}$, $T=45\text{ }^{\circ}\text{C}$ e $T=60\text{ }^{\circ}\text{C}$. Fonte: Elaborada pelo autor.	91
Figura 47. Curvas características $I \times V$ do módulo fotovoltaico obtidas nas condições de $T=25\text{ }^{\circ}\text{C}$, e irradiância variando, $G=1000\text{ W/m}^2$, $G=800\text{ W/m}^2$, $G=600\text{ W/m}^2$, $G=400\text{ W/m}^2$, $G=200\text{ W/m}^2$. Fonte: Elaborada pelo autor.	91
Figura 48. Curvas de erro relativo calculadas ponto a ponto entre as curvas de potência estimadas e experimentais para cada metodologia proposta utilizando a célula fotovoltaica Q6LPT3-G2. Fonte: Elaborada pelo autor.	93
Figura 49. Curvas de erro relativo calculadas ponto a ponto entre as curvas de potência estimadas e experimentais para cada metodologia proposta utilizando a célula fotovoltaica Q6LPT3-G2. Fonte: Elaborada pelo autor.	93
Figura 50. Curvas $P \times V$ para diferentes fatores de idealidade e diferentes valores de resistências. Fonte: Elaborada pelo autor.	96
Figura 51. Curvas $P \times V$ mantendo constante o fator de idealidade e variando os valores as resistências série e paralelo. Fonte: Elaborada pelo autor.	97
Figura 52. Curvas $P \times V$ estimadas e experimental nas condições STC utilizando a metodologia 2. Fonte: Elaborada pelo autor.	97
Figura 53. Fluxograma da metodologia melhorada para determinação dos parâmetros de módulo fotovoltaico. Fonte: Elaborada pelo autor.	98
Figura 54. Curvas do erro médio quadrático ao variar o fator de idealidade e as resistências em série e paralelo utilizando a metodologia melhorada. Fonte: Elaborada pelo autor.	99
Figura 55. Curvas experimental e estimada confrontadas quando utilizada a metodologia melhorada. Fonte: Elaborada pelo autor.	100
Figura 56. Curvas de erro absoluto calculadas ponto-a-ponto entre as curvas de potência estimadas e experimentais utilizando a metodologia melhorada. Fonte: Elaborada pelo autor.	101
Figura 57. Curvas de erro absoluto calculadas ponto a ponto entre as curvas de potência estimadas e experimentais utilizando a metodologia melhorada. Fonte: Elaborada pelo autor.	101
Figura 58. Sistema fotovoltaico contendo 14 módulos, m-Si Isofoton IS-70/12 de 70 Wp montados no CEAR/UFPB, João Pessoa - PB. Fonte: Guillermo Andrés Rodríguez Cantor. Acervo pessoal.	102
Figura 59. Inversor de potência, SonnyBoy 1100, de um sistema fotovoltaico montados no CEAR/UFPB, João Pessoa - PB. Fonte: Guillermo Andrés Rodríguez Cantor. Acervo pessoal.	102
Figura 60. Suntracker EKO®, de uma estação meteorológica montada no CEAR/UFPB, João Pessoa - PB. Fonte: Guillermo Andrés Rodríguez Cantor. Acervo pessoal.	103

Figura 61. Piranômetro, sensor fotovoltaico, anemômetro, biruta, sensor de temperatura e umidade e pluviômetro, de uma estação meteorológica montada no CEAR/UFPB, João Pessoa - PB. Fonte: Guillermo Andrés Rodríguez Cantor. Acervo pessoal.....	104
Figura 62. (a) Datalogger Ammonitor® Meteo-40 e (b) controlador de carga. Fonte: Guillermo Andrés Rodríguez Cantor. Acervo pessoal.	104
Figura 63. Curva radiação estimada para a cidade de João Pessoa – PB. Fonte: Elaborada pelo autor.	105
Figura 64. Curvas de radiação medidas em dias limpos e com nuvens. Adaptado de(DUFFIE e BECKMAN, 2013)	106
Figura 65. Curvas da temperatura média ao longo do ano na cidade de João Pessoa – PB.Fonte:(INMET).....	107
Figura 66 Curvas da precipitação pluviométrica média ao longo do ano na cidade de João Pessoa – PB. Fonte:(INMET).....	108
Figura 67. Curvas da temperatura média diária verificada em João Pessoa – PB no mês de agosto de 2017.....	108
Figura 68. Curva da temperatura em João Pessoa – PB no dia 02 de agosto de 2016.	109
Figura 69. Curvas da insolação média na cidade de João Pessoa - PB. Fonte: (CRESESB, 2015).....	109
Figura 70. Curvas de irradiância medida em João Pessoa – PB no dia 02 de agosto de 2016.	110
Figura 71. Curvas da insolação diária calculada na cidade de João Pessoa – PB no mês de agosto de 2016.	110
Figura 72. Curvas do erro médio quadrático ao variar o fator de idealidade e as resistências em série e paralelo utilizando a metodologia melhorada. Fonte: Elaborada pelo autor...	112
Figura 73. Curvas características $I \times V$ da célula fotovoltaica IS-70/12 obtidas nas condições de $G=1000W/m^2$ e temperatura variando, $T=0\text{ }^\circ\text{C}$, $T=25\text{ }^\circ\text{C}$, $T=45\text{ }^\circ\text{C}$ e $T=60\text{ }^\circ\text{C}$. Fonte: Elaborada pelo autor.....	112
Figura 74. Curvas características $I \times V$ do módulo fotovoltaico IS-70/12 obtidas nas condições de $T=25\text{ }^\circ\text{C}$, e irradiância variando, $G=1000W/m^2$, $G=800W/m^2$, $G=600W/m^2$, $G=400W/m^2$, $G=200W/m^2$. Fonte: Elaborada pelo autor.	113
Figura 75. Fluxograma do algoritmo utilizado para cálculo da energia estimada utilizando a metodologia melhorada. Fonte: Elaborada pelo autor.....	114
Figura 76. Curvas de potência estimada gerada por um módulo IS-70/12 e pelo sistema composto por 14 módulos iguais. Fonte: Elaborada pelo autor.	115
Figura 77. Curva da irradiância na Cidade de João Pessoa – PB no dia 14 de agosto de 2016. Fonte: Elaborada pelo autor.....	115
Figura 78. Curvas da geração de energia estimada do sistema fotovoltaico composto por 14 módulos IS-70/12 utilizando a metodologia melhorada. Fonte: Elaborada pelo autor. ...	116
Figura 79. Curvas da geração de energia estimada do sistema fotovoltaico composto por 14 módulos IS-70/12 utilizando a metodologia 2. Fonte: Elaborada pelo autor.	116
Figura 80. Curvas da geração de energia estimada do sistema fotovoltaico composto por 14 módulos IS-70/12 utilizando o método da insolação. Fonte: Elaborada pelo autor.	120
Figura 81. Curvas comparativas da geração de energia estimada do sistema fotovoltaico composto por 14 módulos IS-70/12 utilizando a metodologia melhorada, metodologia 2 e método da insolação. Fonte: Elaborada pelo autor.....	122

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Quadro comparativo entre os diferentes materiais utilizados na fabricação de células fotovoltaicas. Fonte: (VILLALVA e GAZOLI, 2014).....	33
Tabela 2. Valores de referência encontrados na folha de dados do fabricante da célula Q6LPT3-G2 e valores encontrados pela simulação. Fonte: Adaptado de (XIAO, EDWIN, <i>et al.</i> , 2013).....	61
Tabela 3. Fator de idealidade para diferentes tecnologias de produção de células fotovoltaicas. Fonte: (TSAI, TU e SU, 2008).....	66
Tabela 4. Valores de referência encontrados na folha de dados do fabricante da célula KC200GT da fabricante Kyocera: Adaptado de(KYOCERA).....	72
Tabela 5. Tabela comparativa entre os valores dos parâmetros obtidos através de rotina computacional no Matlab e os valores apresentados por (VILLALVA, GAZOLI e FILHO, 2009) para o mesmo módulo fotovoltaico.....	73
Tabela 6. Valores de referência encontrados na folha de dados do fabricante do módulo BP-MSZ 120 e valores encontrados pela simulação.	81
Tabela 7. Tabela comparativa entre os valores dos parâmetros obtidos através de rotina computacional no Matlab e os valores apresentados por (DEZSO SERA, 2007) para o mesmo módulo fotovoltaico.	82
Tabela 8. Valores de referência encontrados na folha de dados do fabricante do módulo Q6LM e valores encontrados pela simulação.....	88
Tabela 9. Tabela comparativa entre os valores dos parâmetros obtidos através de rotina computacional no Matlab e os valores apresentados por(LELE PENG, 2014) para o mesmo módulo fotovoltaico.....	88
Tabela 10. Erro médio quadrático calculado entre os gráficos de potência estimados pelas metodologias propostas e seus respectivos gráficos experimentais disponibilizados pelo fabricante na folha de dados do fabricante.	92
Tabela 11. Erro médio quadrático calculado entre as curvas de potência experimental e estimada utilizando a mesma célula fotovoltaica para realização das simulações.....	94
Tabela 12. Valores dos parâmetros encontrados para cada metodologia proposta utilizando a mesma célula fotovoltaica para realização das simulações.	94
Tabela 13. Tabela comparativa entre os valores dos parâmetros e o erro médio quadrático obtidos através de rotina computacional no Matlab utilizando a metodologia 2 e a metodologia melhorada.	100
Tabela 14. Tabela dos parâmetros obtidos através de rotina computacional no Matlab usando a Metodologia Melhorada para o módulo fotovoltaico m-Si Isofoton IS-70/12.	111
Tabela 15. Tabela comparativa da geração de energia estimada do sistema fotovoltaico composto por 14 módulos IS-70/12 utilizando a metodologia melhorada, metodologia 2 e método da insolação.	121

LISTAS DE SIGLAS E ABREVIATURAS

UFPB – Universidade Federal da Paraíba

PPGER – Programa de Pós-Graduação em Energias Renováveis

CEAR – Centro de Energias Alternativas e Renováveis

PB - Paraíba

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

CRESESB - Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito

STC – Condições Padrões de Testes

NOCT – Temperatura Normal de Operação da Célula

INMET - Instituto Nacional de Meteorologia

LES – Laboratório de Energia Solar

IPCC – Painel Intergovernamental para Mudanças Climáticas

AM – Massa de ar

MPP - Ponto de operação do módulo fotovoltaico em que é disponibilizada

MPPT – rastreamento do ponto de máxima potência

FF – Fator de forma

GD – Geração Distribuída

EPE - Empresa de Pesquisa Energética

PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

PCH - pequenas centrais hidrelétricas

RN - Resolução Normativa

PRODIST - Distribuição de Energia Elétrica no sistema Elétrico Nacional

NDU - Normas de Distribuição Unificada

ART - Anotação de Responsabilidade Técnica

FIT - *Feed-in tariff*

ICMS- Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Serviços

CONFAZ - Conselho Nacional de Política Fazendária

RMSE - Erro Médio Quadrático

PROCEL - Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica

SUMÁRIO

1	Introdução.....	17
2	Motivação	22
3	Objetivos.....	24
3.1	Objetivo geral	24
3.2	Objetivos específicos	24
4	Referencial teórico.....	26
4.1	Energia solar	26
4.2	Geração fotovoltaica	30
4.2.1	Física da geração fotovoltaica	30
4.2.2	Módulo fotovoltaico.....	34
4.3	Caracterização de um painel fotovoltaico.....	36
4.3.1	Influência da radiação e temperatura	38
4.4	Sistemas fotovoltaicos	39
4.4.1	Sistema fotovoltaico isolado	39
4.4.2	Sistema de microgeração fotovoltaica conectada à rede.....	41
4.4.3	Geração distribuída (GD).....	42
4.5	Marco regulatório da geração distribuída no Brasil.....	44
4.5.1	RN ANEEL 482/2012	45
4.5.2	RN ANEEL 687/2015	48
4.5.3	Incentivos a microgeração fotovoltaica distribuída	50
5	Desenvolvimento do algoritmo de simulação de um sistema fotovoltaico	53
5.1	Modelagem de uma célula fotovoltaica	53
5.2	Determinação dos parâmetros do modelo de uma célula fotovoltaica	58
5.2.1	Metodologia 1	58
5.2.2	Metodologia 2	65
5.2.3	Metodologia 3	77
5.2.4	Metodologia 4	85
5.3	Escolha da melhor metodologia com base na análise de erro.....	91
5.4	Metodologia melhorada	95
5.5	Montagem do experimento	102
5.5.1	Apresentação do experimento	102
5.5.2	Apresentação dos dados coletados	105
5.6	Estimativas da energia média gerada pelo sistema fotovoltaico do experimento	
	111	

5.6.1	Energia estimada pela metodologia proposta.....	111
5.6.2	Energia estimada utilizando metodologias de dimensionamento de um sistema fotovoltaico	117
6	Resultados e discussões	121
7	Considerações finais	124
	Bibliografia.....	127

1 INTRODUÇÃO

As atividades humanas vêm crescendo ao longo da sua história e tomando proporções cada vez maiores. A civilização humana, no panorama atual, pode ser considerada uma força de dimensão geológica que a cada dia vem modificando, de diferentes formas, o meio ambiente em seu entorno, seja localmente ou globalmente, como acontece com o agravamento do efeito estufa (IPCC, 2007).

O aumento populacional observado historicamente, pode ser apontado como um dos principais fatores que potencializaram os impactos causados pelas atividades humanas. Esse comportamento ascendente tornou-se mais acentuado após o início do período da revolução industrial, responsável por provocar fortes mudanças no estilo de vida da população e consequentemente alterar o seu perfil de consumo, que cresce desde então. Desta forma, o delicado equilíbrio entre oferta de recursos naturais e sua exploração foi alterado radicalmente, ao ponto de atingir patamares insustentáveis, de tal forma que os recursos existentes no Planeta Terra não são mais suficientes para atender o atual perfil de consumo.

A utilização, em grande escala, de máquinas que desempenham atividades de forma mais eficiente que o homem, foi um dos marcos da revolução industrial. Attingir os níveis de produção dos dias atuais tornou-se possível graças a contínuas inovações tecnológicas referentes ao domínio das fontes energéticas, que podem ser convertidas em diferentes formas de energia capazes de alimentar esse maquinário. Atualmente, as fontes energéticas possuem importância imensurável e insubstituível para o desenvolvimento de quase todas as atividades humanas (GOLDEMBERG e LUCON, 2012).

As fontes energéticas podem ser divididas como fontes energéticas renováveis e fontes energéticas não renováveis. O caráter renovável de uma fonte energética está associado à escala de tempo de sua formação e consumo¹, como exemplo, podem ser citados: os combustíveis fósseis, que possuem processo de formação em escala de tempo geológica, enquanto que a sua disponibilidade pode esgotar-se em alguns séculos no atual padrão de consumo, caracterizando-os como fontes não renováveis; os combustíveis nucleares, que possuem origem relacionada ao processo de formação do planeta, apresentam caráter finito, desta forma, caracteriza-se como fontes não renováveis; já as fontes energéticas com base nos ventos, ciclo das águas e formação de biomassa, possuem um tempo de formação

¹ Entende-se como formação e consumo de uma fonte energética, para fins de compreensão deste estudo, como processos de conversão de energias realizados respeitando as leis da termodinâmica.

relativamente pequeno, caracterizando-as como renováveis. No que diz respeito à energia solar, apesar de o Sol possuir um tempo de vida finito, este é muito grande, e pode ser considerado pelo homem como um recurso infinito, caracterizando-o como uma fonte renovável (GOLDEMBERG e LUCON, 2012).

As fontes de energia provenientes de combustíveis fósseis são tradicionalmente as mais amplamente utilizadas na matriz energética mundial e são apontadas como grandes vilãs ambientais, uma vez que, emitem uma grande quantidade de gases formadores do efeito estufa, e provocam degradação do meio ambiente. Por possuírem caráter finito, é natural que também exista a preocupação com o seu esgotamento.

Alguns países já se encontram em processo de esgotamento de alguns dos seus potenciais energéticos tradicionais, seja de fontes não renováveis como o petróleo e o carvão para geração de eletricidade ou de fontes renováveis como o potencial hidráulico para a geração hidrelétrica. Diante de toda esta problemática, a sociedade tornou-se cada vez mais crítica com a origem dessas fontes energéticas e com os possíveis impactos que elas podem trazer ao meio ambiente, colocando a busca por fontes energéticas renováveis, que implicam em diminuição dos impactos ambientais, no foco das discussões contemporâneas.

Dentre as principais fontes energéticas renováveis, a energia solar é uma das que mais se destaca, uma vez que diariamente o planeta Terra é atingido por uma grande quantidade de energia proveniente do sol na forma de radiação eletromagnética, onde grande parte desta energia, associada com o efeito estufa, é responsável pela manutenção da temperatura amena do planeta, além de ser a base energética da grande maioria dos processos naturais. Porém, uma parcela dessa energia pode ser aproveitada pelo homem ao convertê-la em outras formas de energia, como aquecimento e eletricidade. Esta última, é apontada como principal alternativa para o aproveitamento da energia solar e pode ser implementada através do processo de conversão fotovoltaica.

O investimento necessário para implantar um sistema fotovoltaico é historicamente elevado, e por muito tempo, os sistemas fotovoltaicos autônomos, ou isolados, foram utilizados basicamente como solução viável para atender a demanda em localidades distantes do sistema elétrico, onde os custos para interligá-las a rede elétrica são proibitivos. Nos últimos anos, os preços dos módulos fotovoltaicos, principais componentes de um sistema fotovoltaico, caíram bastante, tornando o custo da energia gerada competitivo, frente à eletricidade gerada de forma tradicional, aumentando assim a atratividade financeira do investimento em sua aplicação.

Alguns países oferecem incentivos à implantação de sistemas fotovoltaicos, como a desoneração fiscal dos equipamentos utilizados no sistema ou o subsídio da sua energia produzida. Tais incentivos possibilitaram conceber um modelo de sistema fotovoltaico conectado à rede de distribuição, mais barato por não necessitar de banco de baterias e que pode disponibilizar energia para a rede elétrica.

A viabilidade financeira do investimento necessário para implantação de um sistema fotovoltaico está associada a vários fatores, dentre eles, um dos mais importantes é o correto dimensionamento. Sendo assim, é necessário que exista compromisso do projetista em minimizar os custos e maximizar a geração e, para isso, é fundamental utilizar a metodologia correta para dimensionar o sistema fotovoltaico. Entretanto, grande parte das metodologias de dimensionamento de sistemas de microgeração fotovoltaica são adaptações simplórias de metodologias descritas originalmente para o dimensionamento de sistemas isolados, que não levam em consideração vários fatores intrínsecos à um sistema conectado à rede.

Diante desta problemática, este trabalho propõe uma análise comparativa entre diferentes metodologias de modelagem, parametrização e caracterização de células fotovoltaicas utilizando dados experimentais disponíveis na folha de dados dos fabricantes, possibilitando desenvolver uma rotina computacional capaz de simular o funcionamento de um sistema fotovoltaico sob condições reais de temperatura e irradiância, aferidas experimentalmente. Os resultados, na forma de energia gerada, serão comparados com outras estimativas determinadas utilizando métodos convencionais de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos. As motivações que levaram à escolha dessa temática são descritas no capítulo 2.

No capítulo 3 são apresentados os objetivos da pesquisa de forma sucinta, iniciando com uma descrição geral sobre o que é esperado do estudo comparativo das metodologias de modelagem, parametrização e caracterização de células fotovoltaicas utilizando dados experimentais. Posteriormente, são detalhados os objetivos específicos, listados de forma construtiva até a consolidação do trabalho.

Servindo como arcabouço para os estudos e atividades que serão desenvolvidas neste trabalho, foi reunido no capítulo 4 o levantamento bibliográfico das diferentes temáticas abordadas, iniciado ao descrever o recurso solar e suas principais características, passando pela explicação de como acontece o processo de conversão fotovoltaica em um material semicondutor com características específicas. Dando continuidade, é introduzido o conceito de geração distribuída, e como são formados os sistemas fotovoltaicos isolados e

distribuídos. O capítulo é então finalizado ao destacar como está regulamentada a geração distribuída no Brasil através de leis e resoluções, muito importantes para definir limites no processo de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos, e conceder incentivos para sua implantação.

O desenvolvimento de modelos do estudo é descrito no 5º capítulo, onde inicialmente são apresentados modelos de uma célula fotovoltaica utilizando a topologia de circuitos elétricos, resultando em um equacionamento com uma série de parâmetros que devem ser determinados. Como o equacionamento resultante da modelagem é não linear e transcendental, é necessário utilizar de artifícios numéricos para solucionar tal equacionamento. Na literatura observam-se diversas metodologias para determinação desses parâmetros. Este estudo apresenta quatro diferentes metodologias baseadas na determinação dos parâmetros a partir dos dados experimentais disponíveis na folha de dados do fabricante. Tais metodologias são comparadas através de análises de erro, e é então escolhida a metodologia que apresenta a melhor relação, simplicidade e eficiência, para dar continuidade ao desenvolvimento da rotina de simulação do comportamento do sistema. A rotina escolhida é então melhorada, tornando-a mais precisa, e apta a integrar a simulação do comportamento do sistema fotovoltaico utilizando dados de entrada, temperatura e irradiância, coletadas experimentalmente por uma unidade meteorológica capaz de medir temperatura, irradiância direta e difusa, umidade, precipitação pluviométrica, velocidade e direção dos ventos, entre outras. Associada a essa unidade meteorológica existe um sistema fotovoltaico contendo 14 módulos conectados à rede de distribuição através de um inversor, que possuem o objetivo inicial de validar os resultados de energia gerada estimados utilizando a modelagem proposta.

No 6º Capítulo são descritos os resultados finais das simulações realizadas, que consiste na estimativa da energia gerada pelo sistema fotovoltaico montado no Laboratório de Energia Solar (LES) da Universidade Federal da Paraíba (UFPB). São apresentadas três estimativas de geração, a primeira delas obtida através da metodologia melhorada proposta por esse estudo, a segunda confronta esses resultados com a estimativa alcançada utilizando a metodologia referenciada que obteve o pior resultado na análise de erro e, por fim, seguem as estimativas determinadas utilizando o método da insolação, bastante popular nas literaturas sobre o dimensionamento de um sistema fotovoltaico. Neste capítulo também são descritas as possibilidades futuras de desenvolvimento de novas análises utilizando como base o algoritmo desenvolvido por esse estudo.

O trabalho é então concluído ao apresentar, no 7º e último capítulo, as considerações gerais e finais. Os detalhes de algumas informações que não possam ser descritas no corpo do trabalho serão inseridos em apêndices.

2 MOTIVAÇÃO

O Brasil possui destaque no cenário mundial quando se trata do caráter renovável da sua matriz elétrica. Em 2015 a participação de fontes energéticas renováveis na produção de eletricidade foi de 74,5%, frente à média mundial de 21,2%, porém, esta matriz apresenta pouca diversificação, uma vez que, a geração hidrelétrica representou mais de 65% em sua composição neste mesmo ano. A baixa diversificação da matriz elétrica brasileira provoca uma menor segurança no fornecimento de eletricidade, já que essa matriz é muito dependente de uma única fonte energética, e conseqüentemente está mais vulnerável a sazonalidade das precipitações pluviométricas que não podem ser previstas com precisão. Além do mais, a participação de fontes renováveis na composição da matriz elétrica brasileira vem caindo nos últimos anos, graças à implantação de uma série de unidades termelétricas que geram energia mais cara e que emitem grande quantidade de gases que potencializam o efeito estufa (BRASIL, 2015a).

Na busca por fontes alternativas e renováveis que venham a aumentar a diversificação da matriz elétrica brasileira e, conseqüentemente, tornar mais seguro o fornecimento de energia, a energia solar, dentre as alternativas renováveis existentes, merece destaque devido ao enorme potencial de exploração em todo o território brasileiro, por possuir elevados índices de radiação solar ao longo de todo o ano, destacando-se a região nordeste do país com as melhores médias de radiação anual (MCT, 2006).

A geração fotovoltaica pode ser implementada na forma de unidade geradora concentrada, gerando grande quantidade de energia em um único local para posteriormente ser transportada para as áreas de consumo. Porém, é na forma de pequenas unidades geradoras, distribuídas nas proximidades das unidades consumidoras, que esta tecnologia apresenta melhor aplicação e vem sendo utilizada em todo o mundo. Sua aplicação mais tradicional consiste no uso de sistemas isolados de geração, responsáveis por abastecer unidades consumidoras remotas, distantes e de difícil acesso, inviáveis economicamente para serem conectados ao sistema elétrico interligado. Os sistemas isolados necessitam, na maioria de suas aplicações, da implantação de bancos de baterias, fundamentais para suprir a demanda de energia nos períodos de pouca ou nenhuma radiação solar, como no período noturno, tornando esse sistema ainda mais caro e dependente de manutenção periódica, pois como as baterias apresentam baixa vida útil, quando comparadas aos módulos fotovoltaicos, estas precisam ser substituídas frequentemente.

O investimento necessário para implantação de um sistema de microgeração fotovoltaico conectado à rede de distribuição é ainda considerado elevado. Além disso, o retorno financeiro deste investimento acontece em médio e longo prazo, tornando-o menos interessante à primeira vista. Dessa forma, é muito importante que este sistema seja bem dimensionado para evitar desperdícios. O correto dimensionamento desses sistemas está associado a vários fatores, como índices de radiação, temperatura, demanda por energia, eficiência dos dispositivos que compõem o sistema de geração fotovoltaico, disposição dos módulos fotovoltaicos, manutenção do sistema e até ao uso eficiente da energia por ele produzida, a fim de viabilizá-lo economicamente. Sendo assim, a metodologia de dimensionamento de um sistema fotovoltaico apresenta uma enorme importância nesse processo.

Poucas são as metodologias observadas na literatura para elaboração do dimensionamento de sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição, algumas delas apresentam caráter empírico, e em sua maioria são adaptações de metodologias de dimensionamento de sistemas isolados, que não levam em consideração as especificidades de um sistema conectado à rede de distribuição, como: as exigências impostas pelo sistema regulatório vigente no país; a velocidade dos ventos importante para refrigerar o módulo fotovoltaico; a manutenção dos equipamentos; a perda da eficiência ao longo da sua vida útil; etc. Logo, faz-se necessário elaborar um levantamento bibliográfico das diferentes metodologias de modelagem de um sistema fotovoltaico, descritas na literatura, e analisá-las de forma comparativa com o intuito de estabelecer quais delas apresentam maior eficiência na simulação do comportamento do sistema fotovoltaico para condições ambientais reais, fora das condições padrões de testes, e estabelecer de que forma a modelagem pode influenciar na estimativa de energia gerada pelo sistema.

3 OBJETIVOS

3.1 OBJETIVO GERAL

Elaborar um estudo comparativo, com base em análises de erro, de diferentes metodologias para a modelagem, na forma de circuitos elétricos, parametrização e caracterização de uma célula fotovoltaica utilizando dados experimentais disponibilizados nas folhas de dados dos fabricantes. Permitindo determinar qual delas apresenta a melhor eficácia ao considerar condições reais de temperatura e irradiância medidas experimentalmente no período de um mês, tendo como resultado final um algoritmo capaz de estimar a quantidade de energia gerada por um sistema fotovoltaico sob tais condições verificadas experimentalmente. A estimativa obtida deverá ser confrontada com estimativas calculadas utilizando métodos tradicionais encontrados na literatura e validada com os números da geração do sistema físico montado experimentalmente durante o mesmo período da simulação.

3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Escolher, através de uma análise de erro, uma metodologia de modelagem de uma célula fotovoltaica baseada no modelo de circuitos elétricos, que atenda à necessidade de precisão mínima para simulação de um sistema fotovoltaico;
- Determinar os parâmetros impostos pelo modelo de um módulo fotovoltaico na forma de circuitos elétricos;
- Caracterizar o comportamento operacional de um módulo fotovoltaico com base nas curvas características da corrente e tensão ($I \times V$) e potência e tensão ($P \times V$), inclusive para diferentes condições de irradiância e temperatura;
- Elaborar uma rotina de simulação, em ambiente computacional utilizando softwares como Matlab, de um sistema de microgeração fotovoltaica, capaz de estimar a quantidade de energia gerada sob condições reais de temperatura e irradiância aferidos experimentalmente durante o período de um mês.
- Confrontar a estimativa de energia gerada pelo sistema com estimativas obtidas através de métodos usuais de dimensionamento de sistemas

fotovoltaicos e valida-las com os números reais da geração do sistema físico montado experimentalmente durante o mesmo período da simulação.

4 REFERENCIAL TEÓRICO

4.1 ENERGIA SOLAR

O Sol é uma estrela no formato de uma esfera gasosa com densidade 100 vezes maior que a água e diâmetro médio de $1,39 \times 10^9$ m, distante da terra de $1,5 \times 10^{11}$ m. Sua energia é proveniente de reações de fusões nucleares, sendo a mais comum delas a fusão de quatro prótons de hidrogênio que se combinam para formar um próton de hélio, este por sua vez possui massa menor que a dos quatro prótons de hidrogênio iniciais, liberando assim grande quantidade de energia que é emanada na forma de radiação eletromagnética que se propaga pelo espaço com frequências e comprimentos de onda distintos. Tantos comprimentos de ondas distintos presentes no espectro eletromagnético da radiação solar podem ser explicados ao entender que o Sol não possui uma temperatura constante em toda sua massa, uma vez que a temperatura decresce à medida que se afasta do seu núcleo, assim, a radiação solar emitida por ele é o resultado da composição das radiações emitidas pelas diferentes camadas com diferentes temperaturas, formando um espectro com distribuição que varia na faixa de $0,2 \mu\text{m}$ a $3 \mu\text{m}$, tendo seu valor máximo na faixa visível, de $0,4 \mu\text{m}$ a $0,7 \mu\text{m}$, conforme distribuição espectral ilustrada através da Figura 1. (DUFFIE e BECKMAN, 2013).

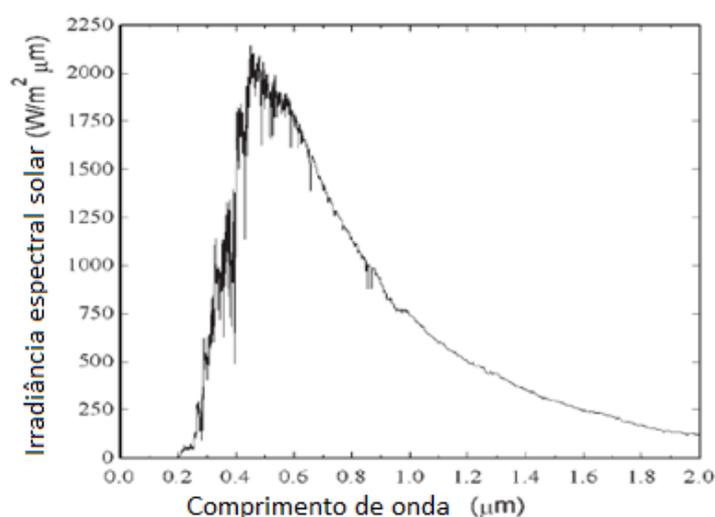


Figura 1. Distribuição espectral da irradiância solar. Fonte: Adaptado de (DUFFIE e BECKMAN, 2013).

Dois importantes conceitos devem ser entendidos: o de irradiância (W/m^2), que é uma unidade usada para expressar a quantidade de potência incidente por unidade de área,

esta pode ser entendida como densidade de potência, e normalmente os sensores de radiação solar fornecem medidas de irradiância; já a insolação (Wh/m^2) é uma unidade que descreve a quantidade de energia incidente por unidade de área para um determinado tempo, uma vez que, Wh é uma unidade física de energia. A insolação pode ser entendida como a densidade de energia por área, e é muito utilizada nos cálculos de dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos, pois é a unidade comumente encontrada em mapas de insolação que consideram o intervalo de tempo de um dia ($\text{Wh/m}^2/\text{dia}$) (VILLALVA e GAZOLI, 2014).

Estima-se que o fluxo de radiação solar médio que atinge o planeta Terra antes de atravessar a atmosfera é da ordem de 1.390 J de energia no período de um segundo em uma superfície de 1 m^2 orientada de forma perpendicular ao fluxo, ou seja, 1.390 W/m^2 , esse valor é denominado como constante solar (LIA, LIANA, *et al.*, 2011). Nem toda a radiação que entra na atmosfera da Terra atinge a sua superfície, isto pode ser explicado pelo fato dessa radiação ser atenuada pela absorção causada por alguns gases constituintes da atmosfera (ozônio, vapor d'água, oxigênio e dióxido de carbono), ou sofrer reflexão e dispersão causadas por material particulado e poluição, logo, o valor da irradiância solar que atinge a superfície terrestre que é amplamente adotado para especificação de painéis fotovoltaicos é de 1.000 W/m^2 , valor médio observado ao meio-dia sob condições climáticas favoráveis, não dependendo da localidade (COMISSÃO EUROPEIA, DGS, 2004).

A composição da atmosfera contribui para atenuar a irradiância que atinge a superfície terrestre, dessa forma, é natural concluir que a espessura dessa camada atmosférica também altera esses níveis de atenuação. Dessa forma, a distância que é percorrida pela radiação solar sob a influência da atenuação atmosférica varia com o ângulo de inclinação do sol em relação a uma linha perpendicular à superfície terrestre, denominada de linha do zênite, formando o ângulo zenital (θ_z). A espessura dessa camada atmosférica é conhecida como massa de ar, e possui o valor unitário quando o ângulo zenital é igual à zero (VILLALVA e GAZOLI, 2014). A ilustração da Figura 2 pode contribuir para o entendimento da relação entre a massa de ar e o ângulo zenital.

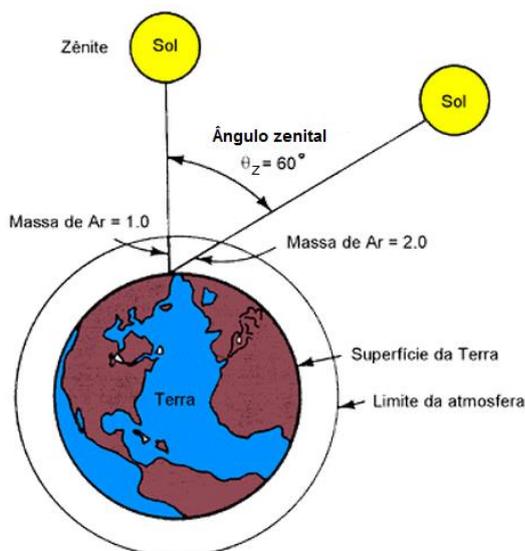


Figura 2. Relação da massa do ar com o ângulo zenital. Fonte: (CRESESB, 2008).

A massa de ar é calculada conforme Equação (1)

$$AM = \frac{1}{\cos \theta_Z} \quad (1)$$

sendo AM a massa de ar e θ_Z o ângulo zenital. O efeito da atenuação causada pela atmosfera terrestre sobre a irradiância, considerando vários valores massa de ar, segue ilustrado no gráfico da Figura 3.

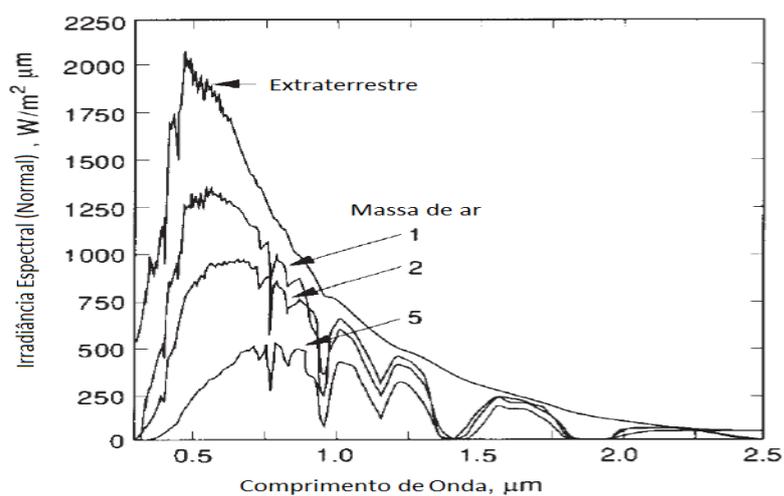


Figura 3. Características da radiação solar para os valores de AM0, AM1, AM2 e AM5. Fonte: Adaptado de (DUFFIE e BECKMAN, 2013)

Existem vários outros fatores que irão influenciar na característica da distribuição do espectro de radiação solar, podem ser citadas: a localização geográfica; hora do dia; dia do

ano; condições climáticas; composição atmosférica; entre outros. A indústria de painéis fotovoltaicos adota como valor de referência para especificação dos painéis o valor de AM1,5.

A radiação que atinge a superfície terrestre é formada pela composição entre a radiação direta, aquela que incide no plano da terra através de raios solares vindos diretamente do sol em linha reta e possuem inclinação que depende do ângulo zenital, e a radiação difusa, aquela que atinge o plano da terra através de raios solares que sofreram difração na atmosfera ou reflexão nas nuvens, poeira ou outros objetos. A somatória dessas duas componentes é denominada radiação global. A esquematização ilustrada através da Figura 4 permite um melhor entendimento desta composição.

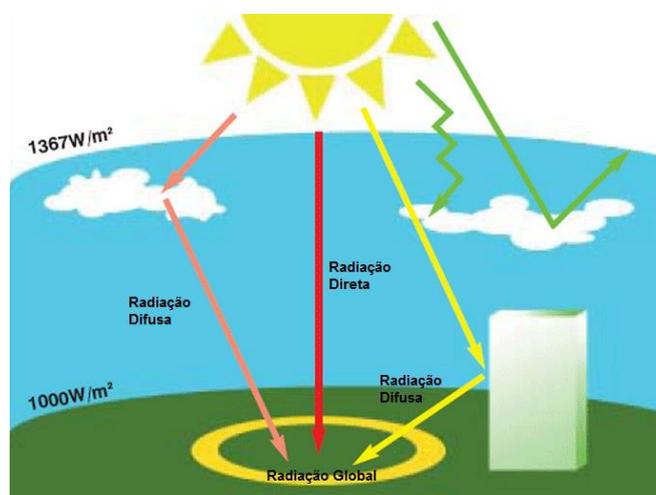


Figura 4. Tipos de radiação. Adaptado de (QUADRADO, 2008).

A radiação solar direta é capaz de ser mensurada utilizando um equipamento que consiste em um tubo com um sensor de radiação instalado em uma de suas extremidades com apenas uma pequena abertura na extremidade oposta, permitindo apenas a passagem da componente direta da luz, esse equipamento é chamado de pireliômetro. Para a medição da radiação solar global, utiliza-se um aparelho conhecido como piranômetro. Semelhante ao pireliômetro, o piranômetro possui um sensor de radiação alojado em uma redoma de vidro que possui a função de concentrar no sensor os raios solares que incidem em todas as direções. Na Figura 5 são apresentadas fotografias de modelos comerciais de ambos os equipamentos. Outros equipamentos de medição que usam células fotovoltaicas também podem ser usados para realizar essas medições (VILLALVA e GAZOLI, 2014).



Figura 5. Medidores de radiação direta (pireliômetro) e indireta (piranômetro), da esquerda para a direita. Adaptado de (MEDIÇÃO, 2015).

4.2 GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

4.2.1 FÍSICA DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

A conversão direta da energia contida na radiação solar em eletricidade é possível graças ao efeito fotovoltaico, um fenômeno que provoca a formação de uma diferença de potencial em alguns materiais semicondutores quando submetidos à presença da radiação da luz do sol. E este efeito foi descrito inicialmente em 1839 por Edmond Becquerel (LOPES, 2012), e desde então vem sendo estudado, possibilitando a construção de vários dispositivos que se aproveitam deste fenômeno, dentre eles estão as células fotovoltaicas, unidade básica que constitui um módulo fotovoltaico.

Apesar de existir uma grande quantidade de materiais semicondutores suscetíveis ao efeito da radiação solar através do efeito fotovoltaico, o silício é atualmente o material mais utilizado para a fabricação das células fotovoltaicas, graças a existência de um maior amadurecimento das tecnologias que envolvem o seu processo de produção, em grande parte os mesmos processos empregados na indústria de dispositivos semicondutores, base dos circuitos integrados, uma indústria com tecnologia consolidada há vários anos.

O silício possui uma estrutura regular e periódica formadas por átomos com quatro elétrons na camada de valência que estão ligados a quatro outros átomos de silício através de ligações covalentes, dessa forma são compartilhados oito elétrons por átomo. Na Figura 6 é exemplificado o esquema de ligação descrito anteriormente. A forma como esses átomos estão arranjados é o que determina as propriedades do material semicondutor. Os elétrons que estão ligados aos átomos de sua vizinhança possuem um baixo nível energético, pois estão em sua banda de valência, e são mantidos nessa região graças à força da ligação covalente entre eles. Quando sujeitos a temperatura de zero absoluto esses materiais passam

a se comportar como um isolante, porém, quando os elétrons atingem um nível energético mais elevado ao receberem um aporte de energia concedido pela radiação solar e pela temperatura de operação mais elevada, eles passam da banda de valência para a banda de condução, podendo desprender-se e se movimentar na estrutura cristalina do material semiconductor. Essa diferença entre os níveis energéticos é chamada de *gap*, e possui um valor fixo para cada material, não podendo o elétron atingir níveis energéticos intermediários. O espaço deixado pelo elétron que se desprende da ligação covalente é denominado como lacuna, e pode ser ocupado por um elétron de um átomo vizinho, que por sua vez deixa para trás uma nova lacuna, e o processo pode se repetir. Essa alternância de ocupação das lacunas e surgimento de novas pode ser melhor entendida como as lacunas sendo uma carga positiva que se movimenta na estrutura cristalina do material semiconductor (BOWDEN e HONSBURG).

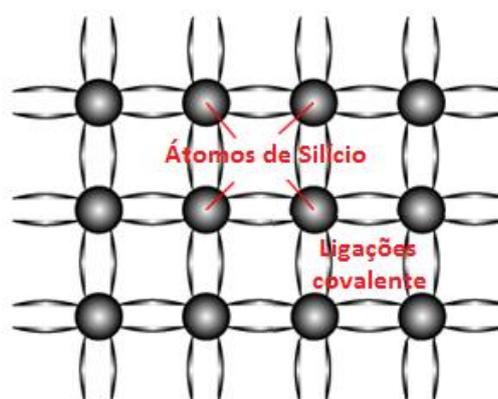


Figura 6. Esquema da estrutura cristalina do silício. Fonte: Adaptado de (BOWDEN e HONSBURG).

Os elétrons que se desprendem das ligações covalentes e as lacunas que surgem são denominados como portadores, e os seus movimentos na estrutura cristalina do material semiconductor são aleatórios, de modo que não há fluxo líquido que possa ser capturado para gerar uma corrente elétrica, a menos que o seu sentido seja orientado, e isso pode ser executado com a presença de um campo elétrico provocado por uma diferença de potencial ou com uma diferenciação na concentração de portadores. Com base nisso, as células fotovoltaicas são constituídas por semicondutores que possuem regiões distintas pela concentração de portadores, alterada através de processos conhecidos como dopagem, a região de fronteira entre as camadas com diferentes concentrações de portadores é chamada de junção p-n. O processo de dopagem consiste em introduzir impurezas ou contaminantes específicos, usando processos químicos, na estrutura cristalina do silício: para formar um

material semiconductor com excesso de elétron. A dopagem é feita usando elementos do grupo V da tabela periódica, que possuem cinco elétrons na camada de valência, como o fósforo e arsênio, dessa forma, um elétron é doado para a banda de condução para cada átomo do material dopante, tornando-o um semiconductor do tipo n; de forma dual, para formar um material semiconductor com excesso de lacunas, a dopagem é feita usando elementos do grupo III da tabela periódica, que possuem três elétrons em sua camada de valência, como o boro e o índio, dessa forma, cada átomo do material dopante introduzido na estrutura cristalina do silício aceita elétrons da banda de valência, deixando para traz uma lacuna, tornando-o um semiconductor do tipo p (LUQUE e HEGEDUS, 2011).

Devido à diferença de concentração de portadores existentes entre os semicondutores do tipo p e n, surge na região da junção uma diferença de potencial e conseqüentemente um campo elétrico, essa região é denominada região de depleção, que funciona como uma barreira à difusão de portadores de um lado da junção para outro, e essa barreira tende a ser mais branda quando o semiconductor é polarizado de forma direta ao é submetido a uma diferença de potencial externa.

O processo de geração fotovoltaica, de forma simplificada, tem início quando a radiação solar incidente no material semiconductor é por ele absorvida, oferecendo um aporte de energia que eleva o nível energético de um elétron da camada de valência para a camada de condução, permitindo que o elétron se desprenda da ligação covalente e possa se movimentar através da estrutura cristalina do material semiconductor, deixando para traz uma lacuna. Esses portadores, por sua vez, se afastam graças à presença de um campo elétrico que os orientam em sentidos contrários, dando origem a um fluxo líquido de portadores, corrente elétrica, que pode ser captada por contatos elétricos, resultando em potência elétrica útil. Porém, o caminho percorrido pelos portadores pode ser dificultado devido à presença de impurezas indesejadas na estrutura cristalina do material semiconductor, que oferecem condições para que os portadores gerados pelo efeito fotovoltaico sofram recombinação antes de serem capturados pelos eletrodos, reduzindo assim a sua eficiência. A recombinação é um dos principais motivos que explica a necessidade de utilização de um material semiconductor com elevado grau de pureza. Consultando a Figura 7, é possível observar o esquema simplificado de como é formada uma célula fotovoltaica e do comportamento dos portadores na estrutura cristalina do material semiconductor.

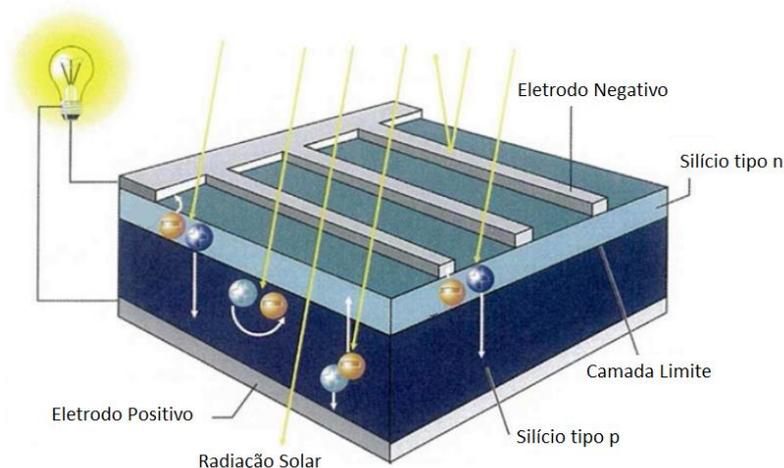


Figura 7. Esquema de uma célula fotovoltaica. Fonte (SOUZA).

A célula é formada basicamente por duas camadas de contatos elétricos e entre elas um material semiconductor contendo uma junção PN. Os contatos elétricos na camada superior são formados por linhas condutoras estreitas de modo a não cobrir totalmente a superfície do material semiconductor que receberá a irradiância eletromagnética, já a camada inferior pode ser formada por uma placa contínua.

Atualmente existem várias tecnologias de materiais semicondutores aplicadas na produção de células fotovoltaicas, em sua maioria são utilizadas finas placas de silício que podem ser monocristalino ou policristalino. As células também podem ser fabricadas com filmes finos formados pela deposição de finas camadas de silício ou outros materiais como o telureto de cádmio (CdTe) e o cobre-índio-gálio-selênio (CIGS), cada uma delas com eficiências distintas que podem ser observadas no quadro comparativo apresentado na Tabela 1 (VILLALVA e GAZOLI, 2014).

Tabela 1. Quadro comparativo entre os diferentes materiais utilizados na fabricação de células fotovoltaicas. Fonte: (VILLALVA e GAZOLI, 2014).

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

4.2.2 MÓDULO FOTOVOLTAICO

Um módulo fotovoltaico é normalmente constituído por várias células fotovoltaicas que individualmente geraram baixa potência elétrica, sendo assim, essas células são agrupadas em arranjos normalmente em série, formando uma unidade capaz de gerar uma quantidade maior de energia. Todas as células fotovoltaicas que estão arranjadas em série são percorridas pela mesma corrente. Usualmente a magnitude dessa corrente é a mesma fornecida por apenas uma única célula, contudo, quando uma dessas células estiver em uma condição de sombreamento, ou com defeito, esta irá limitar a corrente de todas as demais células a ela conectadas em série, causando um efeito cascata indesejado, e reduzindo drasticamente a potência fornecida pelo módulo. Para evitar que a célula de pior desempenho limite o funcionamento das demais, pode ser criado um caminho alternativo para a passagem de corrente conectando um diodo de proteção em antiparalelo com a célula, esse diodo é conhecido como diodo de *bypass* (*bypass diode*). Para evitar que os custos sejam muito elevados ao inserir um diodo para cada célula, o diodo é conectado a um grupo de células, conforme ilustrado através da Figura 8 (TAVARES, 2009).

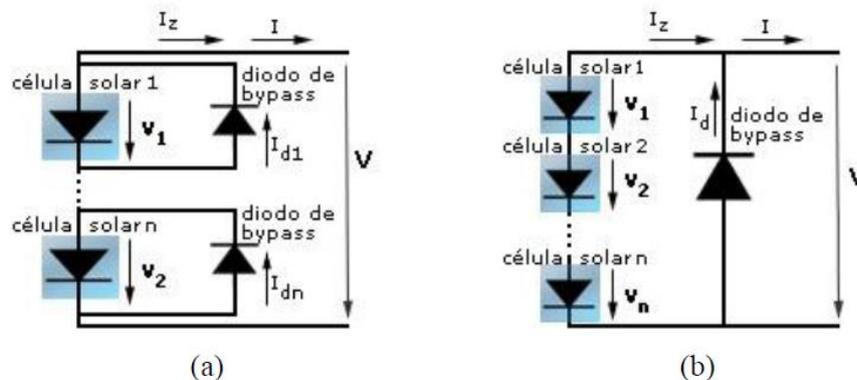


Figura 8. Conexão de diodo de *bypass*: (a) para cada célula, (b) para um conjunto de células. Fonte: Adaptado de (TAVARES, 2009).

O módulo fotovoltaico é formado por uma estrutura de sustentação no formato de uma moldura, normalmente fabricada em alumínio. A face onde é realizada a captação da luz solar é coberta por vidro temperado com baixo teor de ferro, o que garante boa transmitância ao vidro. A face inferior não necessita ser fabricada em vidro, a não ser em casos especiais quando são utilizadas células bifaciais, que permitem integrar o sistema fotovoltaico com o projeto arquitetônico, possibilitando a passagem de luz para iluminar o ambiente. As células fotovoltaicas devem estar encapsuladas entre duas superfícies de

material isolante, como o EVA, garantindo a isolamento elétrica dos contatos elétricos (LUQUE e HEGEDUS, 2011). Na Figura 9 é apresentado um esquema simplificado da formação de um módulo fotovoltaico.

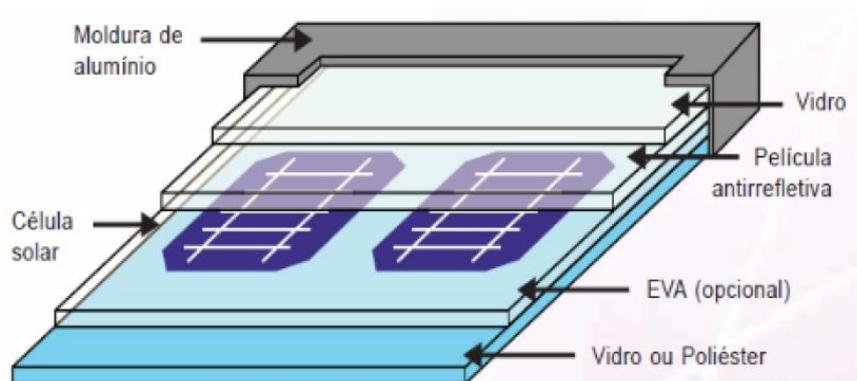


Figura 9. Esquema simplificado da disposição dos diferentes materiais constituintes de módulo fotovoltaico. Fonte: (NASCIMENTO, 2013).

Os módulos fotovoltaicos, por sua vez, apresentam baixos valores nominais de tensão e corrente quando comparados aos níveis de potências exigidos usualmente pela maioria das cargas, limitando as suas aplicações práticas. Dessa forma, assim como acontece no agrupamento de células para formar um módulo fotovoltaico, vários módulos podem ser arranjados para garantir a quantidade de potência necessária, arranjando-os em série quando se deseja aumentar os níveis de tensão gerada e em paralelo quando se deseja aumentar os níveis de corrente. Um esquema de um arranjo série/paralelo segue representado na Figura 10.

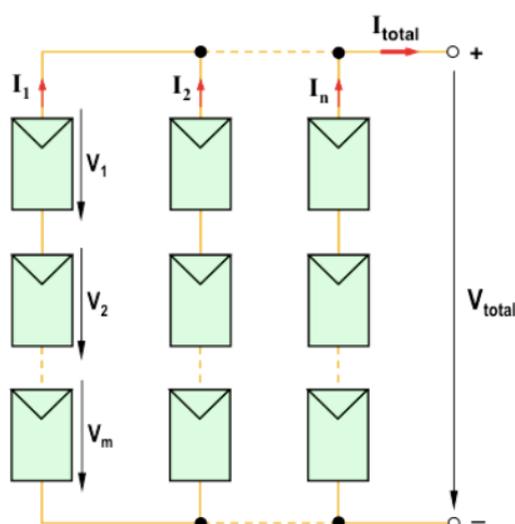


Figura 10. Esquema de ligação de um Arranjo fotovoltaico em série e paralelo. Fonte: Adaptado de (NEOSOLAR ENERGIA).

4.3 CARACTERIZAÇÃO DE UM PAINEL FOTOVOLTAICO

A caracterização de um dispositivo permite estabelecer o seu comportamento esperado para diferentes condições de operação, subsidiando a previsão de seu funcionamento e facilitando o dimensionamento de sistemas que o utilizam. Os módulos fotovoltaicos podem ser caracterizados eletricamente através de duas curvas características, $I \times V$ e $P \times V$, que representam os diferentes pontos de operação deste sistema, relacionando a tensão em seus terminais com a corrente por ele disponibilizada, e conseqüentemente com a potência. Ambas as curvas características seguem ilustradas na Figura 11. Observa-se que diferentemente de outras fontes, a tensão de saída não é constante e é totalmente dependente da corrente.

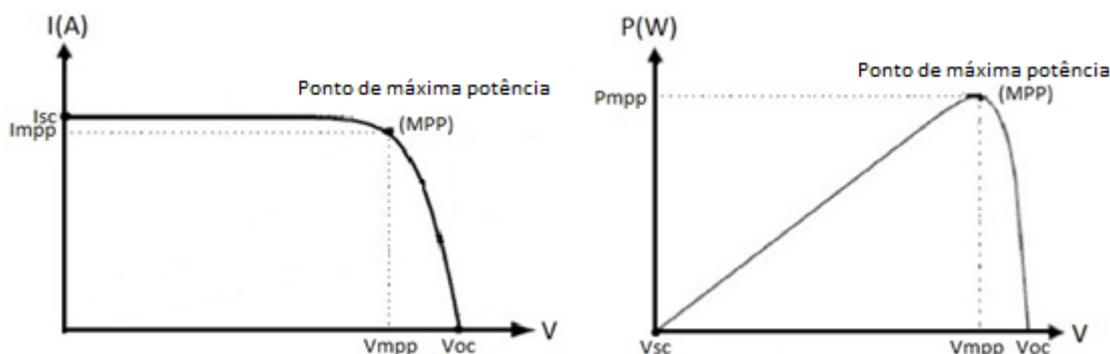


Figura 11. Curvas $I \times V$ e $P \times V$ típica de um módulo fotovoltaico. Fonte: Adaptado de (ARAÚJO, 2008).

As curvas que caracterizam o comportamento de um módulo fotovoltaico possuem alguns pontos específicos muito importantes para análise do seu comportamento, são eles:

- I_{sc} → Corrente de curto-circuito, corrente verificada quando curto-circuitados os terminais do módulo, é a máxima corrente que o módulo pode oferecer;
- V_{oc} → Tensão de circuito aberto, tensão verificada quando os terminais do módulo estão abertos, é o máximo valor de tensão que o módulo pode oferecer;
- MPP → Ponto de operação do módulo fotovoltaico em que é disponibilizada máxima potência;
- I_{mpp} → Corrente no ponto de operação de máxima potência;
- V_{mpp} → Tensão no ponto de operação de máxima potência;

- P_{mpp} → Potência no ponto de operação de máxima potência.

Esses pontos são muito importantes, pois a partir deles é possível definir alguns parâmetros, como o fator de forma (FF), que expressa em termos gerais a qualidade do módulo fotovoltaico, e é definido pela Equação (2):

$$FF = \frac{V_{mp} \cdot I_{mp}}{V_{oc} \cdot I_{sc}} \quad (2)$$

Comparando a Equação 2 com a curva característica $V \times I$, é possível observar que o fator de forma relaciona a área de dois retângulos, um deles delimitados pelos máximos valores de tensão e corrente oferecidos pelo módulo, nos pontos de tensão de circuito aberto (V_{oc}) e corrente de curto circuito (I_{sc}) respectivamente, e outro retângulo delimitado pelos valores de tensão de máxima potência (V_{mp}) e corrente de máxima potência (I_{mp}), sendo assim, quanto mais o valor do fator de forma se aproxima de 1, melhor é a resposta do módulo em relação a máxima potência oferecida.

Também é possível determinar a eficiência do módulo, relacionando a máxima potência que é gerada com a potência disponibilizada pela radiação solar em sua superfície, descrita através da Equação (3).

$$\eta = \frac{V_{mp} \cdot I_{mp}}{G \cdot A} \quad (3)$$

onde G é a radiação incidente no módulo e A representa a área do módulo fotovoltaico. Geralmente as curvas características são obtidas experimentalmente, e alguns fabricantes as disponibilizam na ficha de dados dos módulos fotovoltaicos. Em sua maioria, os módulos são ensaiados sobre as condições padrões de teste (STC), do inglês *Standard Testing Conditions*, que padroniza os níveis de irradiância em 1.000 W/m^2 e temperatura em 25°C (VILLALVA e GAZOLI, 2014). Porém, de posse de alguns dados experimentais, essas curvas podem ser obtidas computacionalmente, como será apresentado no próximo capítulo.

Com o intuito de obter o máximo rendimento possível do módulo fotovoltaico, teoricamente o sistema deve operar no joelho das curvas, onde está localizado o ponto de operação de máxima potência. Isso pode ser obtido na prática utilizando técnicas de

rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT), do inglês *maximum power point tracking*, embarcadas em alguns inversores comerciais.

4.3.1 INFLUÊNCIA DA RADIAÇÃO E TEMPERATURA

Os principais fatores que contribuem para alteração do comportamento de um módulo fotovoltaico são a temperatura e a radiação. A Figura 12 apresenta a influência da radiação e temperatura na curva característica $I \times V$ de um módulo fotovoltaico de forma isolada.

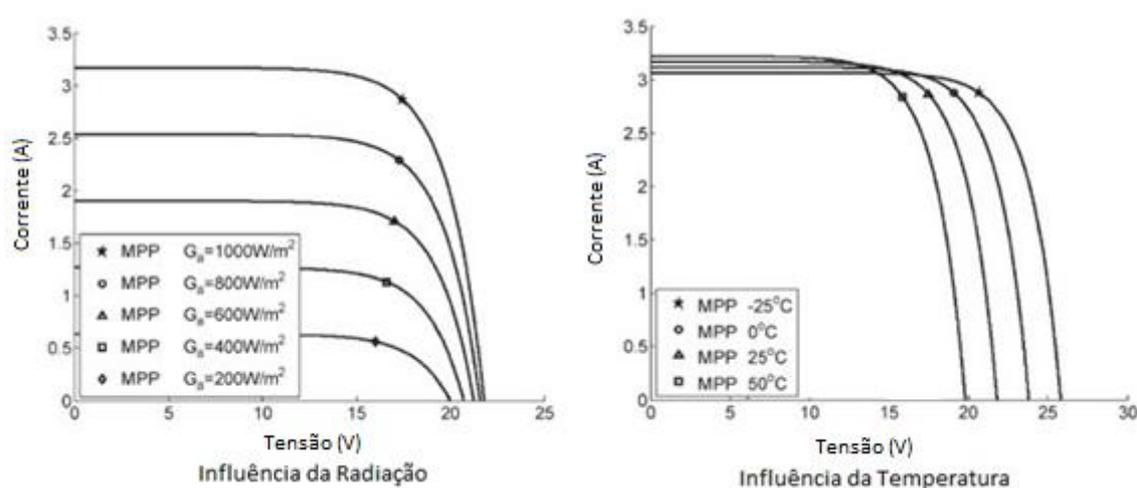


Figura 12. Influência da radiação e temperatura na curva $I \times V$ de um módulo fotovoltaico. Fonte: Adaptado de (FERREIRA, 2008).

Como acontece em boa parte dos dispositivos semicondutores, existe variação do comportamento de operação do módulo fotovoltaico com a variação da temperatura, logo, é possível perceber que ao aumentar a temperatura, a tensão de circuito aberto diminui, e essa dependência entre tensão e temperatura pode ser explicada pelo fato de que à medida que o material semicondutor é aquecido os elétrons elevam o seu nível energético, sendo necessária menos energia para a transição entre bandas, conseqüentemente diminuindo o valor entre as bandas de passagem e condução, e por sua vez da tensão em seus terminais. Já a variação da intensidade da radiação solar que atinge o módulo fotovoltaico apresenta um maior efeito nos parâmetros de operação do módulo fotovoltaico, sendo mais crítico a variação da corrente fornecida. Esse efeito pode ser explicado pelo fato de que uma menor potência incidente em um módulo reduz a quantidade de pares elétrons lacunas que são formados, reduzindo assim a intensidade da corrente gerada (WURFEL, 2005).

4.4 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

O desenvolvimento de sistemas fotovoltaicos teve início como uma solução para suprir a demanda energética de sistemas de telecomunicações localizados distantes da rede elétrica tradicional. Porém, foi a partir da necessidade de desenvolver tecnologias que fornecessem energia durante um longo período para satélites e naves em missões espaciais, durante o período conhecido como “corrida espacial”, que o desenvolvimento da tecnologia teve o maior crescimento, ficando um pouco esquecida até meados de 1973, quando houve uma grande crise energética provocada pelo aumento do preço de petróleo. Desde então, a tecnologia se desenvolveu com foco principal em atender unidades consumidoras isoladas das redes elétricas. Entretanto, nos últimos anos, com a redução dos preços dos módulos fotovoltaicos, o interesse de se implantar sistemas de geração conectados à rede elétrica cresceu bastante, impulsionando ainda mais o mercado de energia solar fotovoltaica (PRADO, 2008). É possível então identificar que as duas principais configurações de sistemas fotovoltaicos podem ser do tipo isolado ou conectado à rede de distribuição de energia elétrica.

4.4.1 SISTEMA FOTOVOLTAICO ISOLADO

Os sistemas fotovoltaicos isolados, também chamados de sistemas autônomos, são aqueles normalmente implantados em localidades que não são atendidas pelos sistemas elétricos de transmissão e distribuição. Esse tipo de sistema é encontrado no Brasil principalmente na região norte do país, devido seu difícil acesso e por ser uma área pouco povoada, tornando muitas das vezes inviável economicamente a implantação de redes de transmissão e distribuição que possam atender essas localidades. Em muitas dessas regiões a demanda é suprida por pequenas unidades geradoras, normalmente a óleo diesel, que possui custos elevados devido ao preço dos combustíveis, além de uma logística mais complexa que envolve o transporte de combustíveis para regiões muito isoladas. Dessa forma, a implantação de sistemas fotovoltaicos surge como uma alternativa renovável para garantir a oferta de eletricidade. A implantação de sistemas isolados no Brasil, em muitas das localidades, é resultado do programa Luz para Todos do Governo Federal, que tem o objetivo de levar eletricidade para as áreas mais remotas do país, principalmente as zonas

rurais (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DA INDÚSTRIA ELÉTRICA E ELETRÔNICA, 2012).

Sistemas isolados de geração fotovoltaica também podem ser encontrados em satélites, estações espaciais, sistemas de sinalização marítima, sistemas de bombeamento de água, iluminação pública, centrais de monitoramento meteorológico, centrais de telecomunicações, sinalização pública, pequenos aparelhos eletrônicos, entre outros. Na Figura 13 é apresentada a configuração dos principais componentes de um sistema fotovoltaico isolado residencial.

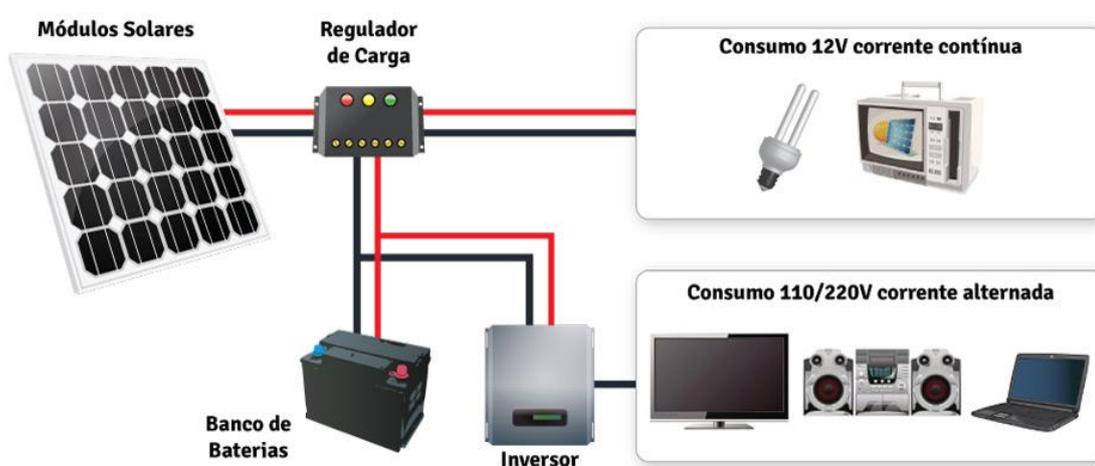


Figura 13. Componentes de um sistema fotovoltaico isolado. Fonte: (REAL SOLAR ENERGIAS RENOVÁVEIS DO BRASIL).

Os principais componentes que formam um sistema residencial fotovoltaico isolado são: painéis fotovoltaicos, responsáveis pela captação da radiação solar e conversão em eletricidade; banco de baterias, importantes para estocar energia para suprir a demanda em horários de baixa ou nenhuma radiação; aparelho regulador de carga, que possui a função de gerenciar o fluxo de potência entre os módulos e as cargas instaladas, inclusive o banco de baterias, impedindo que aconteça uma sobrecarga nas baterias ou descargas excessivas que podem reduzir a sua vida útil; um inversor, que tem a função de transformar a tensão contínua fornecida pelos módulos e baterias em tensão alternada nos níveis exigidos para alimentar equipamentos convencionais. A necessidade do uso de banco de baterias em um sistema de geração fotovoltaica eleva o custo da implantação, uma vez que possuem baixa vida útil e necessitam de frequente substituição ao longo dos anos (CEPEL, CRESESB, 2004).

4.4.2 SISTEMA DE MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA CONECTADA À REDE

Conceitualmente a diferenciação existente entre o sistema de geração fotovoltaica isolado e o sistema conectado à rede elétrica, é que a instalação possui duas fontes fornecedoras de eletricidade, uma delas a geração fotovoltaica com caráter sazonal e a outra com caráter contínuo fornecido pela empresa de distribuição. Devido à possibilidade de demandar eletricidade da rede elétrica a qualquer momento, não se faz necessário investir em bancos de baterias para fornecer energia nos períodos de pouco ou nenhuma radiação. Este que é um dos itens mais caros do sistema isolado e que necessita de substituição periódica, diminuindo os custos do sistema. Também é possível injetar na rede elétrica o excedente de eletricidade não consumida pela instalação, existindo agora um fluxo bidirecional de eletricidade entre a instalação e a rede elétrica, tornando o consumidor em um autoprodutor e fornecedor de eletricidade. A forma como será feita a compensação da eletricidade disponibilizada à rede elétrica possui caráter regulatório que varia para diferentes países. Em alguns países, os consumidores são incentivados a tornarem-se autoprodutores, concedendo incentivos fiscais ou desoneração na aquisição dos equipamentos e até subsidiando a energia injetada na rede. Na Figura 14 é apresentada a configuração dos componentes de um sistema fotovoltaico residencial conectado à rede.

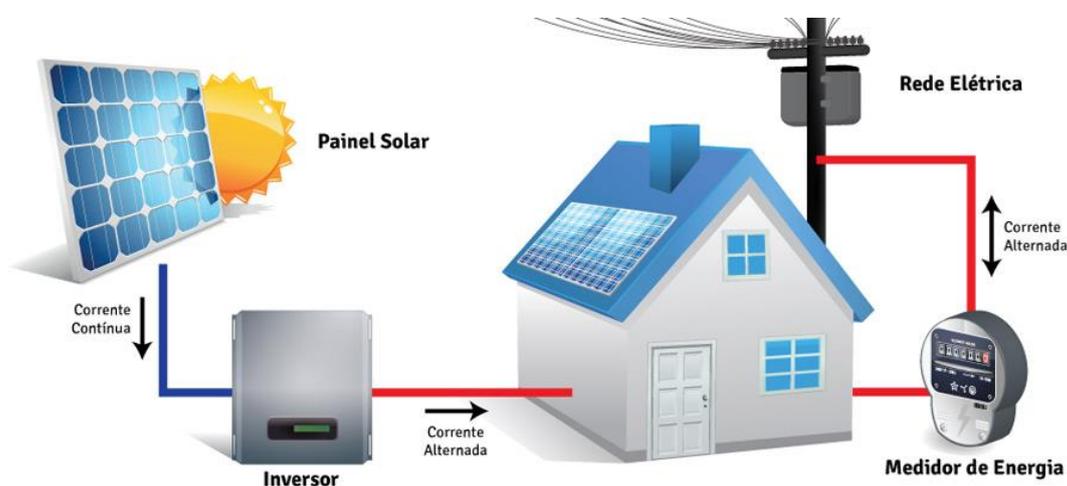


Figura 14. Esquema de ligação de um sistema fotovoltaico conectado à rede. Fonte: (REAL SOLAR ENERGIAS RENOVÁVEIS DO BRASIL).

Não havendo necessidade de banco de baterias e controladores de carga, o sistema conectado à rede é formado basicamente por: painéis fotovoltaicos, responsáveis pela captação da radiação solar e conversão em eletricidade; um medidor de energia bidirecional

capaz de medir a energia injetada e absorvida pela rede; um inversor, que tem a função de transformar a tensão contínua fornecida pelos painéis em tensão alternada necessária para alimentar equipamentos convencionais, sendo responsável também por proporcionar sincronismo com a rede elétrica, além de ser responsável por algumas ações de proteção, como prevenção contra ilhamento (PINHO e GALDINO, 2014).

4.4.3 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA (GD)

A eletricidade é uma das principais formas energéticas que compõem a matriz energética mundial e é composta tradicionalmente por um sistema de geração centralizado formado por unidades geradoras de grande capacidade localizadas distantes dos centros consumidores e interligadas por linhas de transmissão que percorrem grandes distâncias. A energia solar apresenta baixa densidade energética e as tecnologias existentes para sua conversão em eletricidade possuem baixa eficiência e uma tecnologia altamente modular. Sendo assim, sua utilização mostra-se mais vantajosa na implantação de unidades geradoras de pequeno porte descentralizadas e pulverizadas na proximidade das unidades consumidoras, sendo esse o contexto da microgeração e minigeração distribuída.

A geração fotovoltaica distribuída apresenta uma série de vantagens para o sistema elétrico, principalmente o brasileiro, porém, as dificuldades que deverão ser enfrentadas para a implantação e popularização da microgeração fotovoltaica no Brasil também são muitas, conforme relatado em (FILHO, 2013), (CHAVES, 2009), (SANTOS, 2009) e (VILLALVA e GAZOLI, 2014).

- Vantagens

Contribui para a diversificação da matriz elétrica, implicando no aumento da segurança no fornecimento de eletricidade. Diversificar a matriz elétrica tornará o sistema elétrico brasileiro, predominantemente formado por hidrelétricas, menos dependente dos níveis de precipitação pluviométrica;

Permite a implantação em curto período de tempo e maior facilidade de manutenção graças a alta modularidade das tecnologias empregadas pelos sistemas de conversão fotovoltaica;

Proporciona a redução nas perdas inerentes ao processo de transmissão e distribuição que estão associadas às distâncias percorridas, tendo em vista que as unidades microgeradoras encontram-se muito próximas das cargas, não sendo necessária a transmissão por longas distâncias;

Contribui para o alívio dos sistemas de geração, transmissão e distribuição, adiando investimentos nesses setores;

Pode contribuir para a dinamização das atividades econômicas, uma vez que representa um novo nicho de mercado;

Por ser uma fonte renovável, contribui com a redução dos impactos ambientais causados pelos sistemas tradicionais de geração de eletricidade.

- Desvantagens

As unidades microgeradoras deverão ser encontradas distribuídas entre os consumidores e em grande número, tornando muito mais complexa a operação e controle desse sistema. A utilização de redes inteligentes, *smart grids*, surgem como aliadas para a consolidação desses sistemas;

A qualidade da energia injetada por essas novas unidades geradoras é uma das principais preocupações, devendo assim ser rigorosamente normatizada;

O controle do ilhamento, quando da desenergização da rede elétrica, deve ser cuidadosamente solucionado para garantir a devida operação do sistema e a segurança dos operadores durante manutenções;

O elevado custo de implantação surge como fator que dificulta a popularização desse sistema, dessa forma, são necessários incentivos para tornar a implantação viável economicamente, diminuindo o tempo para o retorno dos investimentos iniciais e atraindo o interesse do usuário final.

Uma das grandes dificuldades encontradas em muitos países é a falta de um sistema regulatório bem definido e de uma política de incentivos que juntas proporcionem a viabilização da implantação de sistemas fotovoltaicos. No tópico que segue, é tratado o atual panorama brasileiro no tocante à regulação e incentivos da mini e microgeração fotovoltaica.

4.5 MARCO REGULATÓRIO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL

A regulação do setor elétrico no tocante à geração distribuída é bastante recente, tendo início tímido apenas no ano de 1995 quando a Lei 9.074, de 20 de julho, reconhece o produtor independente de energia elétrica apenas como pessoa jurídica, autorizando a comercialização de energia elétrica, bem como o acesso à rede das concessionárias e permissionárias do serviço público de distribuição e transmissão. Uma série de critérios para a venda de energia gerada pelos produtores independentes foram estipulados e podem ser interpretados com o intuito de preservar os mercados das empresas distribuidoras, não garantindo a compra da energia produzida pelos produtores independentes. Em (ROMAGNOLI, 2005), é apresentada uma espécie de linha do tempo detalhando os principais decretos, leis e resoluções que regulamentam o setor elétrico brasileiro, podendo aqui ser citadas algumas das mais importantes para a criação de um sistema regulatório voltado para a geração distribuída no Brasil.

Em 1996 é instituído o Decreto nº 2.003, de 10 de setembro, que regulamenta a produção de energia elétrica por autoprodutor, que além de pessoa jurídica também pode ser pessoa física que receba concessão ou autorização para a produção de energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo.

Posteriormente a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é instituída através da Lei nº 9.427, de 21 de dezembro de 1996, com a finalidade de regular e fiscalizar o setor elétrico conforme as políticas e diretrizes do Governo Federal, através da qual, são publicadas uma série de resoluções próprias, que estabelecem as tarifas cobradas, condições de uso e acesso aos sistemas de distribuição e transmissão de eletricidade, contratação e comercialização das reservas de capacidade dos autoprodutores e produtores independentes, entre outras.

É importante ressaltar a criação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa) e da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) como atores importantes do setor elétrico brasileiro e que contribuíram bastante para o planejamento e regulação do setor elétrico brasileiro através das Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002 e do Decreto nº 5.184, de 16 de agosto de 2004, respectivamente. O Proinfa possuía o objetivo principal de elevar a participação de energia elétrica produzida por empreendimentos de Produtores Independentes Autônomos a partir de fontes alternativas baseadas em energia de pequenas centrais hidrelétricas (PCH), eólica e de biomassa na matriz elétrica brasileira.

Observa-se que a energia solar ainda não era considerada como provável potencial aproveitável.

A figura do gerador distribuído é citada pela primeira vez na Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004 e definida no Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004 como sendo:

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

I - hidrelétrico com capacidade instalada superior a 30 MW; e

II - termelétrico, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a setenta e cinco por cento, conforme regulação da ANEEL, a ser estabelecida até dezembro de 2004.

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

Nessa época, apenas os aproveitamentos de pequeno porte hidrelétrico, termelétrico ou de cogeração eram considerados como geração distribuída para fins de inserção na matriz elétrica brasileira, não sendo considerados aproveitamentos fotovoltaicos, uma vez que a tecnologia era vista ainda como experimental, porém, esta veio a tornar-se realidade pouco tempo depois. Dessa forma, foi necessária a inclusão da geração distribuída através de aproveitamentos ainda menores denominados de minigeração e microgeração distribuída, que será abordado a seguir.

4.5.1 RN ANEEL 482/2012

Apesar de ser uma realidade encontrada em vários países do mundo, a microgeração e minigeração demorou muito tempo para ser integrada no sistema elétrico brasileiro, tendo a Resolução Normativa 482, de 17 de abril de 2012 da ANEEL como o grande marco regulatório para esses pequenos aproveitamentos, onde são definidas as condições gerais para o acesso dessas novas unidades geradoras de pequeno porte aos sistemas de distribuição, além de definir o sistema de compensação de energia elétrica. Posteriormente

esta resolução veio a ser alterada pela Resolução Normativa (RN) 517, de 11 de dezembro de 2012 da ANEEL, apresentando alguns retrocessos, e mais uma vez editada pela Resolução Normativa 687, de 24 de novembro de 2015, dessa vez com uma série de alterações positivas para a micro e minigeração fotovoltaicas.

A RN 482/2012 estabelece 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;

Observa-se que a microgeração e minigeração distribuídas são definidas pelo limite de potência instalada e pela utilização de fontes renováveis para a geração de eletricidade, destacando que as mesmas devem estar conectadas a rede através de uma unidade consumidora, que agora é vista como unidade autoprodutora e geradora de eletricidade, já que o excedente pode ser disponibilizado para a rede.

- Sistema de compensação de energia elétrica

O sistema de compensação de energia elétrica, definido através da Resolução Normativa 482, de 17 de abril de 2012 da ANEEL, estabelece que a energia ativa gerada e disponibilizada à rede de distribuição compensaria a energia elétrica ativa consumida. Quando da injeção de energia ativa na rede, ao final do período tarifário, a energia ativa injetada e não compensada geraria créditos de energia ativa que poderiam ser compensados no período de 36 meses pela mesma unidade geradora, por outra unidade consumidora previamente cadastrada e de mesma titularidade ou por unidades consumidoras reunidas por comunhão de interesses de fato ou de direito, essa modalidade de compensação é conhecida como *virtual netmetering*. Porém, com as alterações impostas pela resolução pela

RN 517/12, foi retirado do texto a possibilidade de compensação feita por unidades consumidoras reunidas por comunhão de interesses, representando um retrocesso e diminuindo a possibilidade de viabilização da mini e micro geração distribuída (GD). Outro retrocesso imposto pela modificação da resolução, foi a limitação da potência instalada da unidade geradora à carga instalada ou demanda contratada da instalação. Dessa forma a geração fica limitada basicamente ao consumo próprio, uma vez que, a geração contínua de excedente de energia geraria créditos constantemente desnecessários para o consumidor, que quando não compensados em período hábil deverão ser revertidos em prol da modicidade tarifária.

A adesão ao sistema de compensação aplica-se exclusivamente aos consumidores livres, que não devem arcar com adaptações da rede de distribuição necessárias para a conexão da unidade geradora. Apenas os custos relativos à diferença do sistema de medição bidirecional e o sistema unidirecional usual deverão ser repassados ao consumidor.

A resolução em questão determina ainda que as empresas de distribuição devem elaborar normas técnicas para tratar do acesso das unidades de micro e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição, usando como referências os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no sistema Elétrico Nacional (Prodist). Tomando como exemplo a empresa de distribuição de energia elétrica que atua no estado da Paraíba – BR, Energisa, foram elaboradas duas Normas de Distribuição Unificada, a NDU 013 e a NDU 015, para acesso em baixa tensão e média tensão, respectivamente, onde são determinados: procedimentos para o acesso a rede de distribuição contendo a obrigatoriedade de elaboração de um projeto elaborado por um profissional devidamente qualificado e habilitado; Anotação de Responsabilidade Técnica (ART) de projeto e execução; diagramas; plantas; certificação de equipamentos como inversores, entre outros. Também deve ser realizado a assinatura de um contrato denominado relacionamento operacional além de informações técnicas quanto a forma de conexão com a rede de distribuição, níveis de tensão exigidos, faixas de operação de frequência, quantidade de distorções harmônicas, equipamentos de proteção, requisitos de segurança, entre outros (ENERGISA, 2012).

Um avanço foi verificado na publicação do Despacho ANEEL nº 720, de 25 de março de 2014, retirando a obrigatoriedade da instalação de Dispositivo Seccionamento Visível (DSV) necessário para realizar a desconexão manual do microgerador com a rede, uma vez que os inversores *grid-tie* utilizados atualmente já possuem mecanismos de proteção anti-

ilhamento, possibilitando uma economia de cerca de R\$ 300,00 no processo de instalação (BRASIL, 2014a).

No que diz respeito exclusivamente a geração fotovoltaica distribuída não existe regulamentação específica, porém, através de (BRASIL, 2014a) é possível citar algumas normatizações como:

- Portaria INMETRO nº 004 de 2011 que define os Requisitos de Avaliação da Conformidade para Sistemas e Equipamentos para Energia Fotovoltaica aplicável para módulos, controladores de carga, inversores e baterias estacionárias de baixa intensidade de descarga;
- ABNT NBR IEC 62116:2012 – Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica;
- ABNT NBR 16149:2013 – Sistemas fotovoltaicos (FV) - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição;
- ABNT NBR 16150:2013 – Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição – Procedimento de ensaio de conformidade;
- ABNT NBR 16274:2014 – Sistemas fotovoltaicos conectados à rede — Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho.

Também foi estabelecido que os equipamentos que compõem os sistemas de energia fotovoltaica poderão ser comercializados no mercado nacional apenas mediante certificação de conformidade com os requisitos estipulados (BRASIL, 2014a).

4.5.2 RN ANEEL 687/2015

Aprovada no dia 24 de novembro de 2015, vigorando a partir de 1º de março de 2016, a RN 687/2015 altera a RN 482/2012, dessa vez introduzindo uma série de avanços capazes de provocar impacto considerável ao setor de micro e minigeração fotovoltaica no Brasil.

Os limites de potência instalada dos sistemas, que definem se este caracteriza-se como minigeração ou microgeração foi alterado, passando de 100 kW para 75 kW, o limite máximo para enquadramento como microgeração. Para a minigeração, a faixa que era

anteriormente compreendida entre 100 kW e 1 MW, foi alterada para a faixa de 75 kW à 5 MW. Esta última, ampliando muito a faixa de instalações que podem ser enquadrados no sistema de compensação de energia elétrica, aumentando de forma considerável o mercado de geração distribuída no Brasil (ANEEL, 2015).

Um dos principais avanços verificados na atualização da RN 482/2012 é a redução da burocracia para aprovação do projeto por parte da concessionária, que agora consiste de etapa única, evitando o elevado fluxo de documentos inicialmente verificados para registrar o sistema, e com prazo máximo de aprovação de 34 dias, frente aos 82 dias previstos anteriormente.

O período para utilização dos créditos gerados no processo de compensação quando da injeção de energia excedente na rede da distribuidora também foi alterado, de 36 meses para 60 meses, antes que o crédito seja convertido em prol da modicidade tarifária.

Como a concessionária deve fornecer condições que permitam a conexão das unidades geradoras às redes de distribuição, foram descritas as denominações de melhoria e reforço da rede de distribuição, com o intuito de manter a boa qualidade da prestação de serviço ou adequação para o aumento da capacidade de distribuição por parte da concessionária, deixando claras essas questões na referida atualização.

Os créditos gerados pelos excedentes de energia elétrica injetados na rede, anteriormente só era possível de ser compensado por uma outra unidade consumidora se esta estivesse registrada com o mesmo CPF ou CNPJ da unidade geradora, o que engessava bastante as possibilidades de aproveitamento dos referidos créditos. Com a atualização da resolução é criada a geração compartilhada, que permite a transferência de créditos de energia para terceiros, cadastrados com diferentes CPFs e ou CNPJs, respeitando alguns critérios, como a necessidade de existência de um vínculo entre os participantes na forma de consócios ou cooperativas, sempre dentro da mesma área de concessão.

Não são todas as localidades que possuem condições de instalação de um sistema fotovoltaico, seja por pequena área de telhado, sombreamento causados por outras edificações, em imóveis alugados. Para esses e outros tipos de imóveis, é utilizado a expressão “sem telhados”. Devido a restrições impostas pela resolução anterior, ainda era difícil incluir essa fatia de consumidores no mercado de micro e minigeração fotovoltaica. Com as alterações propostas na RN 687/2015, foi criada a figura do autoconsumo remoto, que permite que sejam utilizadas áreas remotas e distantes do local de consumo para instalação do sistema fotovoltaico que gerará crédito a serem convertidos em energia elétrica

nas unidades de consumo distantes das unidades produtoras. Podendo até esse sistema ser instalado em uma localidade com maior irradiância, em locais cujo o valor da área para instalação do sistema seja mais barata, sempre respeitando a mesma área de concessão.

Um outro grupo que também era considerado “sem telhados” é o de consumidores de condomínio, contendo múltiplas unidades consumidoras. Para incluir esse tipo de consumidores no sistema de compensação foi criada a figura do empreendimento com muitas unidades consumidoras, que permite a instalação de um sistema fotovoltaico implantado na área comum do condomínio, entre um conjunto de consumidores inseridos nesta mesma unidade, que pode gerar créditos que serão distribuídos para as múltiplas unidades de forma pré-estabelecida. Diferentemente da geração compartilhada, onde é necessário firmar um consórcio ou associação entre os integrantes, nesta modalidade esse tipo de reunião não é necessário, pois a própria administradora do condomínio se compromete a estabelecer os percentuais de cada condômino.

Sendo assim verifica-se que com as alterações propostas pela RN 687/2015 foram incluídos uma série de grupos que antes encontravam grande dificuldade de entrar no mercado da geração distribuída, aumentando muito o mercado potencial da micro e minigeração fotovoltaica.

4.5.3 INCENTIVOS A MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA

São várias as formas de incentivo que são necessárias para viabilizar a implantação da microgeração e minigeração fotovoltaica distribuída podendo partir de políticas de governo, como desoneração fiscal na aquisição de módulos e painéis fotovoltaicos nas alíquotas e impostos. As políticas de adoção de mecanismos e estratégias de incentivos vêm tornando mais competitiva a geração fotovoltaica, ao ponto de ser a terceira colocada em capacidade instalada dentre as energias renovável no mundo, ficando atrás das hidrelétricas e da energia eólica (REN21, 2011). Os dois mecanismos de incentivos mais difundidos no mundo são: *Feed-in tariff (FIT)*, entendido como um sistema em que toda a energia gerada e injetada na rede de distribuição seja remunerada por um valor fixo durante um período de tempo suficiente para tornar o investimento atrativo, normalmente maior que a tarifa cobrada ao consumidor; *Netmetering*, entendido como um sistema em que há uma compensação de energia, de tal modo a tarifar a unidade geradora conectada à rede a partir do cálculo da diferença entre a quantidade de energia consumida e quantidade gerada (RODRIGUES,

2002), este é o mecanismo regulatório adotado no Brasil desde 2012 para a microgeração distribuída, comentado anteriormente e denominado sistema de compensação de energia elétrica.

A principal diferença entre o sistema de compensação no Brasil e o *Netmetering* tradicional, é que no Brasil não existe a compensação financeira que é substituída pela compensação em créditos de energia ativa que podem ser usados no período de 36 meses. Essa abordagem contribui para reduzir a capacidade de recuperação dos investimentos, uma vez que, a própria legislação proíbe possuir capacidade de geração maior que a carga instalada.

A isenção de impostos e tributos é uma forma importante de incentivo, podem ser citadas algumas medidas que contemplam a geração fotovoltaica, como: o Convênio ICMS 101/97 que determina o não recolhimento de Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) sobre os módulos fotovoltaicos, porém não contempla os demais equipamentos que compõem os sistemas fotovoltaicos, como inversores, controladores de cargas, baterias, etc.; o projeto de lei do Senado nº 317/2013 propõem a isenção do IPI sobre painéis fotovoltaicos e outros componentes, porém ainda encontra-se em tramitação.

Um grande retrocesso foi marcado no dia 05 de abril de 2013, quando o Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ) publicou o Convênio ICMS 6, autorizando a cobrança de ICMS sobre o consumo bruto de eletricidade da distribuidora antes de considerar a compensação, dessa forma a energia injetada na rede de distribuição e compensada posteriormente estará sujeita a tributação do ICMS. Sendo assim o *virtual net metering* sofre mais um duro golpe.

O CONFAZ publicou o Convênio ICMS 16, de 22 de abril de 2015, em que autoriza os estados de Goiás, Pernambuco e São Paulo a conceder isenção de ICMS sobre a energia compensada pelo sistema de compensação de energia elétrica. Apesar de corrigir um erro que aconteceu anteriormente, essa medida contempla apenas alguns estados e possui caráter de orientação, não sendo obrigada a concessão pelo estado. Atualmente, apenas cinco estados não aderiram ao referido convênio, são eles: Amazonas, Amapá, Espírito Santo, Paraná e Santa Catarina.

Um fator que poderia contribuir para tornar os sistemas de geração fotovoltaica mais barato e, conseqüentemente, mais competitivo, é a produção nacional de painéis fotovoltaicos, uma vez que o Brasil possui uma das maiores reservas de silício de boa

qualidade. O que tornou impeditivo a implantação dessas fábricas pelos grandes produtores mundiais foi a inexistência de um mercado brasileiro que absorveria essa produção. A realização de leilões de energia fotovoltaica contribuiu para a existência de um mercado consumidor interno de painéis fotovoltaicos em um horizonte de tempo bem definido, atraindo investimentos externos na produção de painéis fotovoltaicos. Os primeiros leilões de energia elétrica foram autorizados em 2013 e competiram igualmente com as demais fontes, surgindo um grande interesse. Porém, nenhum projeto fotovoltaico foi vendido devido ao custo mais elevado. No dia 31 de outubro de 2014 foi realizado um novo leilão de energia elétrica contemplando apenas projetos fotovoltaicos, resultando em 400 projetos cadastrados que totalizam 10 GWp, distribuídos conforme mapa apresentado na Figura 15, (BRASIL, 2014a).

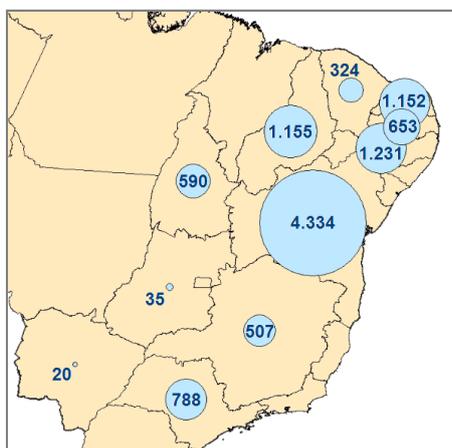


Figura 15. Distribuição da capacidade instalada dos projetos fotovoltaicos cadastrado no leilão de energia elétrica de 2014, (BRASIL, 2014a).

5 DESENVOLVIMENTO DO ALGORÍTIMO DE SIMULAÇÃO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO

5.1 MODELAGEM DE UMA CÉLULA FOTOVOLTAICA

A modelagem é uma das principais etapas para realização de várias análises de comportamento de um módulo fotovoltaico, como: estimar a eficiência do módulo, estudar a interação entre conversores de potência e geradores fotovoltaicos e prever o comportamento dos métodos de rastreamento do ponto de máxima potência (CHIN, SALAM e ISHAQUE, 2015). Ao reunir essas várias análises, considerando os parâmetros ambientais de temperatura e irradiância, com os demais componentes que formam um sistema fotovoltaico, como inversores de potência e as cargas, é possível emular o comportamento do sistema fotovoltaico, de tal sorte a influenciar no correto dimensionamento do sistema e nas estratégias de controle (DEZSO SERA, 2007).

A utilização de circuitos elétricos na modelagem de diversos sistemas é bastante utilizada graças à flexibilidade em simular comportamentos lineares e não lineares, além da disponibilidade de diversos softwares que permitem realizar análises com vários graus de complexidade. Sistemas mecânicos, térmicos, hidráulicos, químicos e até biológicos são constantemente analisados através de modelos que utilizam circuitos elétricos. (BELLIA, YOUCEF e FATIMA, 2014) e (CHIN, SALAM e ISHAQUE, 2015), apresentam quatro tipos de modelos, que gradualmente se tornam mais complexos e, conseqüentemente, com comportamento mais próximo das condições reais de funcionamento, na seguinte ordem: (1) modelo do diodo único ideal; (2) modelo do diodo único com uma resistência série; (3) modelo do diodo único com resistência série e em paralelo e (4) modelo dos dois diodos com resistência série e em paralelo, que seguem apresentados.

Assim como vários dispositivos eletrônicos, a célula fotovoltaica também é produzida usando materiais semicondutores, logo, é natural que seus comportamentos sejam semelhantes, tornando mais intuitiva a utilização de circuitos elétricos em suas modelagens. Dentre esses dispositivos eletrônicos a base de semicondutores, o que mais se assemelha com um módulo fotovoltaico é o diodo, que possui o comportamento conforme apresentado na Figura 16 (b), e com equação característica dada pela Equação (4).

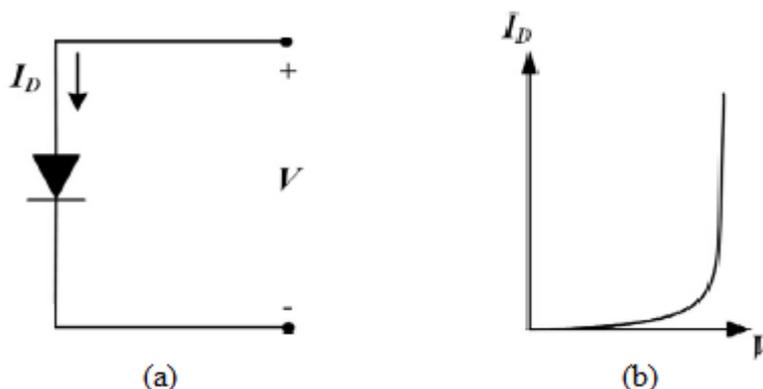


Figura 16. Comportamento de um diodo (a) Representação de um diodo; (b) Curva característica de um diodo. Fonte: Adaptado de (CHIN, SALAM e ISHAQUE, 2015).

$$I_D = I_0 \left[\exp\left(\frac{q \cdot V}{a \cdot k \cdot T}\right) - 1 \right] \quad (4)$$

onde: I_D é corrente no diodo [A], I_0 é a corrente de saturação do diodo [A], V é a tensão no diodo [V], q é a carga do elétron [$1,60217646 \cdot 10^{-19}$ C], a é o fator de idealidade do diodo, k é a constante de Boltzmann [$1,380653 \cdot 10^{-23}$ J/K] e T a temperatura [K]. À medida que o modelo se torna mais complexo vão surgindo novos parâmetros no equacionamento da modelagem da célula fotovoltaica, o primeiro deles é o fator de idealidade (a), seguido pela corrente de saturação (I_0).

A célula fotovoltaica quando não iluminada funciona como um grande diodo, todavia, quando iluminada tem início a formação de uma corrente, denominada como corrente fotogerada (I_{PV}), que é o terceiro parâmetro que surge na modelagem e é introduzido no modelo de circuito elétrico como uma fonte de corrente, conforme ilustração da Figura 17 (a). A sobreposição entre a corrente no diodo e a corrente fotogerada forma a curva apresentada na Figura 17 (b), definida pela equação característica dada pela Equação (5). Essa composição é conhecida como modelo do diodo único ideal (1), bastante simples, normalmente utilizado com finalidades pedagógicas por não considerar uma série de fatores que serão inseridos de forma construtiva nos próximos modelos.

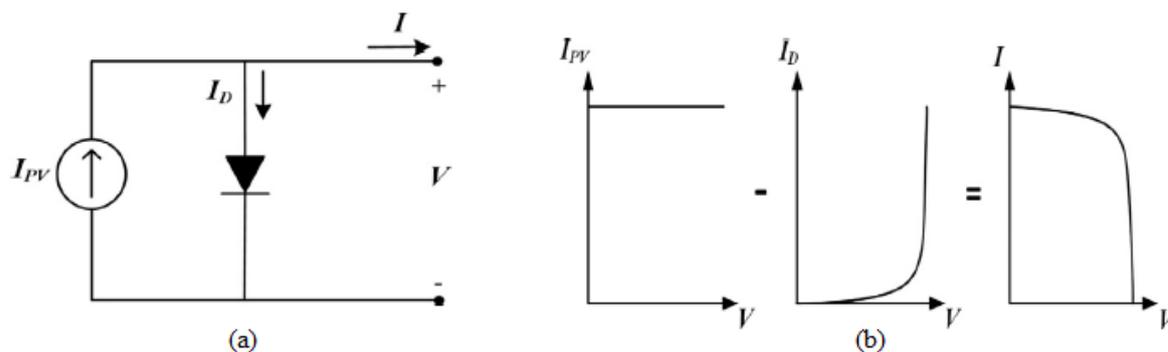


Figura 17. Modelo do diodo único ideal. (a) topografia do modelo; (b) composição da curva característica. Fonte: Adaptado de (CHIN, SALAM e ISHAQUE, 2015).

$$I = I_{PV} - I_D = I_{PV} - I_0 \left[\exp\left(\frac{q \cdot V}{a \cdot k \cdot T}\right) - 1 \right] \quad (5)$$

O modelo do diodo único ideal (1), não leva em consideração uma série de fatores, tais como: a resistência ao fluxo de corrente no material semiconductor, a resistência de contato entre o material semiconductor e o eletrodo metálico, e a resistência ao fluxo de corrente do material metálico que forma o eletrodo. Os efeitos de todas essas resistências podem ser incorporados ao modelo do diodo ideal adicionando uma resistência em série (R_S), responsável por alterar a topologia do circuito, conforme ilustrado na Figura 18. Dessa forma a Equação (5) é incrementada com um novo termo de corrente, conforme apresentada na Equação (6) (CHIN, SALAM e ISHAQUE, 2015). A resistência em série (R_S) é, portanto, o quarto parâmetro desconhecido que surge na modelagem.

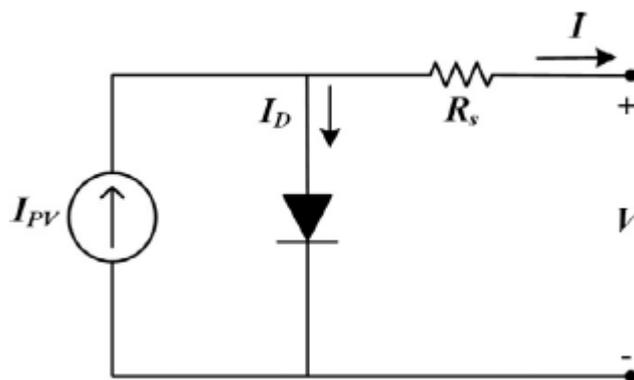


Figura 18. Modelo diodo único com uma resistência série. Fonte: Adaptado de (CHIN, SALAM e ISHAQUE, 2015).

$$I = I_{PV} - I_0 \left[\exp \left(\frac{q(V + R_S I)}{a \cdot k \cdot T} \right) - 1 \right] \quad (6)$$

O modelo do diodo único com resistência em série e paralelo (3) apresenta uma melhor precisão que os demais apresentados anteriormente, porém, quando consideradas condições com temperaturas elevadas a sua precisão tende a diminuir. Para tornar o modelo mais robusto é inserida uma resistência paralelo (R_p) que é responsável por introduzir ao modelo as perdas inerentes às correntes de fuga na junção PN, surgindo um quinto parâmetro a ser definido na modelagem (BOWDEN e HONSBURG). A configuração do modelo pode ser observada com auxílio da Figura 19, e as mudanças no equacionamento com a introdução de um novo termo de corrente seguem apresentadas na Equação (7).

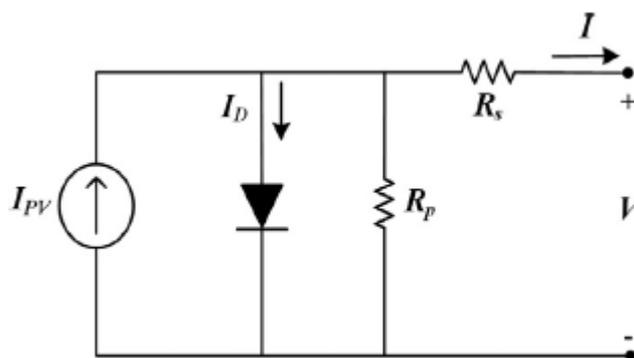
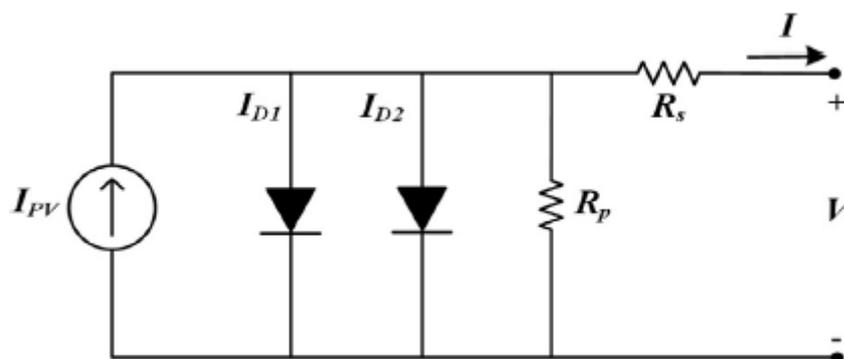


Figura 19. Modelo diodo único com uma resistência série e paralelo. Fonte: Adaptado de (CHIN, SALAM e ISHAQUE, 2015).

$$I = I_{PV} - I_0 \left[\exp \left(\frac{q(V + R_S I)}{a \cdot k \cdot T} \right) - 1 \right] - \frac{V + R_S I}{R_p} \quad (7)$$

Esse é o modelo de circuito equivalente mais utilizado (LELE PENG, 2014), e bastante preciso, com exceção de condições de níveis muito baixos de irradiância. Um efeito não considerado nos modelos até aqui apresentados são as perdas inerentes à recombinação dos pares elétrons lacunas, que podem ser incluídos na modelagem ao inserir um novo diodo

conectado em paralelo ao primeiro, alterando a topologia do circuito elétrico, conforme



apresentado na

Figura 20. O novo termo de corrente é inserido ao equacionamento conforme exposto na Equação (8).

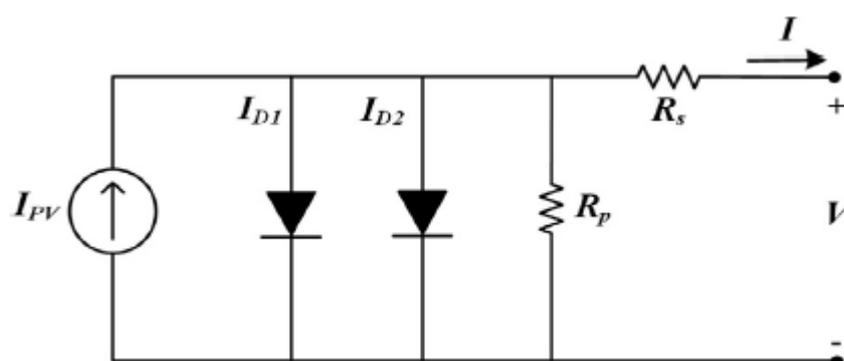


Figura 20. Modelo dos dois diodos com resistência serie e paralelo. Fonte: Adaptado de (CHIN, SALAM e ISHAQUE, 2015).

$$I = I_{PV} - I_{01} \left[\exp\left(\frac{q(V + R_S \cdot I)}{a_1 \cdot k \cdot T}\right) - 1 \right] - I_{02} \left[\exp\left(\frac{q(V + R_S \cdot I)}{a_2 \cdot k \cdot T}\right) - 1 \right] - \frac{V + R_S \cdot I}{R_p} \quad (8)$$

É descrito por (ISHAQUE, SALAM, *et al.*, 2011) que o modelo dos dois diodos apesar de se aproximar cada vez mais das condições práticas de operação de um módulo fotovoltaico apresenta as desvantagens de incluir mais dois parâmetros ao equacionamento (a_2 e I_{02}), elevando de cinco para sete a quantidade de parâmetros a serem definidos, porém, a maior dificuldade acontece devido à introdução de mais um termo exponencial ao equacionamento, aumentando muito o tempo de simulação, sendo necessária uma grande capacidade de processamento para viabilizar a simulação em um período de tempo considerável.

5.2 DETERMINAÇÃO DOS PARÂMETROS DO MODELO DE UMA CÉLULA FOTOVOLTAICA

Determinar os parâmetros que surgiram no equacionamento da modelagem de uma célula fotovoltaica utilizando circuitos elétricos consiste em encontrar solução para o equacionamento apresentado no tópico acima, porém, em muitos dos problemas, esses parâmetros necessitam de soluções numéricas. Sendo assim, é possível encontrar na literatura diferentes abordagens que tentam solucionar o equacionamento apresentado.

Foram selecionadas quatro metodologias que descrevem formas distintas de encontrar solução para o equacionamento da modelagem de uma célula fotovoltaica utilizando os dados descritos na folha de dados dos fabricantes. O software Matlab foi escolhido para implementação da rotina de cálculo dos parâmetros, pois é uma ferramenta de fácil manuseio, bastante versátil e que possui também um ambiente de simulação de circuitos elétricos (Simulink) integrado ao software, que pode ser muito útil caso surja ao longo do estudo a necessidade de realizar análises de circuitos elétricos mais complexos.

Foram desenvolvidas rotinas computacionais usando como ponto de partida alguns autores abaixo apresentados. É importante frisar que a intenção destes algoritmos não é replicar os resultados apresentados pelos autores abaixo descritos, pois está é uma tarefa bastante difícil, já que pequenas mudanças em alguns parâmetros do algoritmo, como passo de discretização e critérios de parada e convergência, podem provocar resultados que não condizem com o esperado.

5.2.1 METODOLOGIA 1

A primeira metodologia analisada para a modelagem de uma célula fotovoltaica através do modelo de circuitos elétricos considerando os dados descritos na folha de dados do fabricante de módulos fotovoltaicos é descrita por (XIAO, EDWIN, *et al.*, 2013). No referido artigo, o autor utiliza o modelo de diodo único ideal cujo equacionamento foi apresentado através da Equação (4). Esse modelo possui três parâmetros que podem ser definidos da seguinte forma:

- Fator de idealidade (a)

O fator de idealidade (a) é um parâmetro adimensional que geralmente não é descrito pelos fabricantes na folha de dados dos módulos fotovoltaicos. Esse parâmetro surge no equacionamento do diodo ideal, apresentado pela Equação (4), e conforme discutido por (BOWDEN e HONSBURG), ele é utilizado para corrigir a equação que foi concebida para um diodo ideal, uma vez que existem vários efeitos que necessitam ser considerados em condições práticas, como a recombinação em regiões distintas da faixa entre bandas, única região considerada na análise de um diodo ideal. Assim, o fator de idealidade pode ser entendido como um parâmetro que expressa o quanto o diodo pode se aproximar de um diodo ideal. Em (VILLALVA, GAZOLI e FILHO, 2009) é discutido que vários autores divergem quanto ao valor correto para o fator de idealidade, atribuindo caráter empírico para algumas análises, e que para elaboração de um modelo pode ser usado inicialmente qualquer valor para a , contudo, este valor deve ser alterado posteriormente para ajustar o modelo. Para esta primeira metodologia apresentada, o fator de idealidade é definido com base na solução da Equação (9),

$$\frac{\exp\left(\frac{q \cdot V_{MP,N}}{k \cdot a \cdot T}\right) - 1}{\exp\left(\frac{q \cdot V_{OC,N}}{k \cdot a \cdot T}\right) - 1} = 1 - \frac{I_{MP,N}}{I_{SC,N}} \quad (9)$$

onde: $V_{MP,N}$ é a tensão no ponto de máxima potência em STC [V], $I_{MP,N}$ é a corrente no ponto de máxima potência em STC [A], $V_{OC,N}$ é a tensão de circuito aberto em STC [V] e $I_{SC,N}$ é a corrente de curto-circuito em STC [A]. Todos esses parâmetros são encontrados nas folhas de dados dos fabricantes de módulos.

- Corrente Fotogerada (I_{PV})

Conforme apresentado no Capítulo 4, a geração de corrente na célula fotovoltaica é fortemente afetada pela irradiância que nela incide e, de maneira mais tímida, pela temperatura, pois ambas influenciam na formação dos portadores. Sendo assim, a influência desses fatores na corrente fotogerada é dada pela Equação 10.

$$I_{PV} = I_{SC,N}(1 + K_I \cdot \Delta T) \frac{G}{G_N} \quad (10)$$

onde: T é a temperatura da célula fotovoltaica [$^{\circ}\text{C}$], T_N a temperatura na condição padrão de testes ($T_N = 25^{\circ}\text{C}$), $\Delta T = T - T_N$ [$^{\circ}\text{C}$], G é a irradiância [W/m^2], G_N a irradiância em STC ($1.000 \text{ W}/\text{m}^2$), K_I é o coeficiente de temperatura de corrente de curto-circuito [A/K] usualmente informado na folha de dados dos fabricantes de módulos fotovoltaicos.

- Corrente de Saturação do Diodo (I_0)

O diodo existente no modelo estudado e ilustrado através da Figura 19, também possui o comportamento influenciado pela temperatura, uma vez que se trata de um dispositivo fabricado com material semicondutor. Dessa forma, é esperado que no equacionamento do comportamento do diodo, descrito pela Equação (4), existam mecanismos de correção para definir o seu comportamento para diferentes temperaturas. Esses mecanismos são encontrados na componente chamada de corrente de saturação (I_0), dada pela Equação (11).

$$I_0 = \frac{I_{PV}}{\exp\left(\frac{q \cdot V_{OC}}{k \cdot a \cdot T}\right) - 1} \quad (11)$$

para,

$$V_{OC} = V_{OC,N}(1 + k_T \cdot \Delta T)(1 + k_V \cdot \Delta G) \quad (12)$$

onde: k_T é o coeficiente de temperatura e k_V o coeficiente de tensão, que insere uma variação na tensão conforme varia a irradiância, e pode ser encontrado utilizando valores apresentados pelo fabricante, conforme Equação (13).

$$k_V = \frac{\left(\frac{V_{OC,0.2}}{V_{OC,N}} - 1\right)}{1 - 0,2} \quad (13)$$

onde: $V_{OC,0.2}$ é o valor da tensão de circuito aberto nas condições $T=25^{\circ}\text{C}$ e $G=200\text{W}/\text{m}^2$.

- Resultados de simulação

A simulação no Matlab utiliza uma sequência de comandos simples onde inicialmente são encontrados os parâmetros, conforme Equações (9) - (13). Essa primeira simulação considerou a célula policristalina Q6LPT3-G2, a mesma célula utilizada no artigo de referência, facilitando a verificação do funcionamento do algoritmo, pois permite confrontá-lo com os resultados apresentado no referido artigo. A Tabela 2 contém os dados experimentais em condições padrões de teste do módulo fotovoltaico utilizado, assim como outros valores determinados através do equacionamento proposto.

Tabela 2. Valores de referência encontrados na folha de dados do fabricante da célula Q6LPT3-G2 e valores encontrados pela simulação. Fonte: Adaptado de (XIAO, EDWIN, *et al.*, 2013).

Parâmetros experimentais	Valor
Tecnologia	a
Tensão de circuito aberto ($V_{OC,N}$)	0,613 V
Corrente de curto-circuito ($I_{SC,N}$)	8,340 A
Tensão de máxima potência ($V_{MP,N}$)	0,511 V
Corrente de máxima potência ($I_{MP,N}$)	7,83 A
k_I	0,07%/K
k_T	-0,36%/K
k_V^*	-0,0876%/K
a^*	1,4214

*Valores determinados na simulação.

De posse de todos os parâmetros determinados, a simulação é finalizada ao determinar as curvas características $I \times V$ e $P \times V$, utilizando a Equação (5), conforme seguem apresentadas na Figura 21 e Figura 22, respectivamente. Foram traçadas as curvas estimadas pelo modelo assim como aquelas apresentadas na folha de dados do fabricante, nas condições padrões de teste e ($T=25\text{ °C}$, $G=1000\text{ W/m}^2$) e para e ($T=25\text{ °C}$, $G=200\text{ W/m}^2$). É possível observar que as curvas definidas pelo modelo estão bem próximas daquelas apresentadas no datasheet, mas apenas uma análise de erro é capaz de apresentar o quanto essas curvas coincidem.

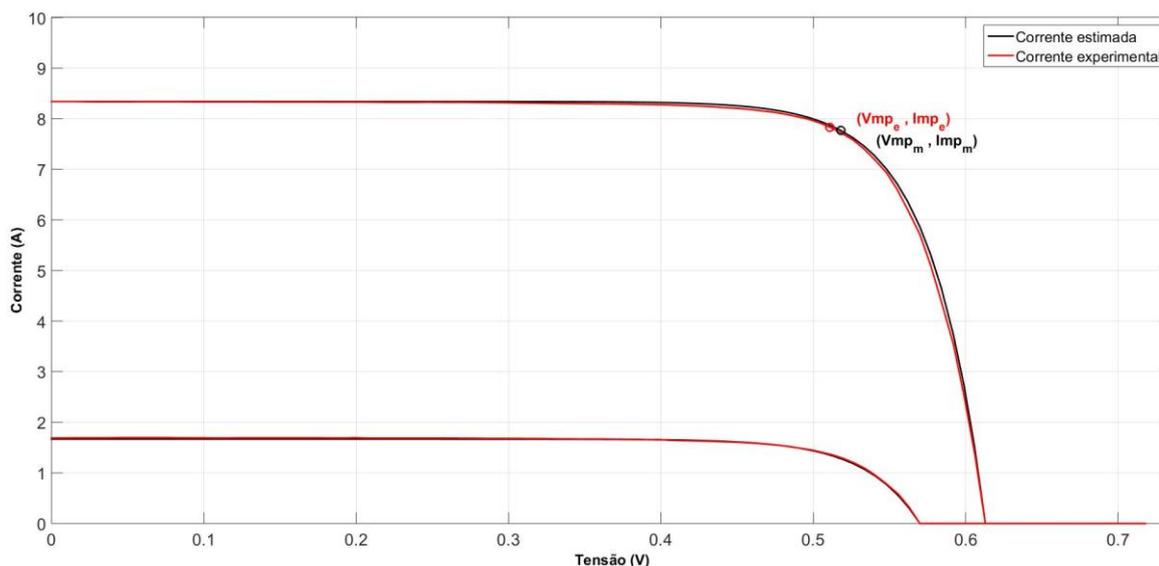


Figura 21. Curvas características $I \times V$, estimadas pela simulação e retiradas do datasheet, para a célula fotovoltaica Q6LPT3-G2 nas condições STC e ($T=25\text{ }^{\circ}\text{C}$, $G=200\text{ W/m}^2$). Fonte: Elaborada pelo autor.

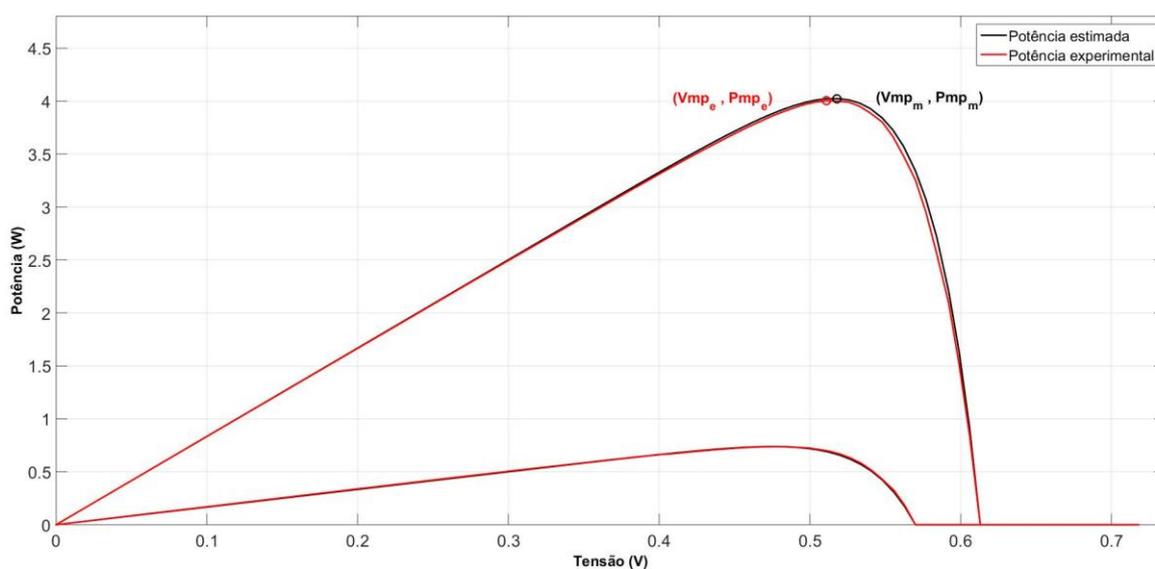


Figura 22. Curvas características $P \times V$, estimadas pela simulação e retiradas do datasheet, para a célula fotovoltaica Q6LPT3-G2 nas condições STC e ($T=25\text{ }^{\circ}\text{C}$, $G=200\text{ W/m}^2$). Fonte: Elaborada pelo autor.

É importante mensurar o quanto as curvas determinadas pela modelagem se aproximam das curvas experimentais apresentadas na folha de dados do fabricante, sendo assim faz-se necessário uma análise de erro para quantificar essa aproximação ponto-a-ponto da curva. Como o fabricante disponibiliza apenas a imagem das curvas características, foi necessário a utilização de um aplicativo que extrai automaticamente os valores referentes a cada ponto da curva, possibilitando realizar as análises ponto-a-ponto. Dessa forma, o aplicativo utilizado foi um software gratuito denominado GraphData, de fácil utilização e boa precisão quando corretamente ajustado. Sua precisão foi testada ao utilizar uma imagem

de um gráfico plotado no Matlab cujos pontos eram previamente conhecidos, os valores estimados pelo aplicativo foram então comparados e verificou-se um erro médio menor que 0,4 %, quando testados 100 pontos.

A resolução escolhida para ambos os gráficos relativos ao valor de potência, experimental e do modelo, foi de 100 pontos, que ponto-a-ponto foram submetidos ao cálculo do erro relativo, conforme equacionamento detalhado na Equação (14). Os valores encontrados foram plotados e seguem ilustrados nos gráficos da Figura 23.

$$Erro_{Relativo}(\%) = 100 \frac{|P_{Experimental} - P_{Estimada}|}{P_{Experimental}} \quad (14)$$

onde: $P_{Experimental}$ é o valor da potência experimental retirada do gráfico do datasheet [W] e $P_{Estimada}$ é o valor da potência estimada pelo modelo [W].

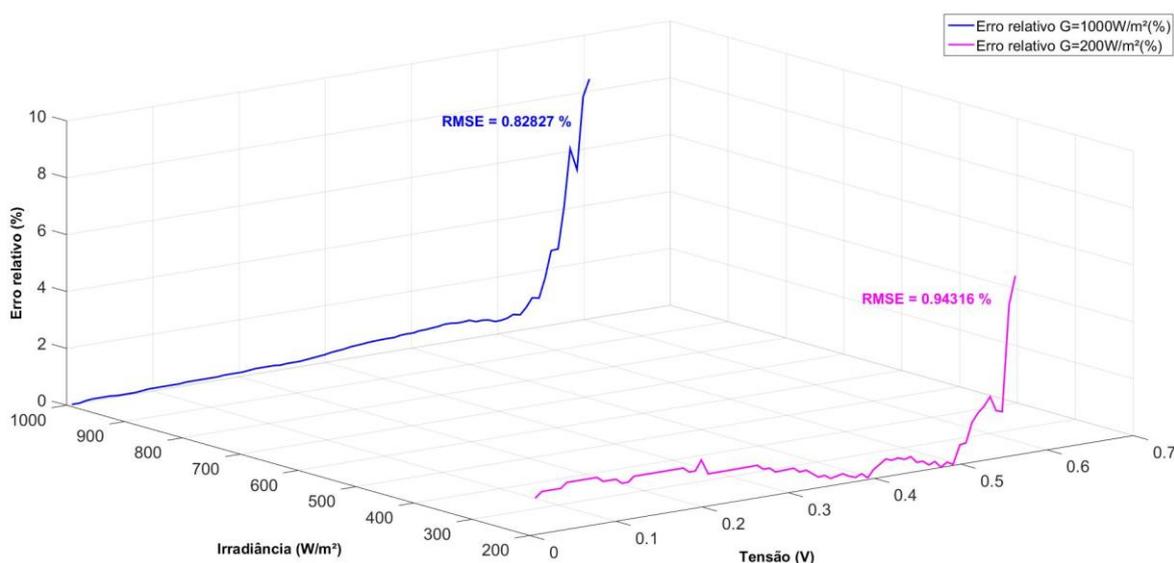


Figura 23. Curvas do erro relativo entre as curvas de potência, apresentada na folha de dados do fabricante e a as curvas estimadas pelo modelo, nas condições STC e ($T=25\text{ }^{\circ}\text{C}$, $G=200\text{ W/m}^2$) para a célula fotovoltaica Q6LPT3-G2. Fonte: Elaborada pelo autor.

Calcular o Erro Médio Quadrático Normalizado (RMSE), conforme detalha a Equação (15), foi a forma encontrada para quantificar as distorções do modelo frente os dados do datasheet para todo o gráfico como um todo.

$$RMSE(\%) = 100 \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (P_{Experimental,i} - P_{Estimada,i})^2}{N}}{P_{MP,N}} \quad (15)$$

onde: N é o número de pontos dos gráficos, para o caso em questão definido em 100 pontos.

Foi possível observar um aumento no RMSE para o modelo quando aplicado a uma irradiância mais baixa, em 200 W/m^2 , porém, essa característica era esperada, pois como foi citado anteriormente, a precisão do modelo tende a cair em situações de baixa irradiância e temperatura, podendo ser corrigido ao implementar o modelo com um outro diodo em paralelo.

Conforme foi apresentado no Capítulo 4, as curvas características são alteradas à medida que se variam os valores de temperatura e irradiância. Esses gráficos também foram plotados e podem ser observados através da consulta às Figura 24 e Figura 25, respectivamente. Através de uma análise visual breve, observa-se que os padrões de mudanças nos referidos gráficos seguem aqueles descritos no tópico 4.3.1.

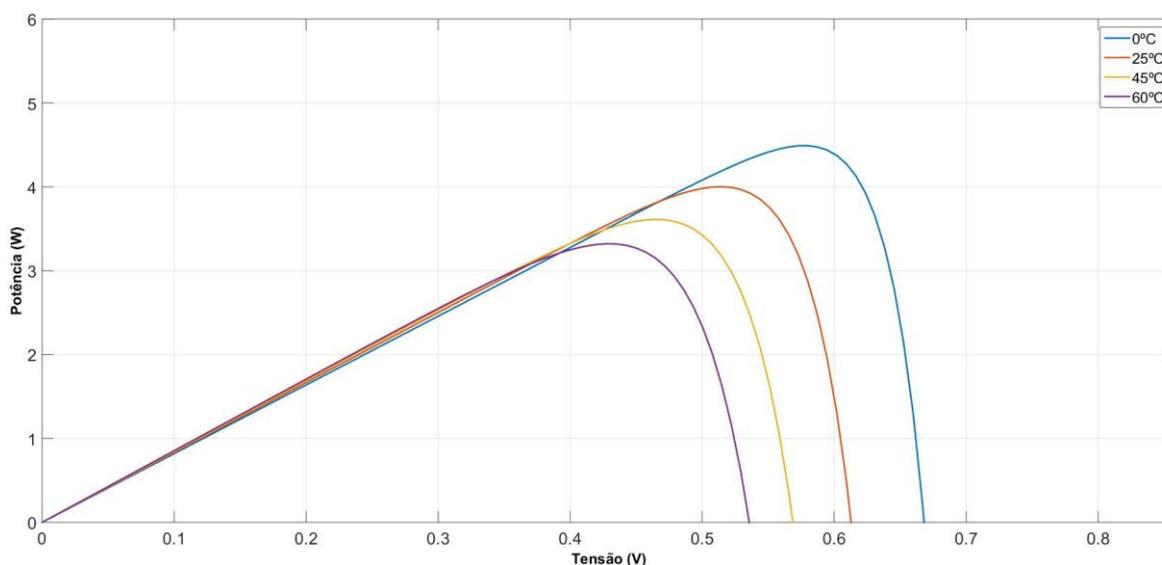


Figura 24. Curvas características $P \times V$ da célula fotovoltaica Q6LPT3-G2 obtidas nas condições de $G=1000\text{W/m}^2$ e temperatura variando, $T=0^\circ\text{C}$, $T=25^\circ\text{C}$, $T=45^\circ\text{C}$ e $T=60^\circ\text{C}$. Fonte: Elaborada pelo autor.

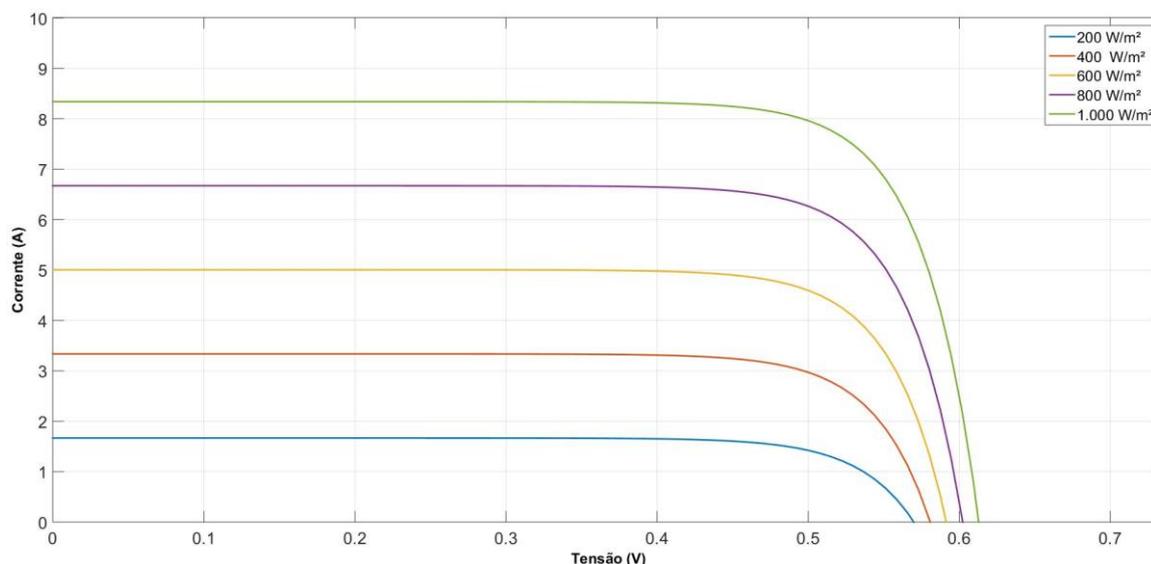


Figura 25. Curvas características $I \times V$ da célula fotovoltaica Q6LPT3-G2 obtidas nas condições de $T=25^\circ\text{C}$, e irradiância variando, $G=1000\text{W/m}^2$, $G=800\text{W/m}^2$, $G=600\text{W/m}^2$, $G=400\text{W/m}^2$, $G=200\text{W/m}^2$. Fonte: Elaborada pelo autor.

5.2.2 METODOLOGIA 2

O segundo estudo tomado como referência foi descrito por (VILLALVA, GAZOLI e FILHO, 2009), que diferentemente da primeira metodologia, esta considera o modelo de diodo único contendo resistências em série e em paralelo, inserindo no equacionamento dois novos parâmetros a serem definidos, e possui a topologia do circuito elétrico apresentada pela Figura 19 e equacionamento conforme Equação (7). A inclusão dessas resistências na modelagem pode ser encarada como a inserção de efeitos físicos reais de perdas que acontecem no processo de conversão da energia da radiação do sol, assim como no transporte dessa energia, e que serão detalhados mais adiante. Porém, apesar de possuírem essa conotação física, esses valores não são fisicamente mensuráveis nos dispositivos.

A determinação dos cinco parâmetros tem início analisando o fator de idealidade, que apesar de não existir consenso, no trabalho proposto por (TSAI, TU e SU, 2008) é descrito que este parâmetro pode ser definido de acordo com a tecnologia e material ao qual é produzida a célula fotovoltaica, variando conforme valores apresentados através da Tabela 3, que também é adotada por (BELLIA, YOUCEF e FATIMA, 2014). Considerando essa premissa, o valor de $a = 1,3$, usado em (VILLALVA, GAZOLI e FILHO, 2009) para uma célula fotovoltaica policristalina, conforme detalhado na Tabela 3, será utilizado no desenvolvimento do algoritmo de teste da metodologia.

Tabela 3. Fator de idealidade para diferentes tecnologias de produção de células fotovoltaicas. Fonte: (TSAI, TU e SU, 2008).

Tecnologia	α
Si-Mono	1,2
Si-Poly	1,3
a-Si:H	1,8
a-Si:H tandem	3,3
a-Si:H triple	5
CdTe	1,5
CIS	1,5
GaAs	1,3

Sabendo que a geração é fortemente afetada pelos níveis de irradiância, e com menos intensidade pela temperatura, a corrente fotogerada é determinada utilizando a Equação (16), que possui grande semelhança com o equacionamento proposto pela metodologia anterior.

$$I_{PV} = (I_{PV,N} + K_I \cdot \Delta T) \frac{G}{G_N} \quad (16)$$

onde: $I_{PV,N}$ é a corrente fotogerada [A] nas condições padrões de teste (STC), que pode ser determinada reescrevendo a Equação (7) nas condições de curto-circuito em STC ($V = 0$; $I = I_{SC,N}$):

$$I_{SC,N} = I_{PV,N} - I_0 \left[\exp \left(\frac{q(R_S \cdot I_{SC,N})}{a \cdot k \cdot T_N} \right) - 1 \right] - \frac{R_S \cdot I_{SC,N}}{R_p} \quad (17)$$

adotando duas aproximações propostas em (VILLALVA, GAZOLI e FILHO, 2009) e (BELLIA, YUCEF e FATIMA, 2014), que descrevem que normalmente o valor de R_S é muito pequeno e de R_p é muito elevado, possibilitando simplificar o equacionamento ao eliminar o penúltimo e último termo da Equação (17), resultando na aproximação apresentada na Equação (18).

$$I_{PV,N} \cong I_{SC,N} \quad (18)$$

O fator de idealidade, já comentado anteriormente, é determinado solucionando a Equação (19).

$$I_0 = I_{0,N} \left(\frac{T_N}{T} \right)^3 \exp \left[\frac{q \cdot E_g}{a \cdot K} \left(\frac{1}{T_N} - \frac{1}{T} \right) \right] \quad (19)$$

onde E_g é a energia de *bandgap* do material semiconductor ($E_g \cong 1,12 \text{ eV}$ para o silício policristalino a 25°C) e $I_{0,N}$ é a corrente de saturação da célula fotovoltaica na condição nominal (25°C), dada pela Equação (20).

$$I_{0,N} = \frac{I_{SC,N}}{\exp \left(\frac{q \cdot V_{OC,N}}{a \cdot k \cdot T_N} \right) - 1} \quad (20)$$

Como descrito em (BELLIA, YUCEF e FATIMA, 2014), a Equação (20) pode ser obtida utilizando a Equação (7) nas condições de circuito aberto em STC ($V = V_{OC,N}$ e $I = 0$). Dessa forma, a Equação (7) pode ser reescrita como:

$$0 = I_{PV,N} - I_{0,N} \left[\exp \left(\frac{q \cdot V_{OC,N}}{a \cdot k \cdot T} \right) - 1 \right] - \frac{V_{OC,N}}{R_p} \quad (21)$$

considerando a aproximação proposta pela Equação (18) e o fato de o valor da resistência paralelo (R_p) ser normalmente muito elevado, o último termo da Equação (21) pode ser eliminado para simplificar o equacionamento, permitindo ser reescrita isolando o termo $I_{0,N}$:

$$I_{0,N} = \frac{I_{SC,N}}{\exp \left(\frac{q \cdot V_{OC,N}}{a \cdot k \cdot T_N} \right) - 1} \quad (22)$$

- Resistência série (R_S) e paralelo (R_P)

Dos cinco parâmetros que são impostos pelo modelo escolhido (a , I_{PV} , I_0 , R_S e R_P), os valores das resistências série (R_S) e paralelo (R_P) possuem difícil solução analítica. O estudo apresentado por (CHIN, SALAM e ISHAQUE, 2015) lista uma série de outros estudos que possuem diferentes soluções para determinação desses parâmetros, descrevendo que a solução analítica, apesar de possível, é bastante complexa e utiliza dados experimentais encontrados na folha de dados do equipamento. Dois outros métodos citados são fundamentados no efeito causado na curva característica P x V quando são alterados os valores de R_S e R_P , ilustrados através da Figura 26. É possível observar que a inclinação da

curva varia tanto na região entre os pontos de curto-circuito e máxima potência quanto na região entre os pontos de circuito aberto e de máxima potência, alterando também a posição do ponto de máxima potência da curva. Dessa forma, uma das técnicas citadas faz variar separadamente os valores de R_S e R_P até que a curva obtida graficamente se encaixe na curva experimental, que nem sempre é disponibilizada pelo fabricante do módulo fotovoltaico.

Uma segunda forma de aproveitar o comportamento provocado na curva característica $P \times V$ ao variar os valores de R_S e R_P é fazer com que eles variem de forma conjunta, possibilitando que sejam geradas inúmeras curvas, porém, apenas uma delas passará com derivada nula no ponto de máxima potência experimental informado pelo fabricante (VILLALVA, GAZOLI e FILHO, 2009) e (BELLIA, YOUCEF e FATIMA, 2014). Ou seja, existe um único par R_S e R_P que satisfazem a condição de que a potência máxima matemática encontrada no modelo ($P_{MAX,M}$) é igual a potência máxima experimental ($P_{MAX,E}$) informada pelo fabricante, conforme Equação (23).

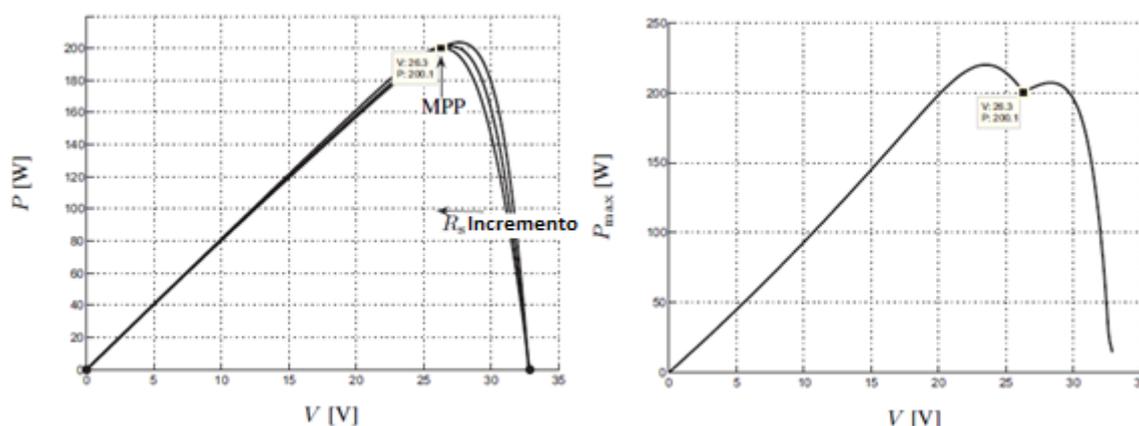


Figura 26. Efeito na curva característica $P \times V$ de um módulo fotovoltaico causado para diferentes valores de R_S e R_P . Fonte: Adaptado de (VILLALVA, GAZOLI e FILHO, 2009).

$$P_{MAX,M} = P_{MAX,E} \quad (23)$$

a Equação (23) também pode ser reescrita como:

$$P_{MAX,M} = V_{MP,E} \cdot I_{MP,E} \quad (24)$$

substituindo a Equação (7) na Equação (24), nas condições de ($V = V_{MP,E}$ e $I = I_{MP,E}$):

$$P_{MAX,E} = V_{MP,E} \left\{ I_{PV} - I_0 \left[\exp \left(\frac{q(V_{MP,E} + R_S \cdot I_{MP,E})}{a \cdot k \cdot T} \right) - 1 \right] - \frac{V_{MP,E} + R_S \cdot I_{MP,E}}{R_p} \right\} = P_{MAX,M} \quad (25)$$

isolando o termo de R_p , na Equação (25):

$$R_p = \frac{V_{MP,E} + R_S \cdot I_{MP,E}}{I_{PV} - I_0 \left[\exp \left(\frac{q(V_{MP,E} + R_S \cdot I_{MP,E})}{a \cdot k \cdot T} \right) - 1 \right] - \frac{P_{MAX,E}}{V_{MP,E}}} \quad (26)$$

é obtida uma equação para R_p que é dependente de R_S . Não sendo possível uma solução analítica simples, deve-se caminhar para uma solução numérica. A estratégia consiste em utilizar toda a formulação matemática proposta até aqui para elaborar uma rotina computacional capaz de encontrar o par R_S e R_p que atendem a igualdade da Equação (23).

Dos cinco parâmetros necessários para caracterizar o módulo fotovoltaico apenas R_S e R_p faltam ser determinados. Diferentemente dos demais parâmetros que foram determinados analiticamente utilizando algumas aproximações, ou fixados através de convenções, estes últimos serão determinados utilizando uma rotina numérica, uma vez que, como pode ser observado através da Equação (26), existe uma única equação para que sejam determinadas duas incógnitas.

A rotina utilizada na simulação computacional pode ser melhor entendida consultando o fluxograma ilustrado pela Figura 27.

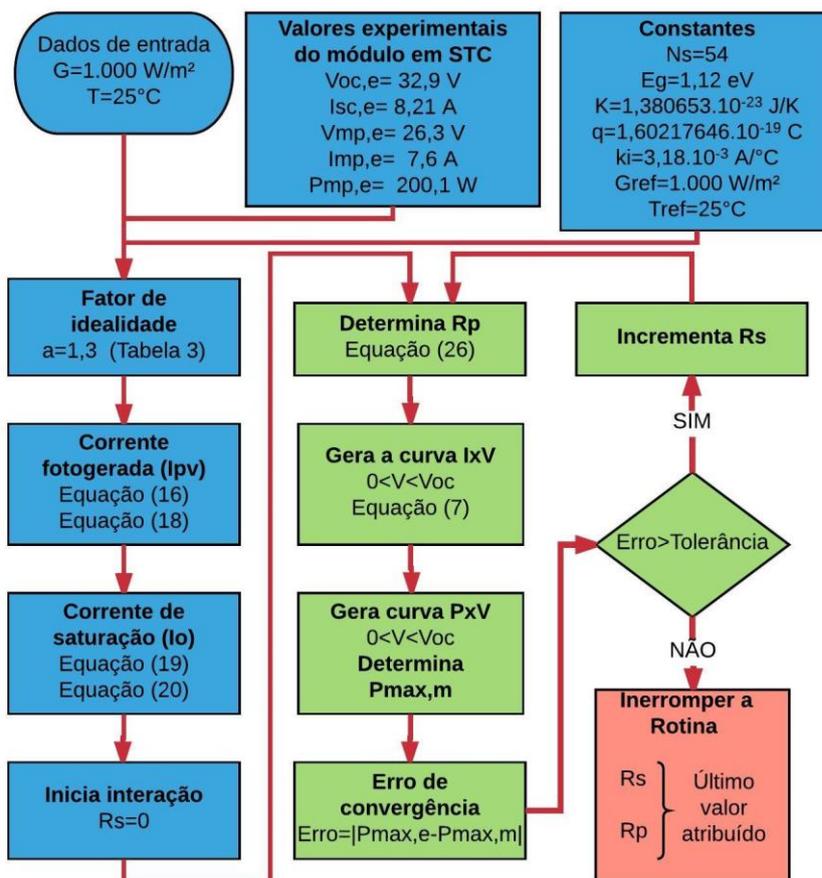


Figura 27. Fluxograma da rotina computacional para determinação dos parâmetros R_S e R_P do modelo de um módulo fotovoltaico.

A etapa inicial consiste em alimentar a rotina com os valores das constantes utilizadas no equacionamento apresentado anteriormente e com os valores experimentais que são fornecidos pelo fabricante do módulo fotovoltaico. É importante entender que os dados experimentais disponibilizados pelo fabricante são geralmente obtidos através de ensaios realizados nas condições padrões de teste (STC), irradiância igual a 1.000 W/m^2 e da temperatura igual a 25°C . Dessa forma, é possível concluir que a irradiância e temperatura são os únicos dados de entrada presentes no equacionamento da caracterização do módulo fotovoltaico e que para fins da determinação dos parâmetros R_S e R_P deverão ser considerados valores de temperatura e irradiância constantes e iguais a 25°C e 1.000 W/m^2 , respectivamente.

A rotina computacional tem continuidade ao serem determinados os valores da corrente fotogerada (I_{PV}) e da corrente de saturação (I_0), dados pela Equação (16) e Equação (19), respectivamente. Com todos os parâmetros bem definidos, tem início o processo iterativo:

- O valor da resistência série é iniciado em $R_S = 0$, permitindo que seja calculado um valor para R_P correspondente através da Equação (26);
- Com o par (R_S, R_P) é possível definir a corrente para todos os valores de tensão entre $0 \leq V \leq V_{OC}$, usando a Equação (7), através do método de Newton-Raphson, por necessitar de solução numérica e, conseqüentemente, definir a curva característica $V \times P$;
- Conforme estratégia definida pela Equação (23), o ponto de máxima potência matemático $(P_{MP,M})$ da curva característica $P \times V$ é identificado $(V_{MP,M}; I_{MP,M})$ para verificar sua convergência para o ponto de máxima potência experimental $(P_{MP,E})$, definido pelo fabricante do módulo fotovoltaico $(V_{MP,E}; I_{MP,E})$. Caso a convergência não seja identificada, através de um erro mínimo de proximidade aceitável, conforme ilustrado pela Figura 28, o valor de R_S é incrementado para gerar um novo valor equivalente para R_P , repetindo o processo até que exista a convergência dos pontos de máxima potência. Observada a convergência, a rotina é interrompida e os valores de R_S e R_P que geraram a convergência, entre os pontos de máxima potência matemático e experimental, são definidos como sendo os valores das resistências em série e em paralelo do módulo fotovoltaico estudado.

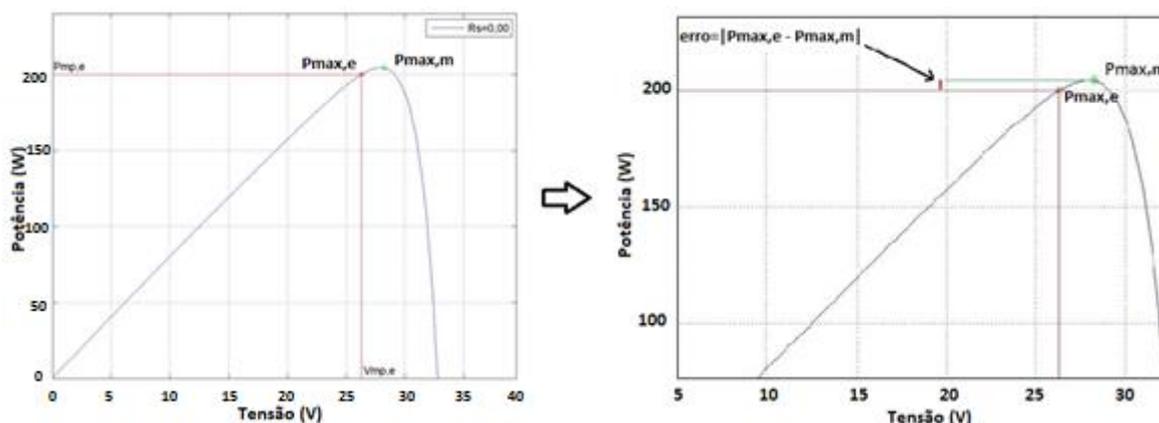


Figura 28. Ilustração do erro de potências quanto à convergência do método iterativo. Fonte: Elaborada pelo autor.

Para o desenvolvimento da rotina computacional e realização de análises preliminares, foi escolhido o mesmo módulo fotovoltaico utilizado em (VILLALVA, GAZOLI e FILHO, 2009), o KC200GT da fabricante Kyocera, com parâmetros disponibilizados na folha de dados conforme Tabela 4.

Tabela 4. Valores de referência encontrados na folha de dados do fabricante da célula KC200GT da fabricante Kyocera: Adaptado de (KYOCERA).

Parâmetros experimentais	Valor
Tensão de circuito aberto ($V_{OC,N}$)	32,9 V
Corrente de curto-circuito ($I_{SC,N}$)	8,21 A
Tensão de máxima potência ($V_{MP,N}$)	26,3 V
Corrente de máxima potência ($I_{MP,N}$)	7,61 A
k_I	0,00327 A/K
k_T	-0,1230 V/K
N_S	54

Utilizando a metodologia proposta, através de simulações realizadas no software Matlab, foi possível determinar os cinco parâmetros do modelo do diodo único com resistências em série e em paralelo (a , I_{PV} , I_0 , R_S e R_P) para o módulo fotovoltaico escolhido, possibilitando comparar os resultados obtidos com aqueles apresentados no estudo de (VILLALVA, GAZOLI e FILHO, 2009), conforme seguem apresentados na Tabela 5.

Tabela 5. Tabela comparativa entre os valores dos parâmetros obtidos através de rotina computacional no Matlab e os valores apresentados por (VILLALVA, GAZOLI e FILHO, 2009) para o mesmo módulo fotovoltaico.

Parâmetros	Rotina própria	(VILLALVA, GAZOLI e FILHO, 2009)	Erro
a	1,3	1,3	0
I_{PV}	8,210 A	8,214 A	0,05 %
$I_{0,N}$	$9,8002 \cdot 10^{-8}$ A	$9,825 \cdot 10^{-8}$ A	0,25 %
R_S	0,218 Ω	0,221 Ω	1,35 %
R_P	378,5 Ω	415,405 Ω	8,88 %

O único parâmetro que apresentou erro considerável foi o valor da resistência paralelo, porém foi observado que ajustes no passo de discretização das curvas e do limite do erro aceito para encerrar a rotina recursiva provocam variações consideráveis no valor de R_P .

É demonstrado através da Figura 29 o comportamento das curvas características para diferentes valores de resistência, sendo possível constatar que a metodologia proposta, através de uma rotina recursiva, obriga que todas as curvas passem pelo ponto de máxima potência experimental, porém, apenas um par (R_S , R_P) é capaz de gerar uma curva de potência que passa pelo ponto de máxima potência experimental com derivada igual zero.

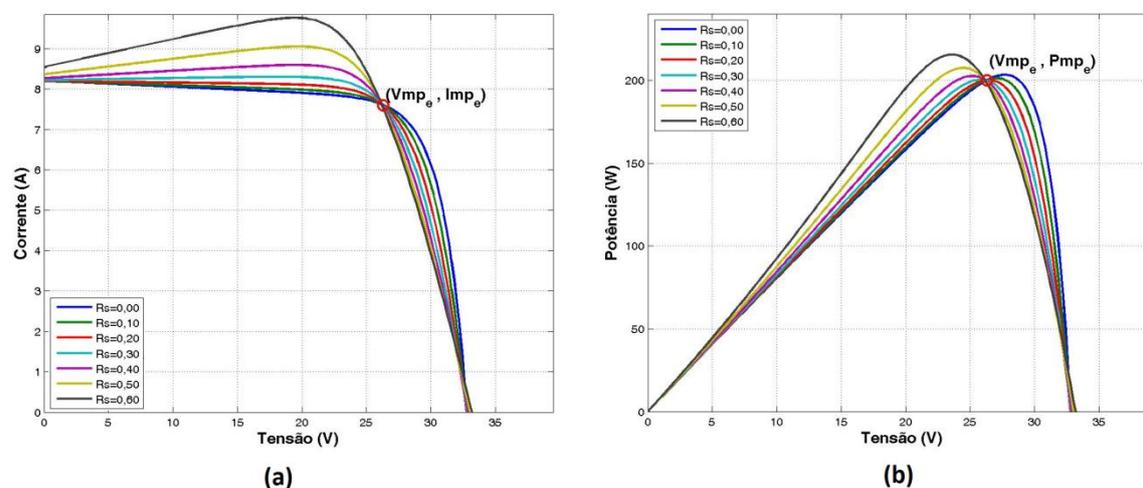


Figura 29. Curvas características do módulo fotovoltaico obtidas nas condições STC para diferentes valores de resistência; (a) curva $V \times I$; (b) Curva $V \times P$. Fonte: Elaborada pelo autor.

A Figura 30 ilustra a variação dos valores no ponto de máxima potência à medida que a rotina avança incrementando o valor de R_S e conseqüentemente R_P . É possível observar que existe um ponto de mínimo, com derivada nula, que se aproxima do valor da potência máxima experimental informada pelo fabricante do módulo, sendo esse o ponto de convergência que deve ser observado como critério de parada da rotina de simulação.

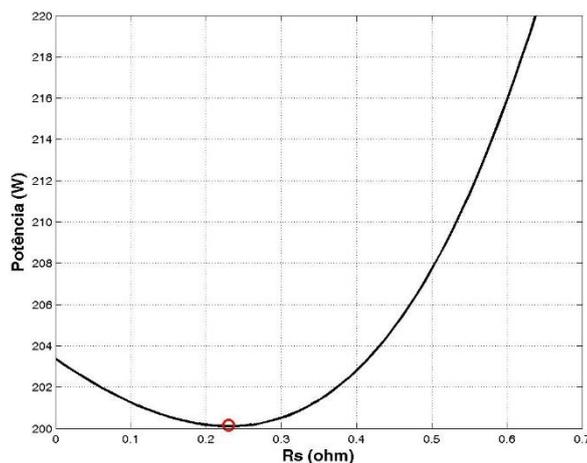


Figura 30. Gráfico do comportamento do ponto de máxima potência da curva característica $V \times P$ para o módulo fotovoltaico KC200GT nas condições STC para diferentes valores de pares (R_S, R_P) . Fonte: Elaborada pelo autor.

Determinados todos os parâmetros, foi possível gerar as curvas características para o módulo fotovoltaico estudado. As primeiras curvas características obtidas foram as curvas $I \times V$ e $P \times V$ determinadas pelo algoritmo juntas às curvas experimentais disponíveis na folha de dados, ambas para as condições padrões de teste ($G = 1.000 \text{ W/m}^2$ e $T = 25^\circ\text{C}$) e ($G = 200 \text{ W/m}^2$ e $T = 25^\circ\text{C}$), conforme apresentadas na Figura 31 e Figura 32 respectivamente.

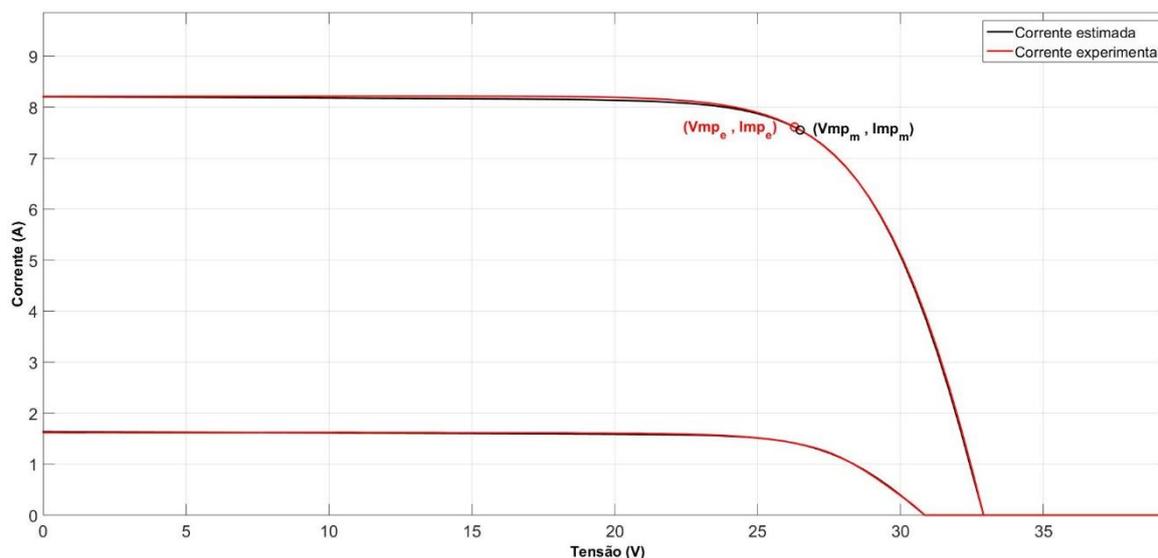


Figura 31. Curvas características $I \times V$, estimadas pela simulação e retiradas do datasheet, para o módulo fotovoltaico KC200GT nas condições STC e ($T=25^\circ\text{C}$, $G=200 \text{ W/m}^2$). Fonte: Elaborada pelo autor.

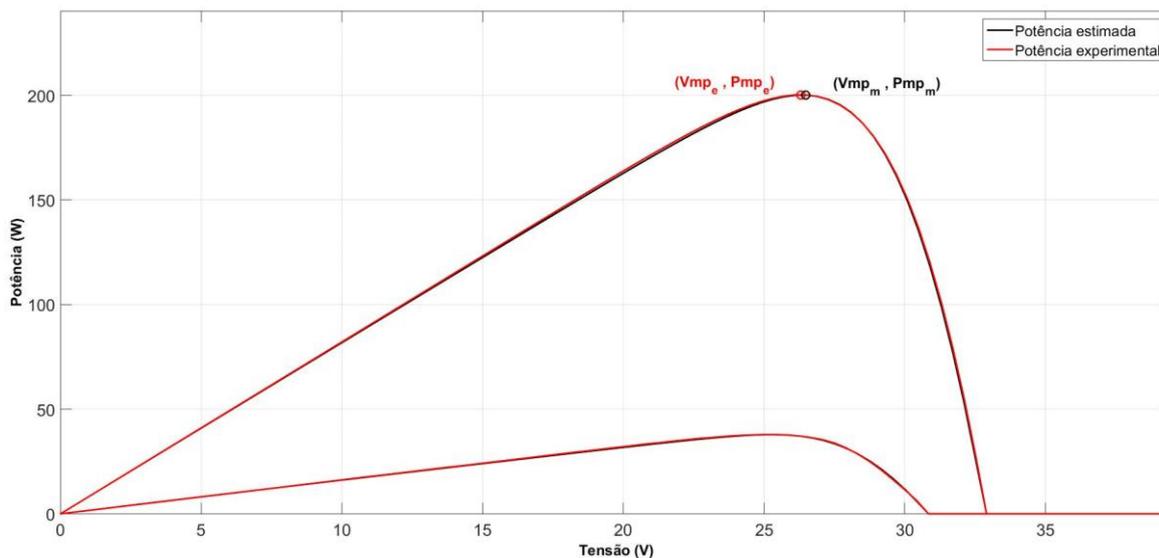


Figura 32. Curvas características $P \times V$, estimadas pela simulação e retiradas do datasheet, para o módulo fotovoltaico KC200GT nas condições STC e ($T=25\text{ }^{\circ}\text{C}$, $G=200\text{ W/m}^2$). Fonte: Elaborada pelo autor.

Observa-se que os formatos das curvas seguem o padrão esperado para um módulo fotovoltaico. Também foi verificado que os valores nos pontos de circuito aberto, curto-circuito e máxima potência, no gráfico obtido através da rotina computacional, passam exatamente nos respectivos pontos experimentais definidos na folha de dados do fabricante. As validações dos resultados encontrados podem ser realizadas através de uma análise de erro capaz de mensurar a proximidade entre as curvas geradas pelo modelo e as curvas experimentais disponibilizadas na folha de dados, e seguem apresentadas na Figura 33.

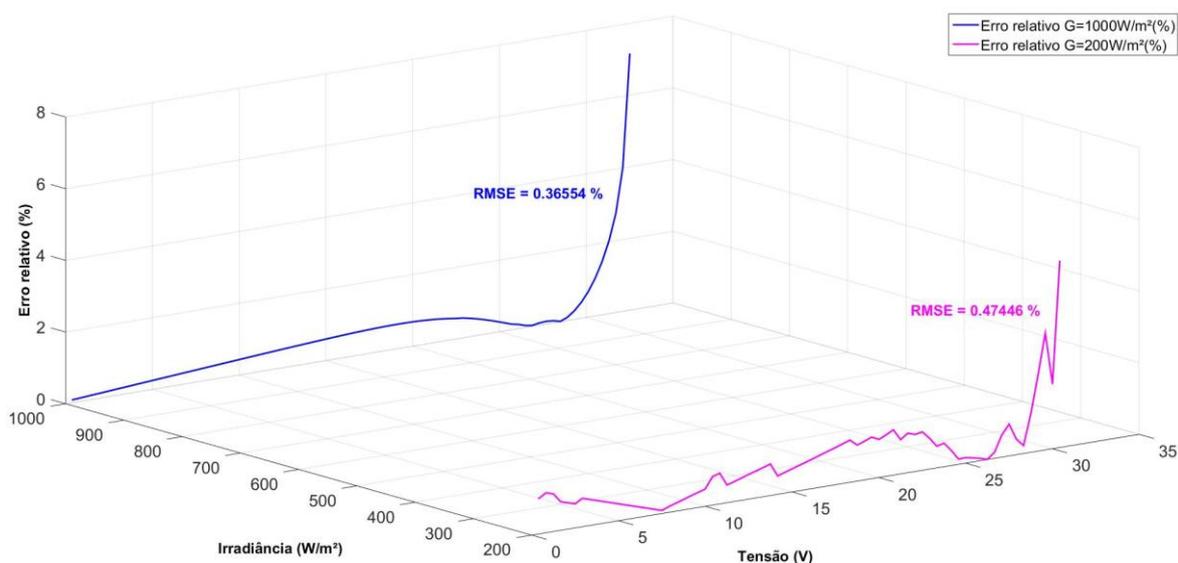


Figura 33. Curvas do erro relativo entre as curvas de potência, apresentada na folha de dados do fabricante e as curvas estimadas pelo modelo, nas condições STC e ($T=25\text{ }^{\circ}\text{C}$, $G=200\text{ W/m}^2$) para o módulo fotovoltaico KC200GT. Fonte: Elaborada pelo autor.

A metodologia proposta, apesar de possuir solução relativamente simples, apresenta uma aproximação muito boa dos seus resultados quando comparados aos dados experimentais disponibilizados pelo fabricante. É possível observar, claramente, uma melhora da aproximação em relação à primeira metodologia apresentada, demonstrando-se mais robusta.

Para que a modelagem seja considerada completa foi determinado o comportamento do módulo fotovoltaico para diferentes valores de temperatura e irradiância de forma isolada, conforme apresentados nas Figura 34 e Figura 35, respectivamente.

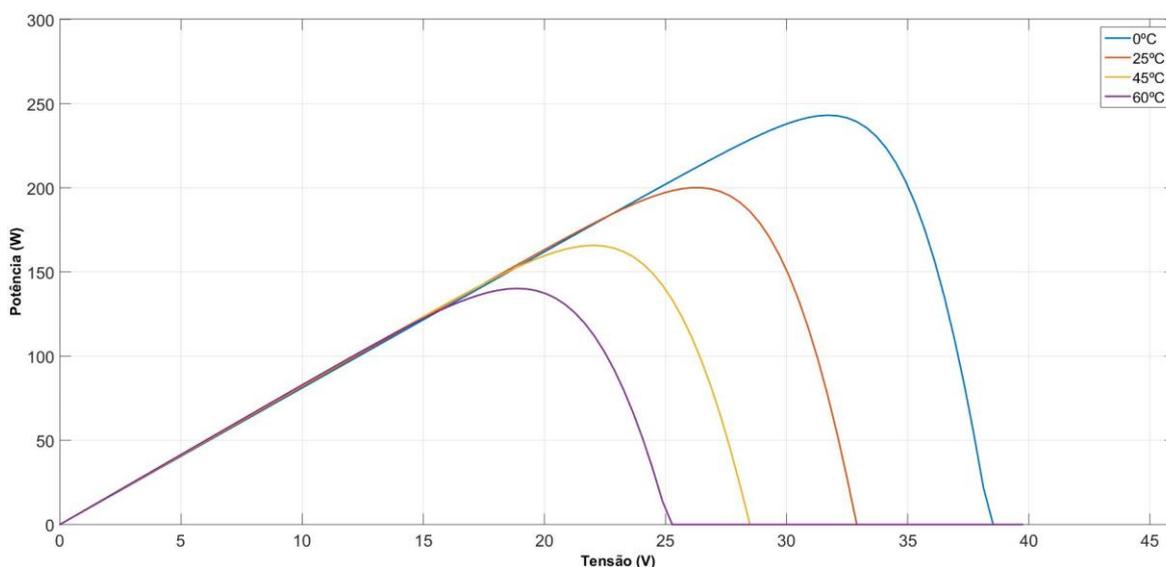


Figura 34. Curvas características $P \times V$ do módulo fotovoltaico KC200GT obtidas para diferentes valores de temperatura. Fonte: Elaborada pelo autor.

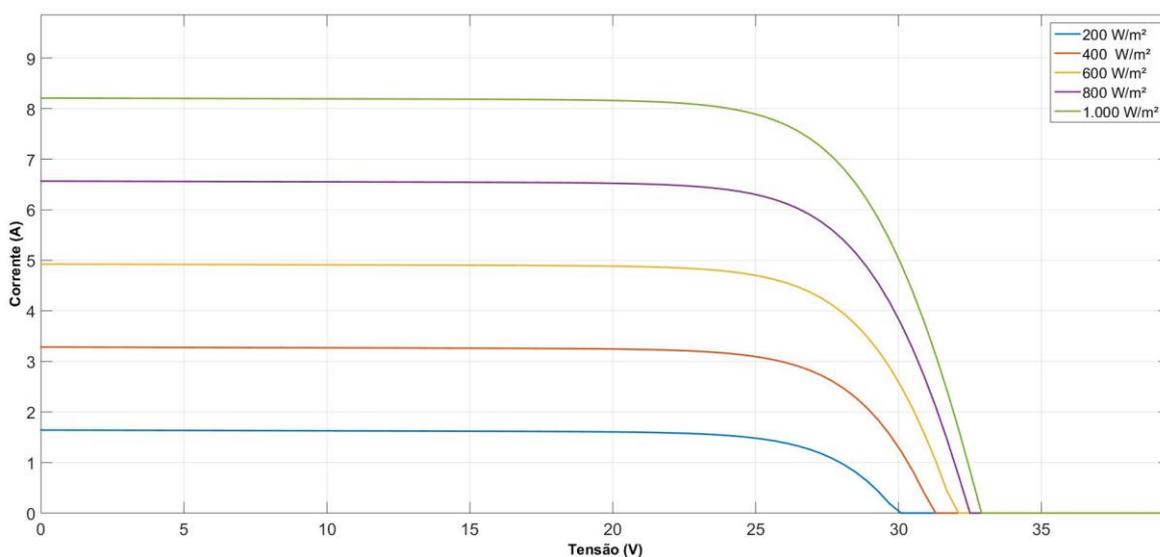


Figura 35. Curvas características $I \times V$ do módulo fotovoltaico KC200GT obtidas para diferentes valores de irradiância. Fonte: Elaborada pelo autor.

5.2.3 METODOLOGIA 3

Dando continuidade às análises de metodologias propostas encontradas na literatura que se baseiam nos dados das células fotovoltaicas disponibilizadas pelos fabricantes na folha de dados, o artigo selecionado para servir de base para realizar essa análise é apresentado por (DEZSO SERA, 2007). Esse modelo, contendo um diodo e resistência série e paralelo foi demonstrado na Figura 19 e possui 5 parâmetros, (a , I_{PV} , I_0 , R_S e R_P). Partindo da Equação (7), através de análises nos pontos de máxima potência, curto-circuito e circuito aberto que são conhecidos, o autor chega as equações que seguem:

$$I_0 = \left(I_{SC,N} - \frac{V_{OC,N} - I_{SC,N} \cdot R_S}{R_P} \right) \exp \left(- \frac{q \cdot V_{OC,N}}{N_S \cdot k \cdot a \cdot T} \right) \quad (27)$$

$$I_{PV} = I_0 \cdot \exp \left(\frac{q \cdot V_{OC,N}}{N_S \cdot k \cdot a \cdot T} \right) + \frac{V_{OC,N}}{R_P} \quad (28)$$

Sabendo que o comportamento da célula fotovoltaica é afetado com os níveis de irradiância e temperatura, essas equações são, então, incrementadas isoladamente.

Considerando os níveis de irradiância:

$$I_0(G) = \left(I_{SC}(G) - \frac{V_{OC}(G) - I_{SC}(G) \cdot R_S}{R_P} \right) \exp \left(- \frac{q \cdot V_{OC}(G)}{N_S \cdot k \cdot a \cdot T} \right) \quad (29)$$

onde;

$$V_{OC}(G) = \ln \left(\frac{I_{PV}(G) \cdot R_P - V_{OC}(G)}{I_0 \cdot R_P} \right) \frac{q}{N_S \cdot k \cdot a \cdot T} \quad (30)$$

$$I_{SC}(G) = I_{SC} \cdot G \quad (31)$$

e;

$$I_{PV}(G) = I_{PV} \cdot G \quad (32)$$

Considerando os níveis de temperatura:

$$I_0(T) = \left(I_{SC}(T) - \frac{V_{OC}(T) - I_{SC}(T) \cdot R_S}{R_P} \right) \cdot \exp\left(-\frac{q \cdot V_{OC}(T)}{N_S \cdot k \cdot a \cdot T}\right) \quad (33)$$

onde;

$$V_{OC}(T) = V_{OC,N} + k_V \cdot \Delta T \quad (34)$$

$$I_{SC}(T) = I_{SC,N} \left(1 + \frac{k_I \cdot \Delta T}{100} \right) \quad (35)$$

e;

$$I_{PV}(T) = I_0(T) \cdot \exp\left(\frac{q \cdot V_{OC}(T)}{N_S \cdot k \cdot a \cdot T}\right) + \frac{V_{OC}(T)}{R_P} \quad (36)$$

Com os valores da corrente fotogerada e corrente de saturação já definidos pelo equacionamento até aqui apresentado, restam três parâmetros, incógnitas, a serem encontrados, necessitando então de três equações. A primeira é definida considerando a Equação (7) no ponto de máxima potência, resultando em:

$$I_{MP,N} = I_{SC} - \frac{V_{MP,N} + I_{MP,N} \cdot R_S - I_{SC} \cdot R_S}{R_P} - \left(I_{SC,N} - \frac{V_{OC} - I_{SC} \cdot R_S}{R_P} \right) \exp\left(\frac{q \cdot (V_{MP,N} + I_{MP,N} \cdot R_S - V_{OC})}{N_S \cdot k \cdot a \cdot T}\right) \quad (37)$$

logo, serão necessárias duas novas equações. São feitas então duas considerações, a primeira delas pode ser entendida que a inclinação da curva de corrente na região de curto circuito é dada pelo inverso da resistência paralelo.

$$\left. \frac{dI}{dV} \right|_{I=I_{SC,N}} = -\frac{1}{R_P} \quad (38)$$

a segunda consideração lembra que a derivada da curva de potência no ponto de máxima potência é nula.

$$\left. \frac{dP}{dV} \right|_{\substack{I=I_{MP,N} \\ P=P_{MP,N}}} = 0 \quad (39)$$

Essas duas considerações resultam em duas novas equações: Equação (40) e Equação (41), respectivamente.

$$-\frac{1}{R_P} = \frac{\frac{(I_{SC} \cdot R_P - V_{OC} + I_{SC} \cdot R_S) \exp\left(\frac{q \cdot (I_{SC} \cdot R_S - V_{OC})}{N_S \cdot k \cdot a \cdot T}\right)}{\frac{q \cdot R_P}{N_S \cdot k \cdot a \cdot T}} - \frac{1}{R_P}}{1 + \frac{(I_{SC} \cdot R_P - V_{OC,N} + I_{SC} \cdot R_S) \exp\left(\frac{q \cdot (I_{SC} \cdot R_S - V_{OC})}{N_S \cdot k \cdot a \cdot T}\right)}{\frac{q \cdot R_P}{N_S \cdot k \cdot a \cdot T}} + \frac{R_S}{R_P}} \quad (40)$$

$$0 = I_{PM,N} + V_{MP,N} \frac{\frac{(I_{SC} \cdot R_P - V_{OC} + I_{SC} \cdot R_S) \exp\left(\frac{q \cdot (V_{MP,N} + I_{MP,N} \cdot R_S - V_{OC})}{N_S \cdot k \cdot a \cdot T}\right)}{\frac{q \cdot R_P}{N_S \cdot k \cdot a \cdot T}} - \frac{1}{R_P}}{1 + \frac{(I_{SC} \cdot R_P - V_{OC} + I_{SC} \cdot R_S) \exp\left(\frac{q \cdot (V_{MP,N} + I_{MP,N} \cdot R_S - V_{OC})}{N_S \cdot k \cdot a \cdot T}\right)}{\frac{q \cdot R_P}{N_S \cdot k \cdot a \cdot T}} + \frac{R_S}{R_P}} \quad (41)$$

As três equações são agora suficientes para determinar os três últimos parâmetros, (a , R_S e R_P), porém são equações não lineares e transcendentais, que não possuem solução analítica e necessitam de solução numérica, o que torna o método mais complexo que aquele apresentado anteriormente. O autor sugere a adoção dos métodos numéricos de Newton-Raphson ou da Bisseção, este último foi escolhido para implementar o algoritmo por ser mais simples e não ser necessário realizar o cálculo da derivada para cada interação feita, o que demandaria um esforço computacional ainda maior, apesar de convergir mais lentamente.

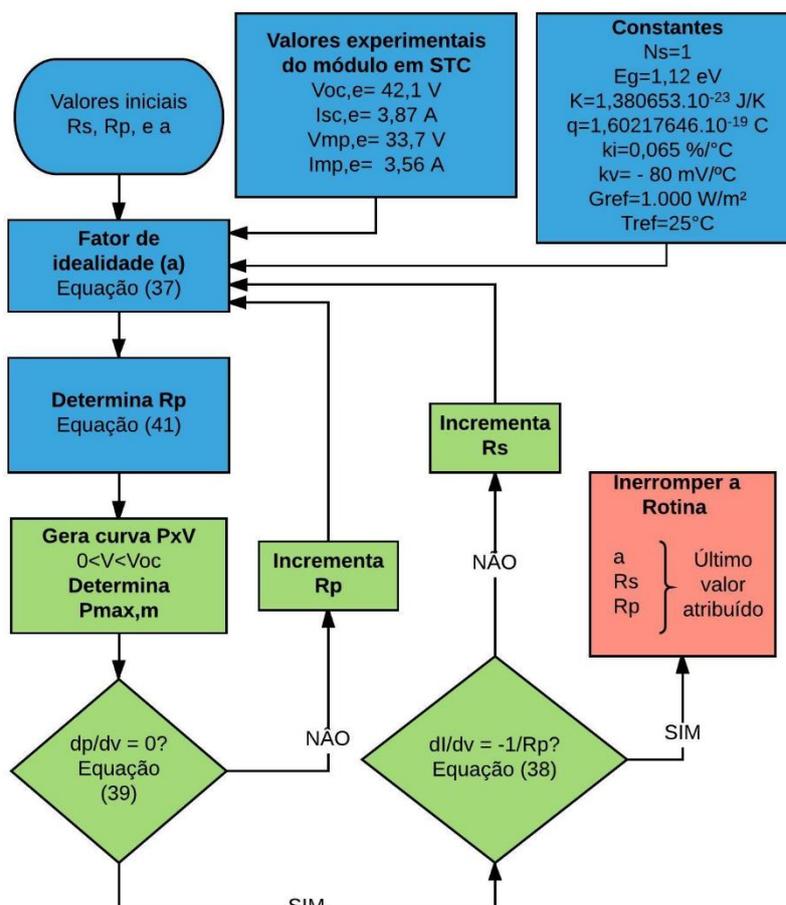


Figura 36. Fluxograma da rotina computacional para determinação dos parâmetros. Fonte: (DEZSO SERA, 2007).

Através da Figura 36, é possível ter uma visão esquemática do passo a passo da rotina computacional utilizada, onde se adota um valor inicial para os parâmetros, que alimentam um método numérico iterativo. Inicialmente calcula-se o valor do fator de idealidade através da Equação (37). O próximo passo consiste em solucionar a Equação (41) para determinar o valor da resistência paralelo, permitindo que seja realizado o primeiro teste, que se embasa em verificar se a curva de potência passa no ponto de máxima potência experimental, definido na folha de dados, com derivada nula. Caso isso não aconteça, um novo valor da resistência paralela é então definido e esse primeiro enlace é repetido até que esse critério seja atendido. Sendo assim, é verificada a segunda condição: se a inclinação da curva de corrente no ponto de curto-circuito experimental, conforme datasheet, possui inclinação igual ao inverso da resistência paralela. Caso isso não aconteça, é definido um novo valor de resistência série e o processo se repete, finalizando apenas quando essas duas condições são verificadas, retornando então os valores de cada parâmetro.

Desenvolver um algoritmo baseado na metodologia proposta foi bastante desafiador, uma vez que existiam vários ajustes que possuem grande sensibilidade. Uma das maiores dificuldades encontradas foi conseguir realizar a superposição das equações quando a temperatura e irradiância apresentavam valores diferentes daqueles de STC.

- Resultados de simulação

A primeira simulação para esse modelo considerou o módulo policristalino BP-MSZ 120 produzido pela British Petrol, o mesmo módulo utilizado no artigo de referência, facilitando a verificação do funcionamento do algoritmo, pois permite confrontá-lo com os resultados apresentado no referido artigo. A Tabela 6 contém os dados experimentais em condições padrões de teste do módulo fotovoltaico utilizado. Os valores dos parâmetros obtidos na rotina proposta através do equacionamento apresentado seguem listados na Tabela 7, que também contém os valores dos parâmetros encontrados pelo autor no estudo de referência.

Tabela 6. Valores de referência encontrados na folha de dados do fabricante do módulo BP-MSZ 120 e valores encontrados pela simulação.

Parâmetros experimentais	Valor
Tensão de circuito aberto ($V_{OC,N}$)	42,10 V
Corrente de curto-circuito ($I_{SC,N}$)	3,87 A
Tensão de máxima potência ($V_{MP,N}$)	33,7 V
Corrente de máxima potência ($I_{MP,N}$)	3,56 A
k_I	(0,065±0,015)%/°C
k_V	-(80±10)mV/°C

Tabela 7. Tabela comparativa entre os valores dos parâmetros obtidos através de rotina computacional no Matlab e os valores apresentados por (DEZSO SERA, 2007) para o mesmo módulo fotovoltaico.

Parâmetros	Rotina própria	(DEZSO SERA, 2007)	Erro
a	1,4214	1,397	1,7%
R_S	0,52 Ω	0,47 Ω	10,6 %
R_P	1.487 Ω	1365 Ω	8,9 %

Apesar dos parâmetros encontrados serem diferentes daqueles descritos na referência o método convergiu de maneira satisfatória. De posse de todos os parâmetros determinados, a simulação é finalizada ao determinar as curvas características $I \times V$ e $P \times V$, utilizando a Equação (7), conforme seguem apresentadas na Figura 37 e Figura 38 Figura 22, respectivamente. Foram traçadas as curvas definidas pelo modelo assim como aquelas apresentadas na folha de dados do fabricante nas condições padrões de teste e ($T=25\text{ }^\circ\text{C}$, $G=1000\text{ W/m}^2$) e para e ($T=25\text{ }^\circ\text{C}$, $G=200\text{ W/m}^2$). Através de uma análise visual entre gráficos plotados pelo modelo e aqueles disponíveis na folha de dados do fabricante, verifica-se que existe uma boa aproximação entre as curvas, de tal sorte que foi elaborado uma análise de erro, ponto a ponto das curvas, para quantificar quão próximas elas estão.

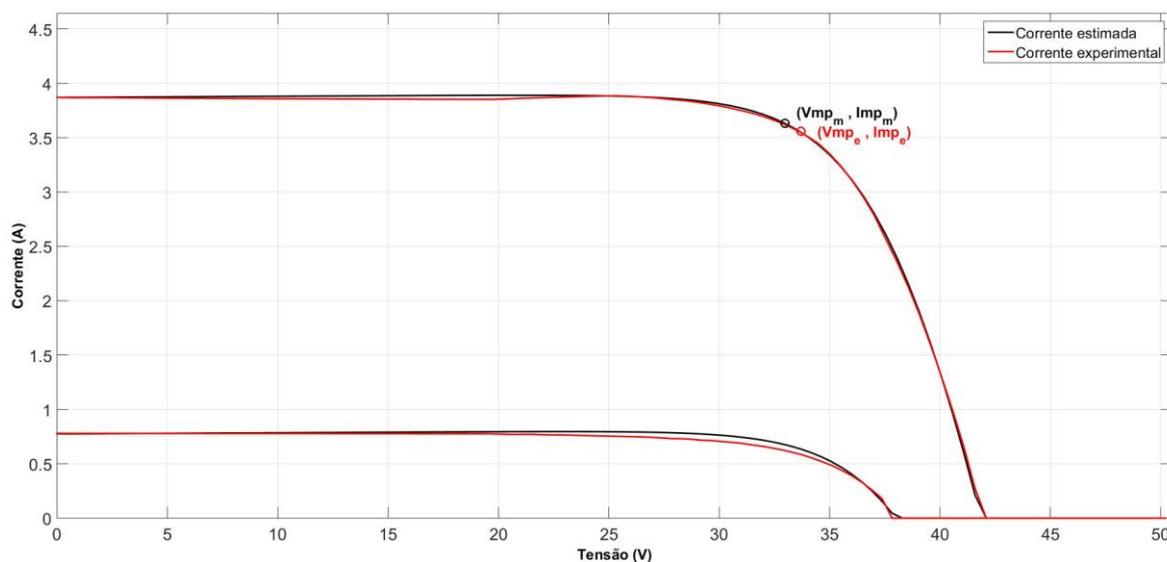


Figura 37. Curvas características $I \times V$, estimadas pela simulação e retiradas do datasheet, para o módulo fotovoltaico BP-MSZ 120 nas condições STC e ($T=25\text{ }^\circ\text{C}$, $G=200\text{ W/m}^2$). Fonte: Elaborada pelo autor.

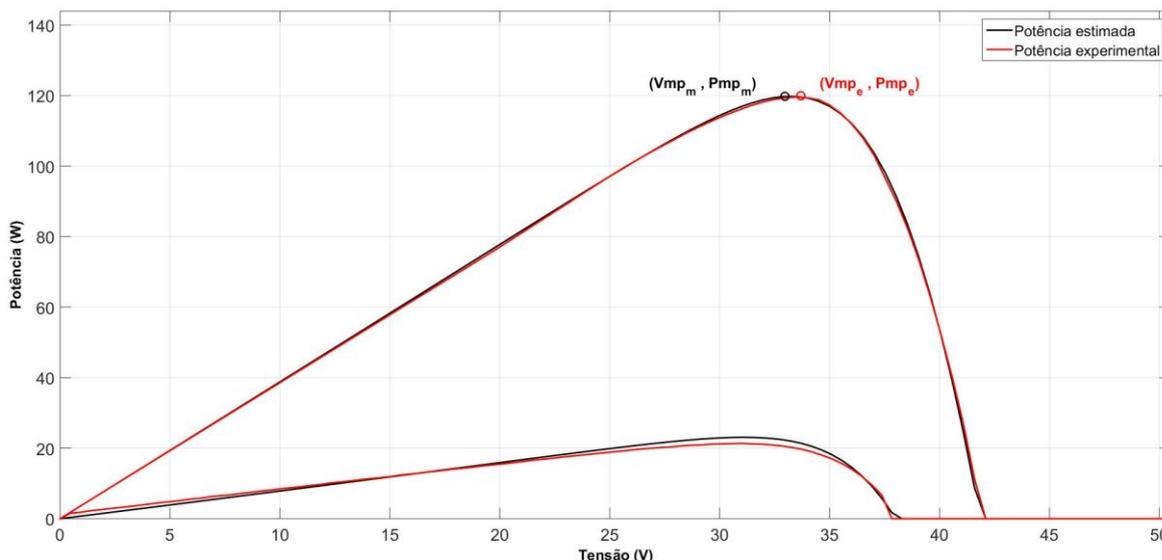


Figura 38. Curvas características $P \times V$, estimadas pela simulação e retiradas do datasheet, para o módulo fotovoltaico BP-MSZ 120 nas condições STC e ($T=25\text{ }^{\circ}\text{C}$, $G=200\text{ W/m}^2$). Fonte: Elaborada pelo autor.

Através da análise de erro foi gerado o gráfico da Figura 39, possibilitando mensurar o quanto as curvas determinadas pela modelagem se aproximam das curvas experimentais apresentadas na folha de dados do fabricante.

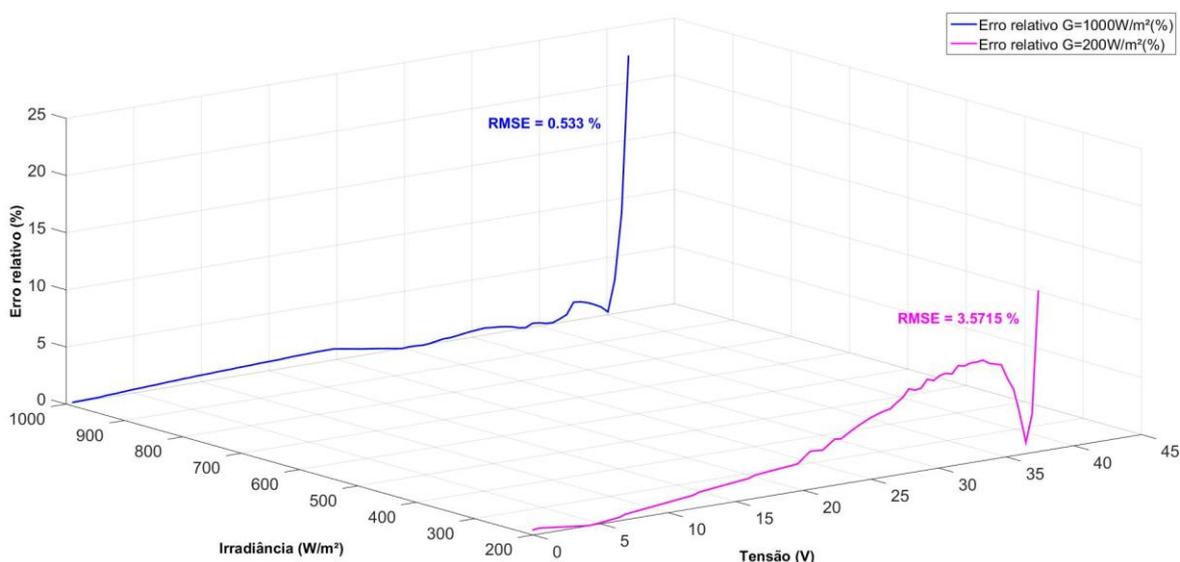


Figura 39. Curvas do erro relativo entre as curvas de potência, apresentada na folha de dados do fabricante e as curvas estimadas pelo modelo, nas condições STC e ($T=25\text{ }^{\circ}\text{C}$, $G=200\text{ W/m}^2$) para o módulo fotovoltaico BP-MSZ 120. Fonte: Elaborada pelo autor.

Conforme esperado, o modelo contendo as resistências série e paralelo apresentaram erro relativo e RMSE menores, pois a inclusão desses parâmetros torna o modelo mais próximo das características reais, e mais uma vez o erro tende a crescer à medida que o valor da irradiância diminui.

Conforme foi apresentado no Capítulo 4, as curvas características são alteradas ao passo que são variados os valores de temperatura e irradiância, esse gráficos também foram plotados e podem ser observados através da consulta às Figura 40 e Figura 41, respectivamente. Através de uma breve análise visual, observa-se que os padrões de mudanças nos referidos gráficos seguem aqueles descritos no tópico 4.3.1.

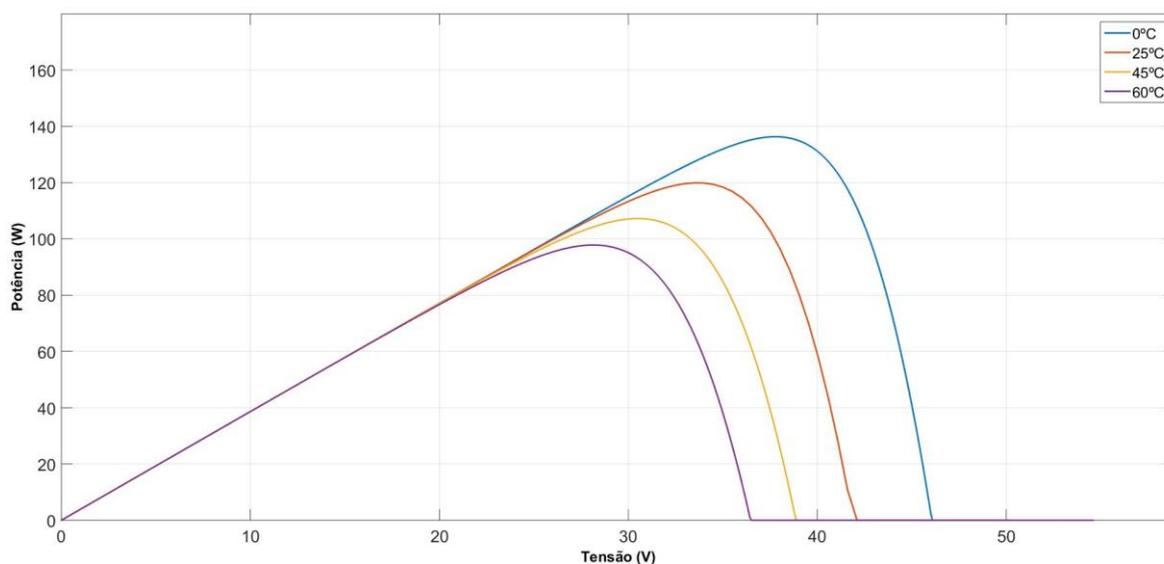


Figura 40. Curvas características $P \times V$ do módulo fotovoltaico BP-MSZ 120 obtidas nas condições de $G=1000\text{W/m}^2$ e temperatura variando, $T=0^\circ\text{C}$, $T=25^\circ\text{C}$, $T=45^\circ\text{C}$ e $T=60^\circ\text{C}$. Fonte: Elaborada pelo autor.

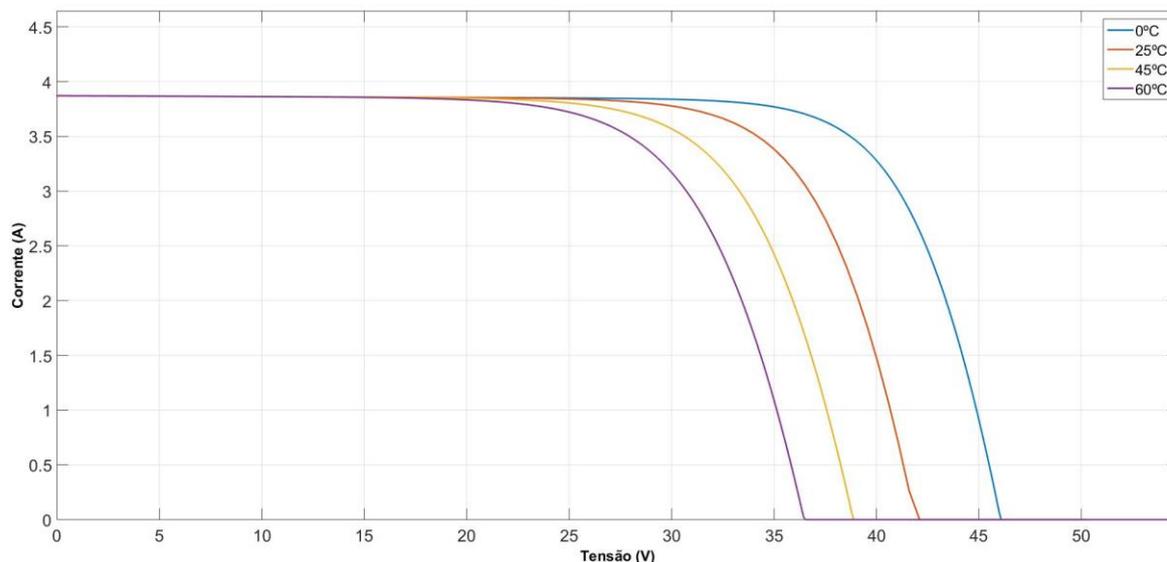


Figura 41. Curvas características $I \times V$ do módulo fotovoltaico BP-MSZ 120 obtidas nas condições de $T=25^\circ\text{C}$, e irradiância variando, $G=1000\text{W/m}^2$, $G=800\text{W/m}^2$, $G=600\text{W/m}^2$, $G=400\text{W/m}^2$, $G=200\text{W/m}^2$. Fonte: Elaborada pelo autor.

5.2.4 METODOLOGIA 4

O modelo baseado em circuitos elétricos contendo um diodo e resistências em série e paralelo, também descrito como modelo R_p , é o método mais popular que vem sendo utilizado ao longo dos anos (M.R. ALRASHIDI, 2011), sendo assim, esse foi o tipo de modelo adotado como preferencial para o desenvolvimento desse trabalho, mudando, em suma, a metodologia para solucionar o equacionamento proposto. Essa metodologia, foi proposta por (LELE PENG, 2014), e também possui 5 parâmetros à serem determinados, (a , I_{PV} , I_0 , R_S e R_P), cuja solução deve partir do equacionamento proposto pela Equação (7).

Diferentemente dos demais modelos, neste artigo é apresentada uma decomposição da Equação (7) utilizando a Função W de Lambert, resultando na Equação (42).

$$I = \frac{R_P(I_{PV} + I_0) - V}{R_P + R_S} - \frac{aV_T}{R_S} W \left\{ \frac{R_S R_P I_0}{aV_t(R_P + R_S)} \exp \left[\frac{R_P(R_S I_{PV} + R_S I_0 + V)}{aV_t(R_P + R_S)} \right] \right\} \quad (42)$$

Onde, W é o operador da Função de Lambert, e:

$$V_t = \frac{kT}{q} \quad (43)$$

Seguindo o padrão até aqui observado, a corrente fotogerada e a corrente de saturação do diodo apresentam dependência dos níveis de temperatura e irradiância, e foram definidas conforme apresentadas nas Equação (44) e Equação (45).

$$I_{PV} = (I_{SC,N} + K_I \cdot \Delta T) \frac{G}{G_N} \quad (44)$$

$$I_0 = \frac{I_{SC,N} + K_I \cdot \Delta T}{\exp \left(\frac{V_{OC,N} + K_V \cdot \Delta T}{a \cdot V_T} \right) - 1} \quad (45)$$

O autor achou prudente fixar o valor do fator de idealidade ($a = 1$), simplificando o processo de determinação dos parâmetros, e a partir daqui reduzindo-os a dois parâmetros que devem ser encontrados (R_S e R_P). Considerando que a derivada da potência no ponto de máxima potência é nula, é possível chegar a duas novas equações para as resistências em série e em paralelo, conforme Equação (46) e Equação (47), respectivamente.

$$R_S = \frac{1}{I_{MP,N}} \left\{ V_{MP,N} - a \cdot V_T \left[1 + \exp \left(\frac{V_{OC,N} + V_{MP,N} - I_{MP,N} \cdot R_S}{a \cdot V_T} \right) \right] \right\} \quad (46)$$

$$R_P = \frac{(V_{MP,N} - a \cdot V_T)(V_{MP,N} - I_{MP,N} \cdot R_S)}{V_{MP,N}(I_{SC,N} - I_{MP,N}) + I_{MP,N}(I_{MP,N} \cdot R_S - I_{SC,N} \cdot R_S - I_{SC,N} \cdot R_S - a \cdot V_T)} \quad (47)$$

Mais uma vez faz-se necessário a utilização de métodos numéricos para solucionar a problemática que apresenta equações não lineares e transcendentais. O método de Newton-Raphson é descartado pelo autor ao considerar que nem sempre existe convergência e que pode existir um grande desvio ao adotarem-se valores iniciais não razoáveis, sendo assim, segue uma nova metodologia proposta pelo estudo referenciado para determinação das resistências em série e paralela (LELE PENG, 2014).

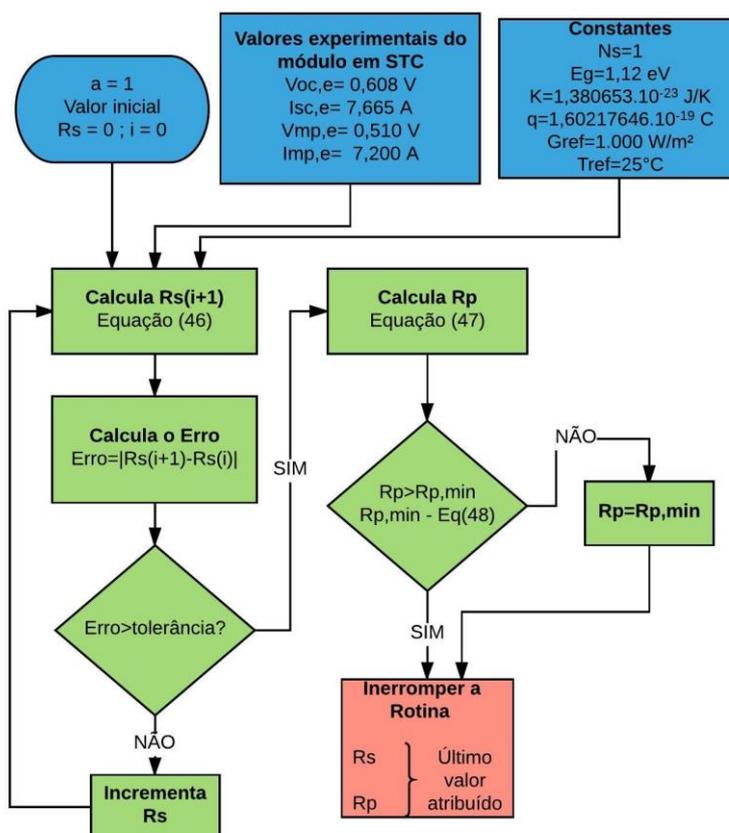


Figura 42 Fluxograma da rotina computacional para determinação dos parâmetros. Fonte: (LELE PENG, 2014).

O fluxograma desenhado na Figura 42 detalha o passo a passo da nova metodologia proposta para a determinação dos parâmetros referentes às resistências. É realizado um

cálculo iterativo simples que consiste inicialmente em adotar o valor inicial da resistência série como nulo e dar início ao processo iterativo calculando um novo valor de R_S através da Equação (46). Esse, por sua vez, é comparado com o valor encontrado na interação anterior e verificado se apresenta um erro de convergência aceitável. Caso isso não aconteça, é repetido o processo de cálculo para um novo R_S até que exista convergência. O valor da resistência série, este é utilizado na Equação (47) para determinar a resistência paralela, que é então testada utilizando um valor de referência denominado resistência paralela mínima, definida pela Equação (48), que nada mais é do que o valor mínimo da inclinação da curva de corrente na região de curto-circuito. Caso o valor encontrado de R_P seja maior que o valor mínimo de referência, adota-se como valor de R_P o valor de referência, caso contrário, o valor calculado é adotado como sendo aquele da resistência paralela.

$$R_{P,MIN} = \frac{V_{MP,N}}{I_{SC,N} - I_{MP,N}} - \frac{V_{OC,N} - V_{MP,N}}{I_{MP,N}} \quad (48)$$

É possível observar que até então esta foi a metodologia que demonstrou apresentar os cálculos mais simples para determinação dos parâmetros, porém, para solucionar a Função W de Lambert na Equação (42), quando no momento de determinar as curvas características, verificou-se que, apesar de o Matlab possuir uma função própria para realizar esse cálculo, em algumas circunstâncias o valor retornado pode ser um número complexo. Essa resposta inesperada surgiu quando o método foi testado usando alguns módulos/células diferentes da célula sugerida no artigo, a Q6LM produzido pela Q.CELLS. Essa célula, diferentemente das demais utilizadas neste estudo, possui um datasheet muito simples, contendo informações muito restritas. Como exemplo, pode ser citada a falta de qualquer informação referente ao comportamento quando submetida a condições diferentes daquelas de padrões de teste, impossibilitando uma análise de erro com base nos dados do datasheet, que será apresentada mais adiante quando considerados baixos níveis de irradiância.

- Resultados de simulação

Seguindo a mesma rotina de análise descrita para as demais metodologias apresentadas até então, com base na Metodologia 4, de determinação dos parâmetros de um modelo para um módulo fotovoltaico utilizando os dados experimentais disponíveis pelo fabricante, foi desenvolvido um algoritmo capaz de caracterizar a unidade geradora

utilizando a mesma célula referenciada pelo autor em questão, a Q6LM policristalina, produzida pela Q.CELLS. A utilização da mesma célula utilizada pelo autor no estudo de referência facilita a realização de análises comparativas entre os resultados descritos no estudo e aqueles estimados pelo algoritmo desenvolvido. Sendo assim, a célula em questão possui os dados nas condições padrões de teste fornecidos pelo fabricante, detalhados na Tabela 8. A Tabela 9 contém os valores dos parâmetros determinados pelo algoritmo desenvolvido por esse estudo.

Tabela 8. Valores de referência encontrados na folha de dados do fabricante do módulo Q6LM e valores encontrados pela simulação.

Parâmetros experimentais	Valor
Tensão de circuito aberto ($V_{OC,N}$)	0,608 V
Corrente de curto-circuito ($I_{SC,N}$)	7,665 A
Tensão de máxima potência ($V_{MP,N}$)	0,510 V
Corrente de máxima potência ($I_{MP,N}$)	7,200 A

Tabela 9. Tabela comparativa entre os valores dos parâmetros obtidos através de rotina computacional no Matlab e os valores apresentados por (LELE PENG, 2014) para o mesmo módulo fotovoltaico.

Parâmetros	Rotina própria	(LELE PENG, 2014)	Erro
α	1	1	0 %
R_S	$0,5 \times 10^{-2} \Omega$	$2,46 \times 10^{-3} \Omega$	97,97 %
R_P	$4,513 \Omega$	$4,103 \Omega$	9,99 %

O valor encontrado para a resistência série divergiu bastante daquele sugerido pelo artigo de referência, já o valor da resistência paralelo está bastante próximo do sugerido. Os valores desses parâmetros apesar de incluírem efeitos de perdas práticas verificadas na célula, não representam valores físicos do sistema, além disso, não é possível replicar todas as condições que foram utilizadas pelo autor para configurar o algoritmo, sendo assim, apesar das divergências nos valores desses parâmetros, é importante verificar a análise de erro entre a curva gerada pelo modelo e aquela apresentada na folha de dados do fabricante.

Com todos os parâmetros determinados, é possível caracterizar o módulo fotovoltaico gerando as suas curvas características $I \times V$ e $P \times V$, utilizando a Equação (42), conforme seguem apresentadas na Figura 43 e Figura 44, respectivamente. Nos referidos gráficos seguem traçadas as curvas definidas pelo modelo e as curvas apresentadas na folha de dados do fabricante, ambas nas condições padrões de teste e ($T=25 \text{ }^\circ\text{C}$, $G=1000 \text{ W/m}^2$) e para e ($T=25 \text{ }^\circ\text{C}$, $G=200 \text{ W/m}^2$). Para a condição de baixa irradiância, não foi possível encontrar tal curva na folha de dados do fabricante, de tal sorte que se fez necessário utilizar

a curva apresentada no estudo de referência para essa metodologia. Outra dificuldade observada foi determinar as constantes que fazem alterar o comportamento do módulo fotovoltaico para diferentes condições de temperatura e irradiância. Tal problema foi contornado utilizando as curvas apresentadas no estudo de referência para determinar o K_I e o K_V .

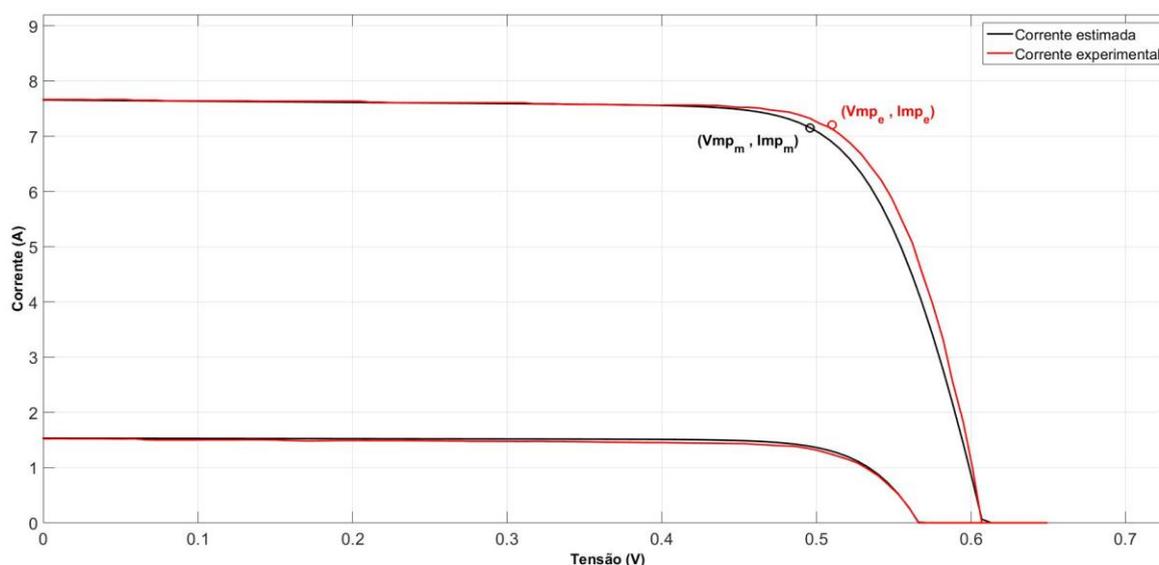


Figura 43. Curvas características $I \times V$, estimadas pela simulação e retiradas do datasheet, para a célula fotovoltaica Q6LM nas condições STC e ($T=25\text{ }^\circ\text{C}$, $G=200\text{ W/m}^2$). Fonte: Elaborada pelo autor.

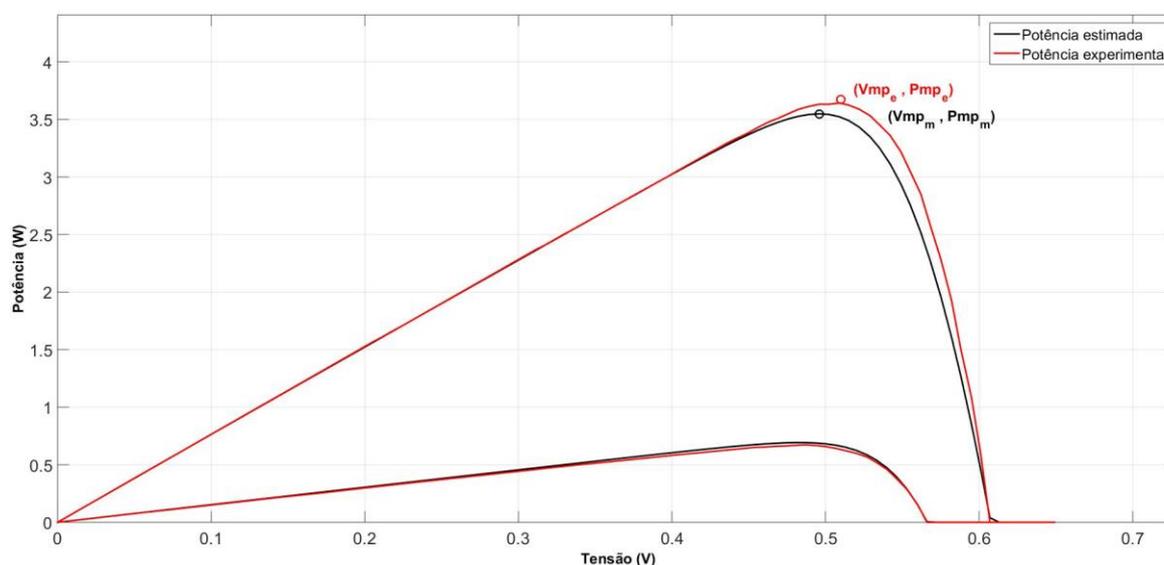


Figura 44. Curvas características $P \times V$, estimadas pela simulação e retiradas do datasheet, para a célula fotovoltaica Q6LM nas condições STC e ($T=25\text{ }^\circ\text{C}$, $G=200\text{ W/m}^2$). Fonte: Elaborada pelo autor.

Diferentemente dos demais modelos apresentados até aqui, visualmente é perceptível que os gráficos gerados pelo algoritmo divergem dos gráficos experimentais, e mais uma vez foi feita uma análise de erro para entender o grau de divergência entre as curvas. Tal

análise de erro segue apresentada no gráfico da Figura 45, que possui duas curvas de erro relativo calculadas ponto a ponto para diferentes condições de teste, assim como o erro médio quadrático.

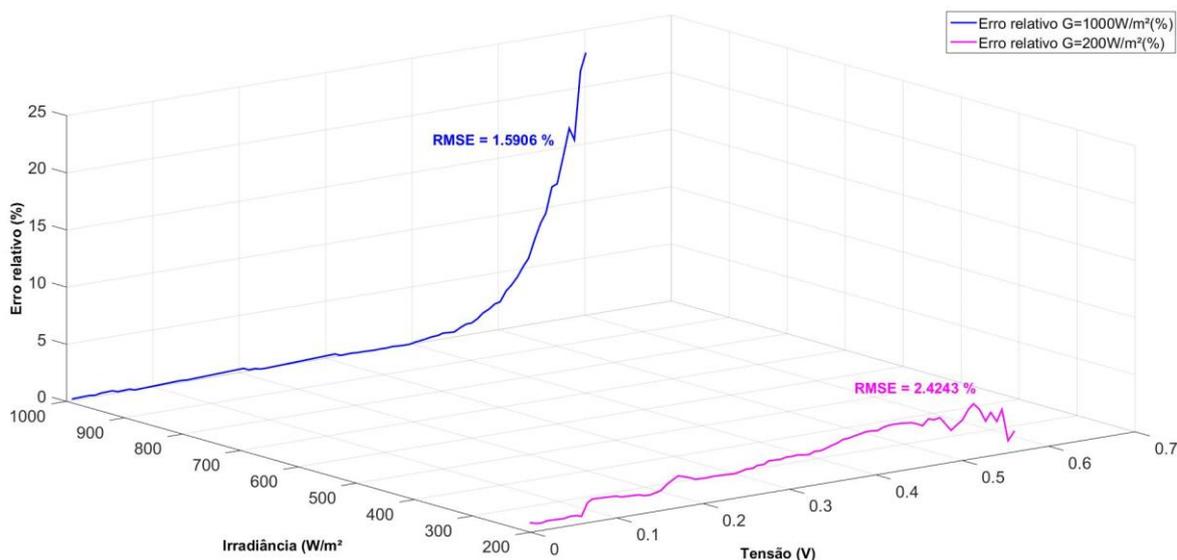


Figura 45. Curvas do erro relativo entre as curvas de potência apresentada na folha de dados do fabricante e a as curvas estimadas pelo modelo nas condições STC e ($T=25\text{ }^{\circ}\text{C}$, $G=200\text{ W/m}^2$) para a célula fotovoltaica Q6LM. Fonte: Elaborada pelo autor.

Mais uma vez é observado o aumento no erro médio quadrático para condições de baixa irradiância. Em todos os modelos, o erro relativo cresce muito quando inseridos na região próxima ao ponto de circuito aberto, esse efeito deve-se à grande inclinação observada na curva de potência nessa área, em que pequenas diferenças nos valores de tensão podem provocar enormes disparidades nos valores de corrente e/ou potência.

Foram geradas as curvas características de corrente e potência para diferentes valores de temperatura e irradiância e seguem apresentadas nas Figura 46 e Figura 47. Ambas apresentam visualmente o comportamento esperado para esse tipo de variação nos padrões de entrada.

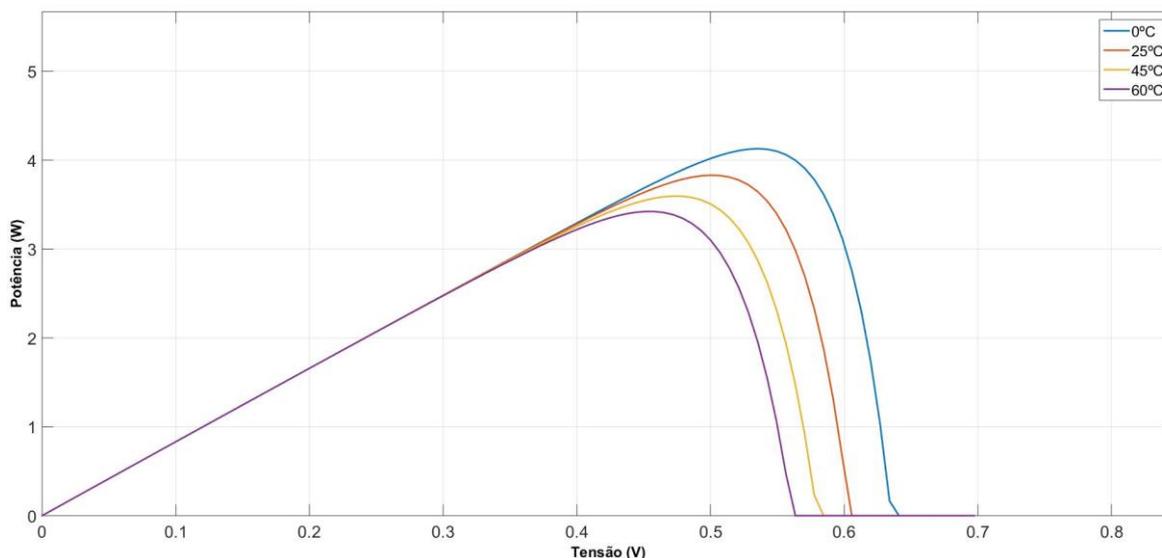


Figura 46. Curvas características $P \times V$ da célula fotovoltaica Q6LM obtidas nas condições de $G=1000\text{W/m}^2$ e temperatura variando, $T=0^\circ\text{C}$, $T=25^\circ\text{C}$, $T=45^\circ\text{C}$ e $T=60^\circ\text{C}$. Fonte: Elaborada pelo autor.

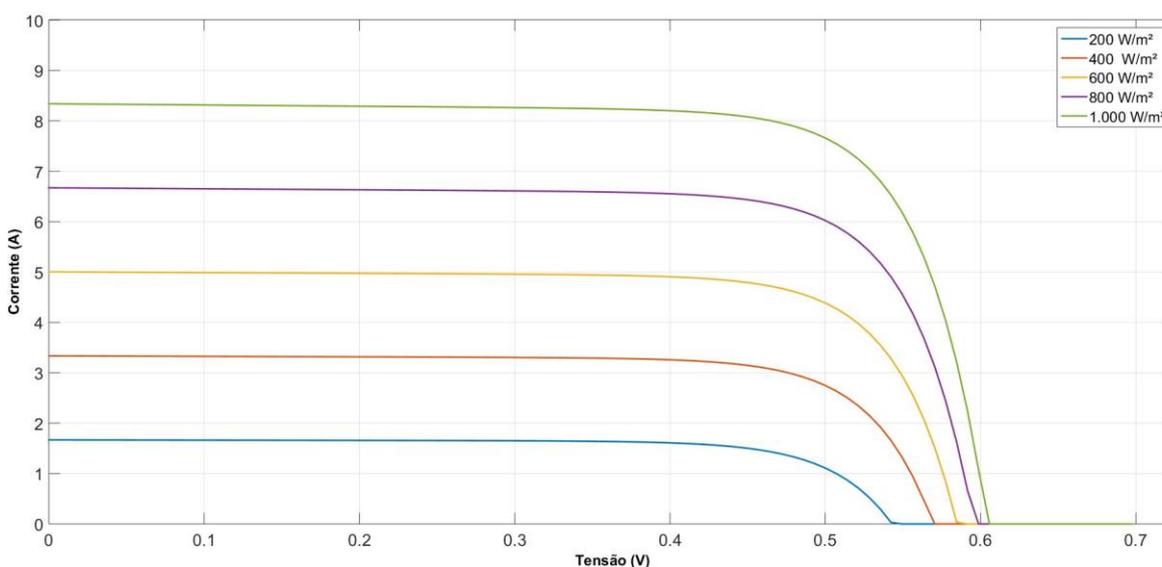


Figura 47. Curvas características $I \times V$ do módulo fotovoltaico obtidas nas condições de $T=25^\circ\text{C}$, e irradiância variando, $G=1000\text{W/m}^2$, $G=800\text{W/m}^2$, $G=600\text{W/m}^2$, $G=400\text{W/m}^2$, $G=200\text{W/m}^2$. Fonte: Elaborada pelo autor.

5.3 ESCOLHA DA MELHOR METODOLOGIA COM BASE NA ANÁLISE DE ERRO

No tópico anterior foram apresentadas quatro abordagens distintas que objetivavam a determinação dos parâmetros do modelo de uma célula fotovoltaica utilizando a topologia de circuitos elétricos, todas elas utilizam dados experimentais fornecidos pelos fabricantes de células para solucionar o equacionamento da modelagem. Para cada uma das metodologias escolhidas, foi desenvolvida uma rotina computacional seguindo o escopo

apresentado em cada um dos trabalhos referenciados. Tal abordagem não possui o intuito de replicar totalmente o que foi desenvolvido pelos autores, pois essa seria uma tarefa bastante difícil, uma vez que existem poucos detalhes nos documentos que permitam replicar os resultados. Os resultados obtidos pelos algoritmos desenvolvidos nesse estudo foram submetidos a uma análise de erro que leva como referência os dados extraídos das curvas características experimentais divulgadas nos datasheets. A primeira análise calculada diz respeito ao erro relativo processado ponto a ponto entre as curvas estimadas e experimentais, usando para cada modelagem o respectivo módulo descrito pelo estudo original, apresentado anteriormente através de gráfico. Objetivando ter uma análise global da convergência entre as curvas ao longo de todos os seus pontos de operação, foi calculado o erro médio quadrático para todos os pontos da curva, conforme detalhado na Tabela 10.

Tabela 10. Erro médio quadrático calculado entre os gráficos de potência estimados pelas metodologias propostas e seus respectivos gráficos experimentais disponibilizados pelo fabricante na folha de dados do fabricante.

Metodologia estudada	<i>RMSE</i>
Metodologia 1	0,83 %
Metodologia 2	0,36 %
Metodologia 3	0,53 %
Metodologia 4	1,59 %

Os erros médios quadráticos verificados para todos os resultados estimados nesse estudo apresentaram valores muito pequenos, menores que 2%, constatando a eficácia dessas metodologias para o que se propõem. O baixo erro constatado permite a segura caracterização do módulo fotovoltaico. Dentre os diferentes algoritmos propostos, aquele que apresentou o menor erro foi a solução desenvolvida com base na Metodologia 2, proposta em (VILLALVA, GAZOLI e FILHO, 2009). Além do menor erro, essa metodologia mostrou-se bastante simples, com poucas etapas, de fácil entendimento e implementação, levando a um algoritmo que demanda menos esforço computacional. Tudo isso converge para que a Metodologia 2 apresente a melhor relação entre precisão e simplicidade.

A comparação realizada até aqui, entre os algoritmos desenvolvidos baseados nas diferentes metodologias descritas, levou em consideração resultados obtidos referentes a células fotovoltaicas diferentes para cada metodologia. Para cada algoritmo desenvolvido, este foi testado utilizando os dados da respectiva célula abordada por seu estudo de referência. Dessa forma, para que exista maior uniformidade nos resultados, ao ponto de os

métodos poderem ser comparáveis de forma mais justa, todas as quatro rotinas foram testadas utilizando o mesmo módulo fotovoltaico, a célula policristalina Q6LPT3-G2 produzida pela Q.CELLS. A escolha desta unidade geradora baseia-se na análise do detalhamento de informações apresentadas pelo fabricante na folha de dados da célula, sendo esta a que apresentou o maior número de informações. Na Figura 48 e Figura 49 são apresentadas as curvas de erro relativo e erro absoluto, respectivamente, calculadas ponto a ponto entre as curvas de potência estimadas e experimentais.

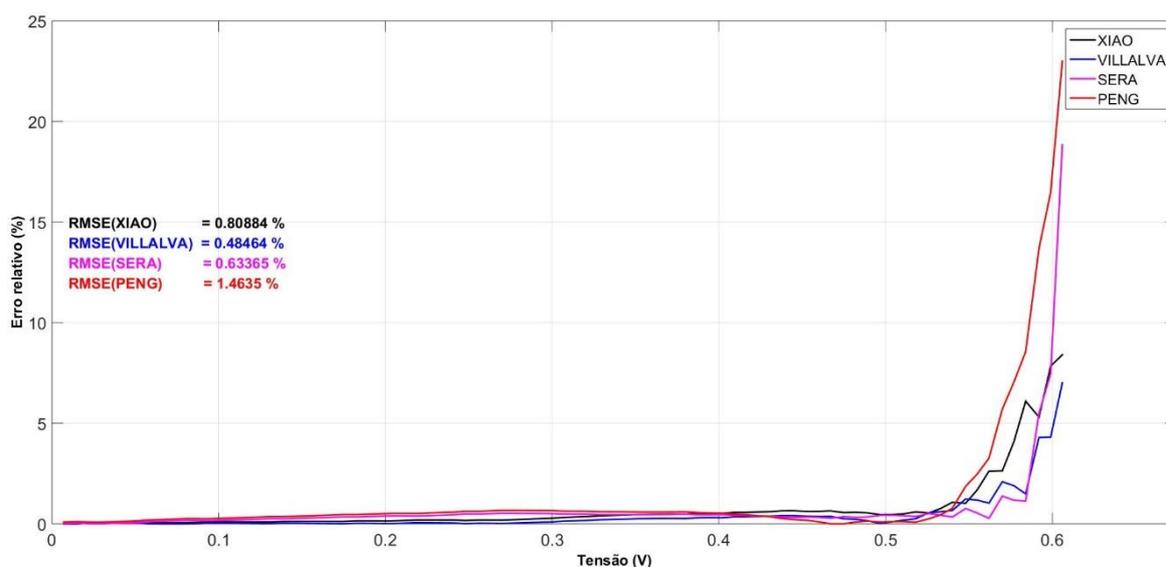


Figura 48. Curvas de erro relativo calculadas ponto a ponto entre as curvas de potência estimadas e experimentais para cada metodologia proposta utilizando a célula fotovoltaica Q6LPT3-G2. Fonte: Elaborada pelo autor.

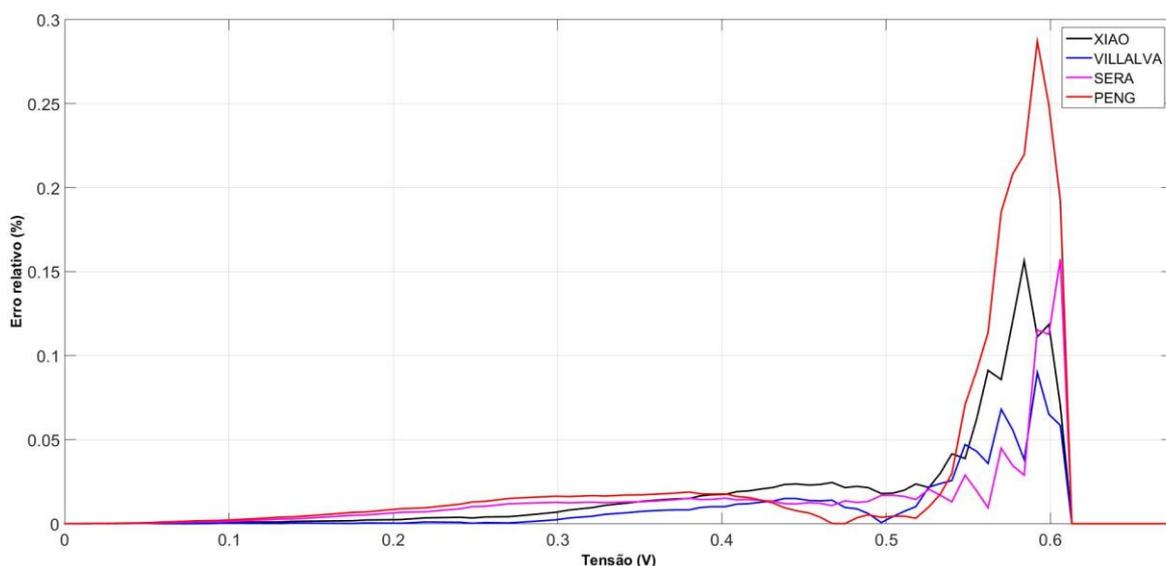


Figura 49. Curvas de erro relativo calculadas ponto a ponto entre as curvas de potência estimadas e experimentais para cada metodologia proposta utilizando a célula fotovoltaica Q6LPT3-G2. Fonte: Elaborada pelo autor.

Segue a Tabela 11, contendo os valores dos erros médios quadráticos calculados entre as curvas de potências estimadas e experimentais, levando em consideração uma mesma unidade geradora.

Tabela 11. Erro médio quadrático calculado entre as curvas de potência experimental e estimada utilizando a mesma célula fotovoltaica para realização das simulações.

Metodologia estudada	RMSE
Metodologia 1	0,80 %
Metodologia 2	0,48 %
Metodologia 3	0,63 %
Metodologia 4	1,46 %

Mais uma vez observa-se que a convergência obtida pelas rotinas computacionais desenvolvidas, para cada metodologia proposta, alcançaram valores baixos de erro médio quadrático. Podendo ser consideradas, todas as quatro, como exitosas para o que propunham: caracterizar a célula fotovoltaica através de aproximações entre as curvas estimas e experimentais. O algoritmo desenvolvido seguindo o escopo da Modelo 2, mais uma vez, demonstrou a melhor convergência. É importante salientar que cada vez que é alterada a célula a ser caracteriza pelo algoritmo, é necessário que também sejam realizados vários ajustes em sua rotina, pois pequenos ajustes podem provocar distorções significativas nos resultados finais. Alguns dos parâmetros que podem ser citados e que provocam essas alterações são o passo de discretização das curvas e os limites de erro de convergência para os critérios de parada, que são bastante sensíveis e tornam a tarefa de configurá-los em algo pouco trivial de ser alcançado. Na Tabela 12, seguem os valores dos parâmetros estimados por cada algoritmo usando o mesmo módulo de referência.

Tabela 12. Valores dos parâmetros encontrados para cada metodologia proposta utilizando a mesma célula fotovoltaica para realização das simulações.

Parâmetros	Metodologia 1	Metodologia 2	Metodologia 3	Metodologia 4
a	1,38	1,00	1,24	1
R_s	-	0,01 Ω	0,001 Ω	2,8x10 ⁻³ Ω
R_p	-	20,00 Ω	4,5338 Ω	4,103 Ω

A divergência dos valores dos parâmetros estimados pelos diferentes algoritmos quando calculados para uma mesma célula, constata a ideia apresentada anteriormente de que apesar de a inserção de resistências na modelagem incluírem os efeitos de perdas verificadas fisicamente, esses valores não representam uma quantificação física desses efeitos na prática, pois a mesma célula quando submetidas a um mesmo modelo de circuito

elétrico, porém com metodologias diferentes de cálculo, estimaram valores distintos para cada parâmetro.

Levando em consideração que a Metodologia 2 apresentou o menor erro e que concilia precisão com simplicidade e pouco esforço computacional, essa metodologia será utilizada como base para a continuidade do desenvolvimento das análises neste estudo. A boa relação entre simplicidade e precisão apresentada pela metodologia escolhida já foi evidenciada por (SALMI, BOUZGUENDA, *et al.*, 2012).

5.4 METODOLOGIA MELHORADA

Até o momento foi possível perceber o quanto as metodologias propostas para determinação dos parâmetros da modelagem de uma célula fotovoltaica com base na folha de dados do fabricante apresentaram boa eficiência, merecendo destaque a Metodologia 2. O foco principal desse estudo não é propor uma nova metodologia baseado nos pontos conhecidos experimentalmente: ponto de máxima potência, ponto de circuito aberto e ponto de curto circuito, como propuseram os estudos referenciados apresentados até aqui. Este estudo objetiva utilizar esse tipo de modelagem como ferramenta que permita estimar a quantidade de energia que seria gerada por um sistema fotovoltaico, tendo como dados de entrada medições meteorológicas aferidas a cada 10 minutos. Tais estimativas poderão então ser comparadas com outras previsões calculadas, utilizando técnicas tradicionais de dimensionamento do sistema, e por fim, confrontá-las, com o sentido de validá-las, com a quantidade real de energia que foi gerada efetivamente pelo sistema. Desse modo, apesar do erro verificado na modelagem escolhida ser relativamente pequeno, foi possível realizar um ajuste fino nos parâmetros encontrados, para que esses pudessem ser suficientes para reduzir ainda mais o erro. Logo, foi desenvolvida uma rotina com base nos gráficos experimentais disponibilizados na folha de dados do módulo.

Para essa nova rotina, ao invés de utilizar apenas os pontos de máxima potência, circuito aberto e curto-circuito, foi realizado um rastreamento utilizando 100 pontos das curvas desenhadas na folha de dados do fabricante. Tal iniciativa foi estimulada ao perceber que, para a metodologia escolhida, ao variar os valores dos parâmetros de fator de idealidade, resistência série e resistência paralelo, observou-se que é possível gerar uma combinação muito grande de curvas distintas, conforme representado na Figura 50.

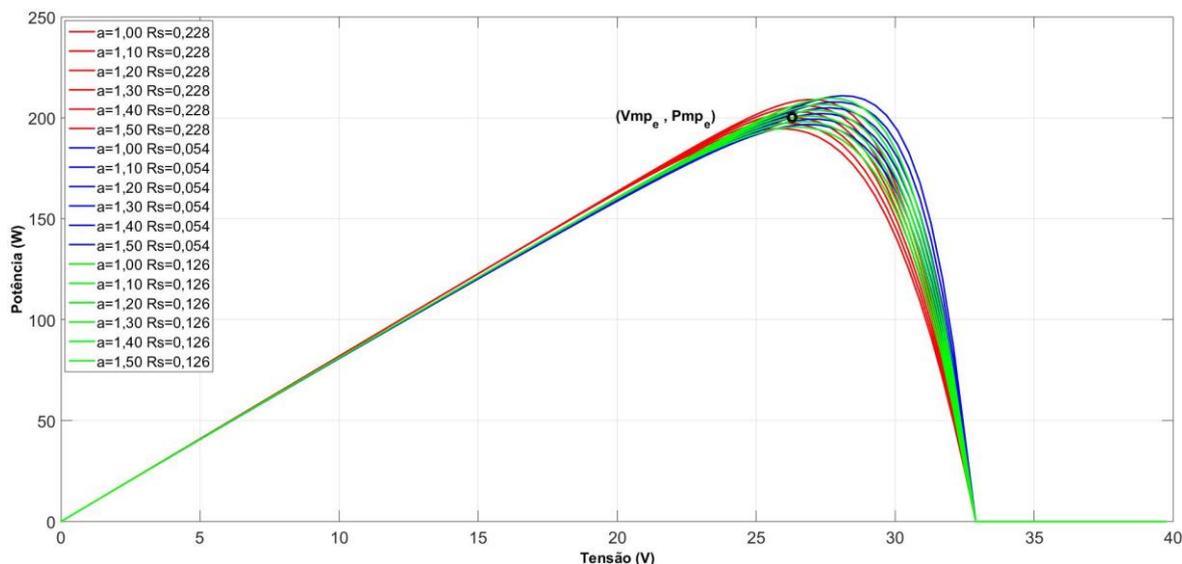


Figura 50. Curvas P x V para diferentes fatores de idealidade e diferentes valores de resistências. Fonte: Elaborada pelo autor.

Na Metodologia 2 é fixado o valor do fator de idealidade, varia-se o valor da resistência série entre um valor mínimo e máximo, e com esses dois parâmetros, para cada valor de R_s , dentro dessa faixa, calcula-se um valor de R_p . Com todas as curvas possíveis geradas, verifica-se qual delas passa pelo ponto de máxima potência experimental com derivada nula, conforme é desenhado na Figura 51. Porém, ao fixar um valor do fator de idealidade, nem sempre existe essa convergência, como pode ser constatado consultando o gráfico da Figura 52. Esse tipo de comportamento foi observado em alguns casos quando é alterado o modelo da célula fotovoltaica analisada, necessitando reajustar todo o algoritmo de forma empírica, principalmente o valor do fator de idealidade, que influencia diretamente no comportamento da curva. Definir um novo valor para o fator de idealidade pode ser uma tarefa bastante difícil, pois não existe consenso na bibliografia estudada quanto a sua determinação, como já comentado anteriormente, e não foi proposta uma solução analítica no equacionamento.

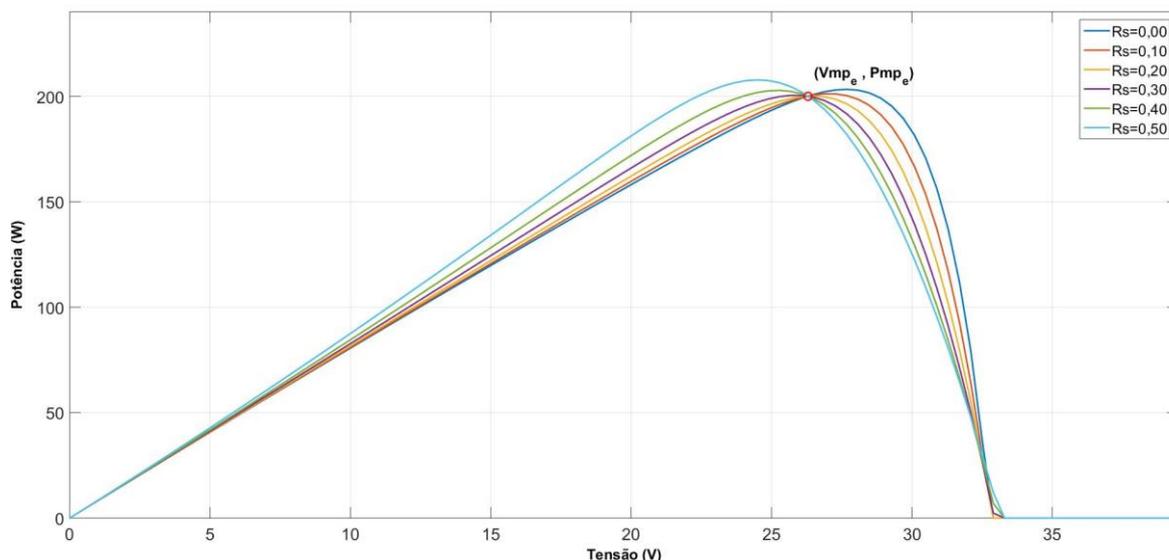


Figura 51. Curvas P x V mantendo constante o fator de idealidade e variando os valores as resistências série e paralelo. Fonte: Elaborada pelo autor.

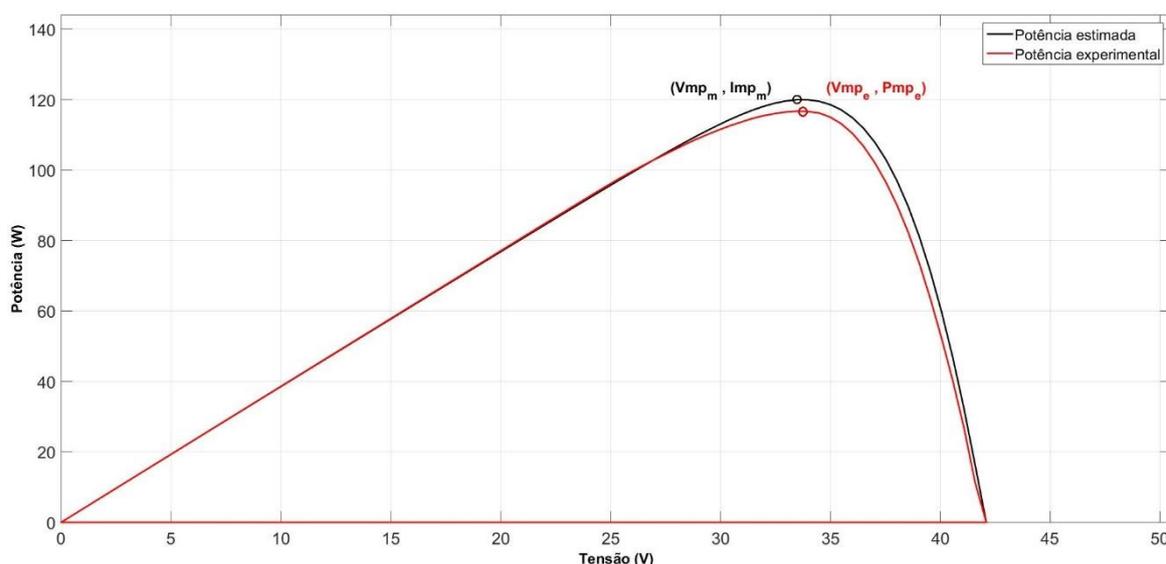


Figura 52. Curvas P x V estimadas e experimental nas condições STC utilizando a metodologia 2. Fonte: Elaborada pelo autor.

Diante dessa problemática, e com foco em chegar aos valores dos parâmetros que melhor representam o comportamento do módulo, foi proposta uma estratégia parecida com o que foi feito pela Metodologia 2, porém diferenciando desta ao variar o fator de idealidade e verificar o erro de convergência da curva estima com a curva experimental. O passo a passo da rotina segue esquematizado no fluxograma da Figura 53.

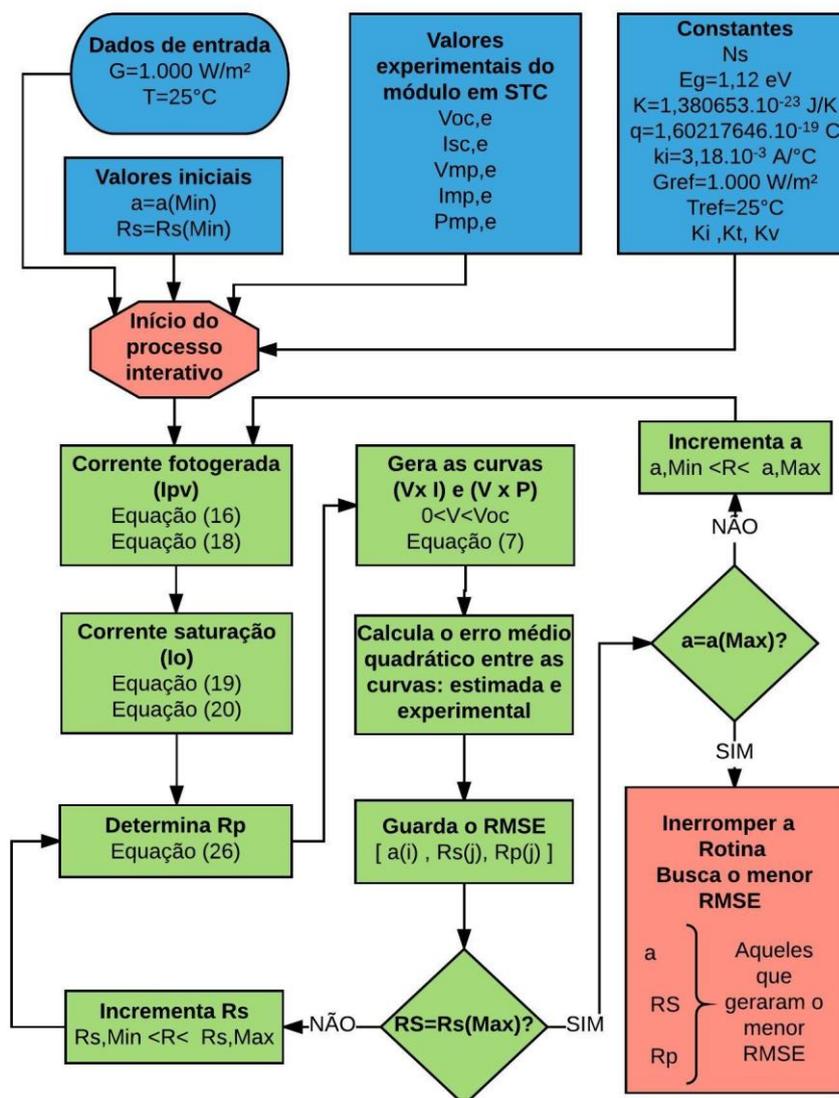


Figura 53. Fluxograma da metodologia melhorada para determinação dos parâmetros de módulo fotovoltaico. Fonte: Elaborada pelo autor.

Inicialmente a rotina é alimentada com os valores iniciais dos parâmetros: fator de idealidade mínimo e resistência série mínima, com as constantes utilizadas no equacionamento apresentado anteriormente e com os valores experimentais que são fornecidos pelo fabricante do módulo fotovoltaico. A irradiância e temperatura são os únicos dados de entrada flutuantes.

A rotina computacional tem continuidade ao serem determinados os valores da corrente fotogerada (I_{PV}) e da corrente de saturação (I_0), dados pela Equação (16) e Equação (18), respectivamente. Com todos esses parâmetros definidos, tem início ao processo iterativo:

- O valor da resistência série é iniciado em $R_S = 0$, permitindo que seja calculado um valor para R_P correspondente através da Equação (26);
- Com o par R_S e R_P , é possível plotar as curvas $V \times I$ e $V \times P$, para todos os valores de tensão entre $0 \leq V \leq V_{OC}$, usando a Equação (7), através do método numérico de Newton-Raphson;
- É calculado o valor do erro médio quadrático – RMSE entre a curva estimada e a curva experimental, esse valor é então guardado junto aos valores de $(a(i, j), R_S(i, j), R_P(i, j))$ que deram origem a esse erro. Esse processo é repetido para todas as combinações possíveis desses parâmetros.
- Busca-se o menor valor de RMSE dentre eles. A esse erro estão associados, então, os valores dos parâmetros que melhor descrevem a curva experimental através da modelagem proposta. A rotina é então finalizada retornando os valores dos parâmetros. Segue apresentado na Figura 54, a curva RMSE encontrada para cada combinação dos parâmetros $(a(i, j), R_S(i, j), R_P(i, j))$ que geraram o menor erro.

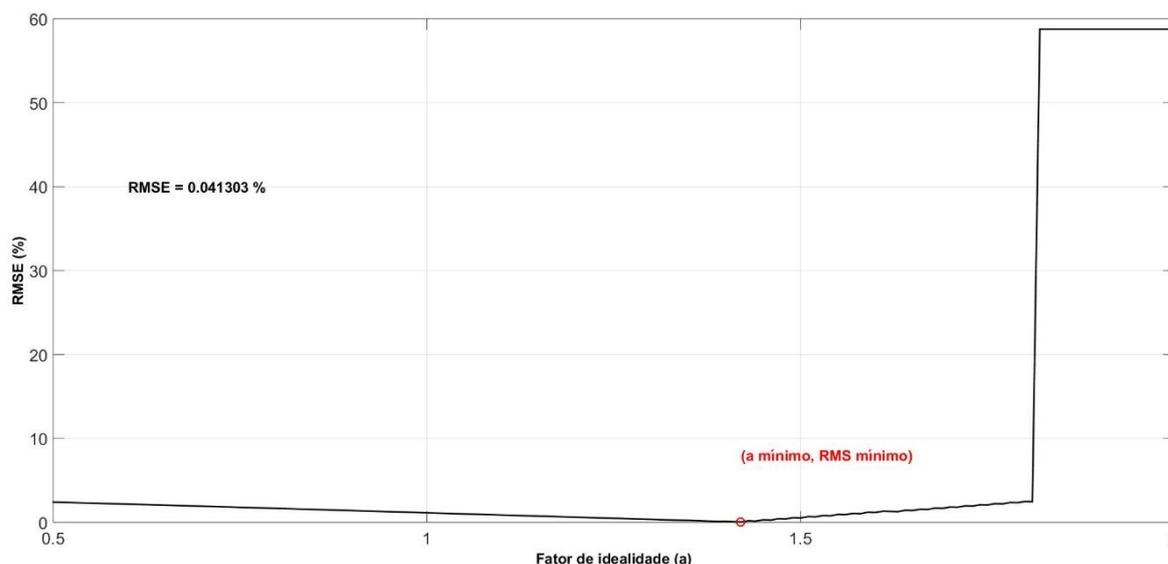


Figura 54. Curvas do erro médio quadrático ao variar o fator de idealidade e as resistências em série e paralelo utilizando a metodologia melhorada. Fonte: Elaborada pelo autor.

Foram encontrados parâmetros que levaram o erro médio quadrático à 0,041 %, valor muito próximo de zero, e mais de cinco vezes menor que o erro encontrado anteriormente. Em concordância com os dados apresentados na Tabela 13.

Tabela 13. Tabela comparativa entre os valores dos parâmetros e o erro médio quadrático obtidos através de rotina computacional no Matlab utilizando a metodologia 2 e a metodologia melhorada.

Parâmetros	Metodologia 2	Rotina melhorada
a	1,3	1,42
R_S	0,218 Ω	0,19 Ω
R_P	378,5 Ω	3651,82 Ω
RMSE	0,23 %	0,041 %

Consultando a Figura 55, é possível ver a curva de potência estimada praticamente sobreposta à curva de potência experimental. É notório que a modelagem inicial apresenta uma ótima aproximação, porém, a metodologia melhorada além de apresentar melhor precisão, se apresenta mais robusta quando é necessário fazer análises de diferentes modelos de células fotovoltaicas, não sendo necessário realizar diversas mudanças nas configurações iniciais do algoritmo, como: passos de discretização, margem de erros para critérios de parada e valores iniciais.

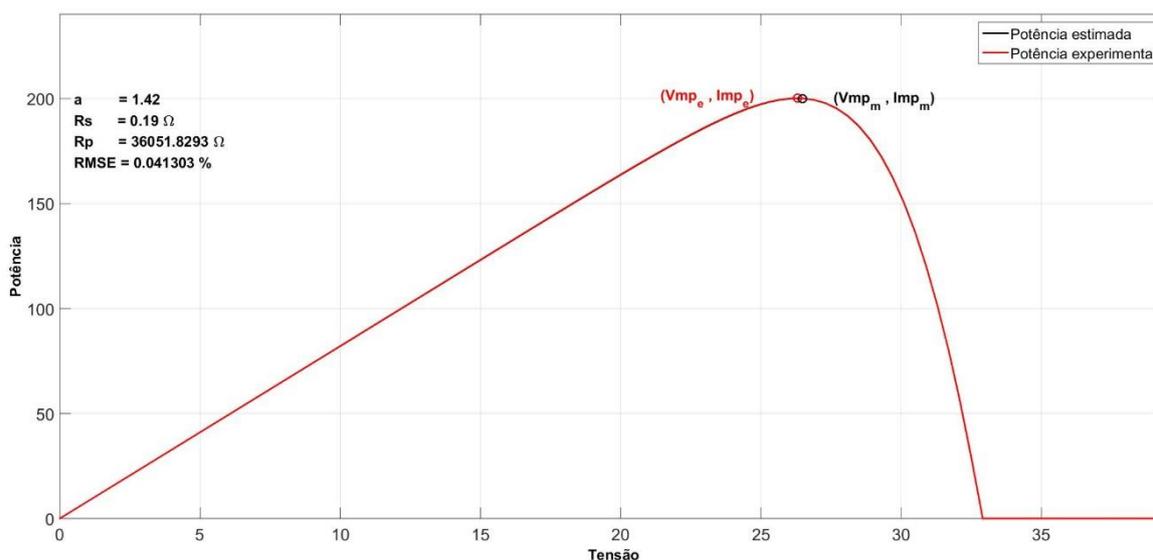


Figura 55. Curvas experimental e estimada confrontadas quando utilizada a metodologia melhorada. Fonte: Elaborada pelo autor.

Para fins de melhor a visualização da análise de erro, seguem confrontados os gráficos do erro absoluto e erro relativo para a Metodologia 2 e a Metodologia Melhorada, em conformidade à Figura 56 e Figura 57, respectivamente:

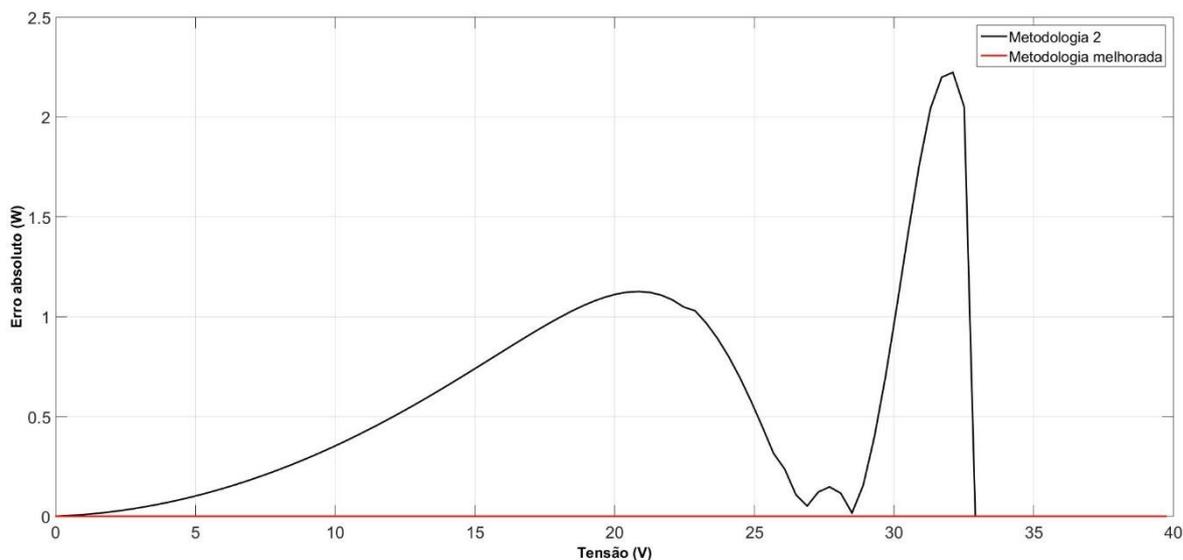


Figura 56. Curvas de erro absoluto calculadas ponto-a-ponto entre as curvas de potência estimadas e experimentais utilizando a metodologia melhorada. Fonte: Elaborada pelo autor.

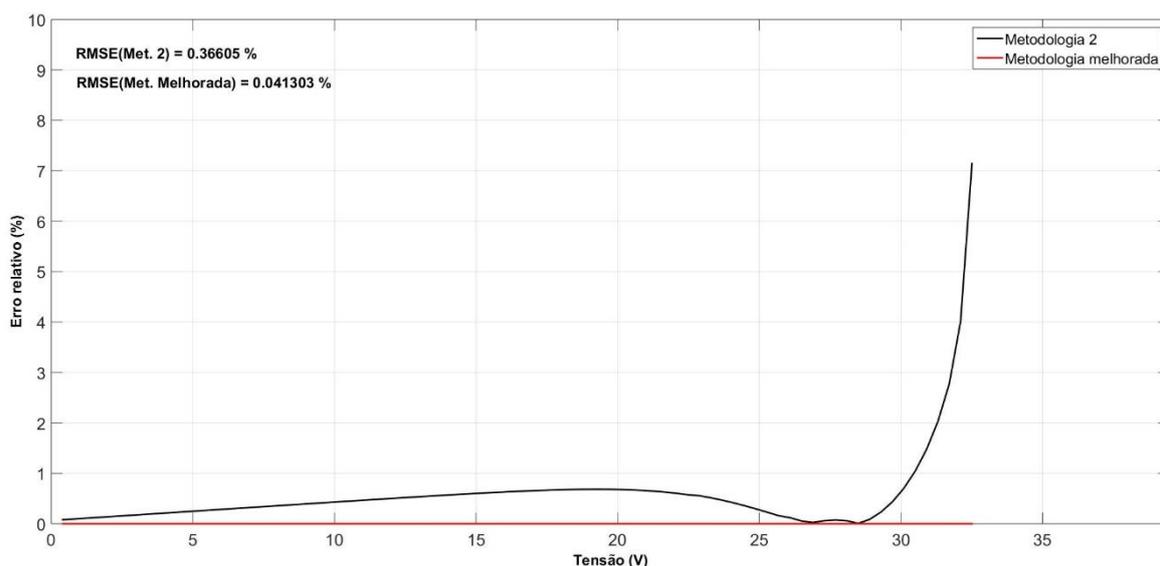


Figura 57. Curvas de erro relativo calculadas ponto a ponto entre as curvas de potência estimadas e experimentais utilizando a metodologia melhorada. Fonte: Elaborada pelo autor.

A sequência das simulações consiste em estimar a energia gerada por um sistema fotovoltaico, já conhecido e montado experimentalmente, durante um certo período de tempo em que foram coletados dados de medições meteorológicas. Diante da análise de erro apresentada, as demais simulações que serão realizadas na continuidade do estudo utilizarão o modelo melhorado.

5.5 MONTAGEM DO EXPERIMENTO

5.5.1 APRESENTAÇÃO DO EXPERIMENTO

Foi montado um sistema fotovoltaico contendo 14 módulos, m-Si Isofoton IS-70/12 de 70 Wp, fixados em suportes metálicos sobre um telhado, tipo laje, do Centro de Energias Alternativas e Renováveis (CEAR), da Universidade Federal da Paraíba, localizado na Cidade Universitária, na cidade de João Pessoa – PB ($-34.850856^\circ / -7.141707^\circ$), conforme apresentados na fotografia da Figura 58.



Figura 58. Sistema fotovoltaico contendo 14 módulos, m-Si Isofoton IS-70/12 de 70 Wp montados no CEAR/UFPB, João Pessoa - PB. Fonte: Guillermo Andrés Rodríguez Cantor. Acervo pessoal.

O sistema fotovoltaico foi conectado à rede elétrica através de um inversor de potência, SonnyBoy 1100, devidamente fotografado e apresentado através da Figura 59.



Figura 59. Inversor de potência, SonnyBoy 1100, de um sistema fotovoltaico montados no CEAR/UFPB, João Pessoa - PB. Fonte: Guillermo Andrés Rodríguez Cantor. Acervo pessoal.

Junto ao sistema fotovoltaico foi montada uma estação meteorológica contendo os sensores listados abaixo:

- Rastreador solar (Suntracker EKO®) que suporta sensores de medição de radiação global, direta e difusa. A este está acoplado um pireliômetro para medição da radiação direta e dois piranômetros responsáveis por medir a radiação global e radiação difusa. Esse equipamento segue apresentado na Figura 60.



Figura 60. Suntracker EKO®, de uma estação meteorológica montada no CEAR/UFPB, João Pessoa - PB.
Fonte: Guillermo Andrés Rodríguez Cantor. Acervo pessoal.

- Um sensor fotovoltaico de teste (Ingenieurburö Mencke & Tegtmeyer GmbH) capaz de medir a radiação no plano inclinado de 9° para o norte geográfico, mesma inclinação dos módulos fotovoltaicos. Esse, e os demais sensores descritos na sequência seguem apresentado na fotografia da Figura 61;
- Piranômetro para medição da radiação global incidente no plano horizontal;
- Anemômetro para medições da velocidade do vento;
- Biruta para registros do comportamento da direção do vento;
- Sensor de temperatura e humidade;
- Pluviômetro para marcação dos níveis de pluviosidade;



Figura 61. Piranômetro, sensor fotovoltaico, anemômetro, biruta, sensor de temperatura e humidade e pluviômetro, de uma estação meteorológica montada no CEAR/UFPB, João Pessoa - PB. Fonte: Guillermo Andrés Rodríguez Cantor. Acervo pessoal.

Todos esses sensores estão conectados a um datalogger Ammonitor® Meteo-40, que registra todos os dados das medições, cuja fotografia segue apresentada na Figura 62 (a). Esse equipamento é conectado à rede de internet, permitindo que o mesmo possa ser acessado remotamente e que todos os dados sejam enviados para um banco de dados. Esse equipamento é alimentado por um par de baterias que são recarregadas por 2 módulos fotovoltaicos em série, Solarex® MSX-77 77Wp, através de um controlador de carga, conforme registrado na fotografia da Figura 62 (b). Foram registrados os valores médios calculados no período de 10 minutos para cada um dos sensores descritos.

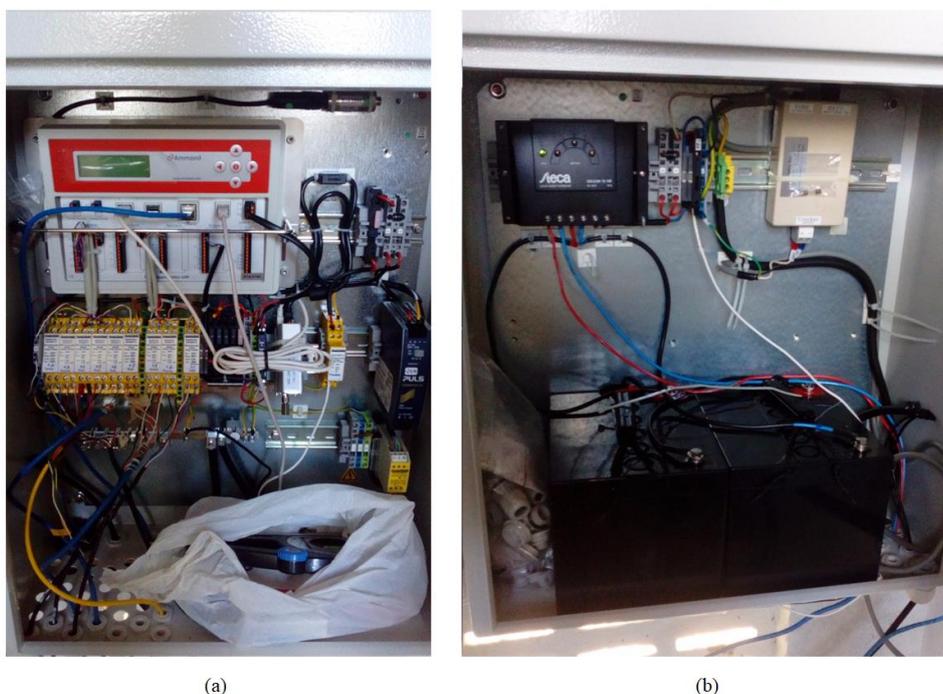


Figura 62. (a) Datalogger Ammonitor® Meteo-40 e (b) controlador de carga. Fonte: Guillermo Andrés Rodríguez Cantor. Acervo pessoal.

5.5.2 APRESENTAÇÃO DOS DADOS COLETADOS

Vários fatores ambientais podem alterar o funcionamento de uma célula fotovoltaica, alguns deles são afetados principalmente pela localização geográfica, pelo dia do ano ou pelas condições climáticas. Dentre eles, a temperatura e irradiância são apontados como mais relevantes, tanto que os seus efeitos já foram incluídos no equacionamento da modelagem proposta, e podem ser entendidos como dados de entrada do modelo. Para estimar o comportamento sob condições ambientais reais, estes dados de entrada, que alimentarão o algoritmo, deverão se aproximar o máximo das condições práticas. Existem diferentes formas de alimentar a modelagem, uma delas consiste em utilizar o equacionamento solar descrito em (DUFFIE e BECKMAN, 2013), que possibilita gerar uma estimativa da radiação solar incidente em uma superfície para uma data e hora específica. Utilizando o equacionamento solar, foi gerada uma curva da irradiância incidente em uma superfície com inclinação nula ao longo do dia 21 de junho de 2015, na cidade de João Pessoa, Paraíba, conforme apresentada no gráfico da Figura 63. Essa é uma estimativa que pode variar muito da realidade, pois não considera atenuações, como a provocada pela nebulosidade, mas que pode ser melhorada inserindo fatores atenuantes no equacionamento, como o índice de claridade (K_T).

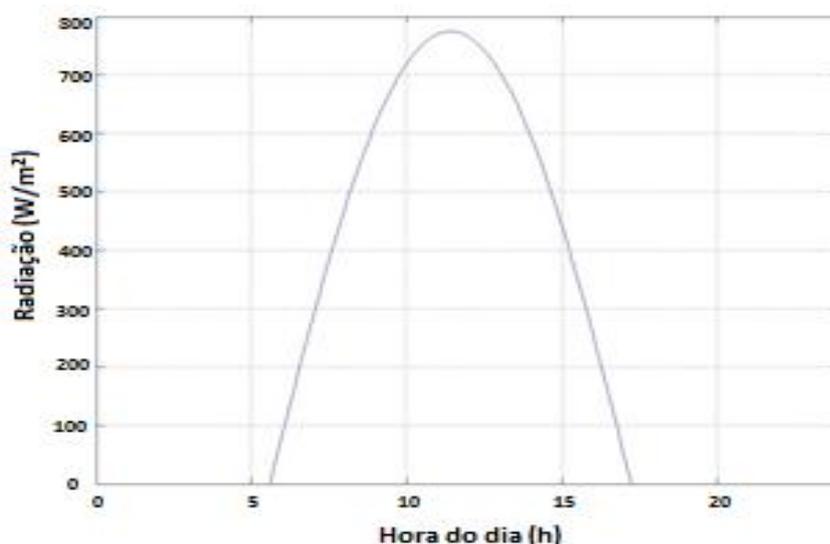


Figura 63. Curva radiação estimada para a cidade de João Pessoa – PB. Fonte: Elaborada pelo autor.

Na Figura 64 são ilustradas duas curvas de medições da radiação solar ao longo de um dia, a primeira delas para um dia sem nebulosidade e a outra para um dia com muita nebulosidade, permitindo observar como é atenuada a radiação incidente em uma superfície

sob o efeito da nebulosidade. Diante do exposto, para que as estimativas de energia gerada pelo sistema baseiem-se ao máximo em condições reais de funcionamento, e para que seus resultados possam ser confrontados com a quantidade real de energia gerada pelo sistema, os dados de entrada utilizados pela simulação serão provenientes das leituras do experimento apresentado anteriormente, localizado no Laboratório de Energia Solar (LES) da UFPB.

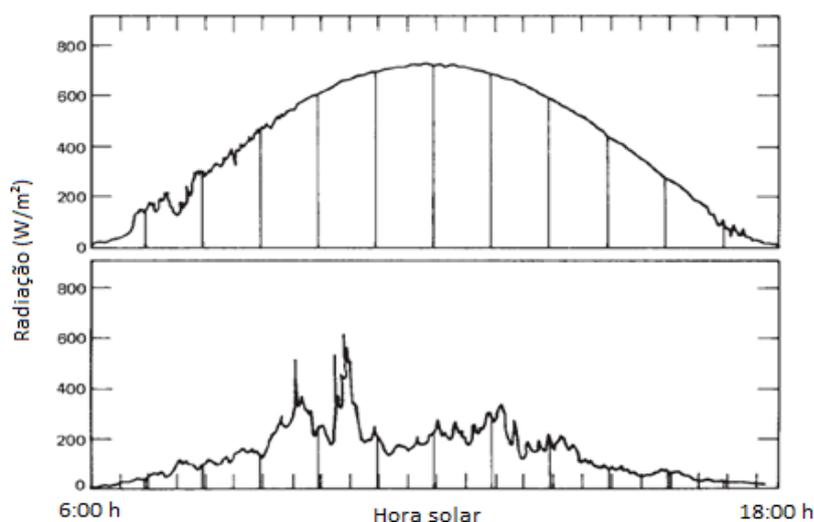


Figura 64. Curvas de radiação medidas em dias sem nuvens e com nuvens. Adaptado de (DUFFIE e BECKMAN, 2013)

Os dados coletados pelo referido experimento que serão considerados para as análises de estimativa da energia gerada foram coletados no mês de agosto de 2016, e então devidamente tratados para que pudessem ser utilizados de forma confiável. Apesar do experimento possuir diversos tipos de sensores capazes de verificar: irradiância no plano horizontal, irradiância direta, umidade do ar, velocidade do vento, direção do vento, pressão atmosférica e precipitação pluviométrica, para esse estudo serão utilizados apenas a temperatura ambiente e a irradiância incidente no plano inclinado de 9° , mesma inclinação ao qual estão submetidos os módulos fotovoltaicos.

- Temperatura

A ideia inicial consistia em realizar essa análise no maior período de tempo possível, porém devido a algumas adversidades encontradas na execução do experimento, foi selecionado o período de 31 dias durante o mês de agosto de 2016, com médias de medições registradas a cada 10 minutos, totalizando mais de oito mil pontos de medições de temperatura e irradiância, que serão inseridos aos pares no algoritmo para simular o

funcionamento de um sistema fotovoltaico. Devido à grande quantidade de leituras que deverão ser inseridas e processadas, é essencial que, além de precisa, a metodologia escolhida apresente boa eficiência no tempo de processamento.

A cidade de João Pessoa/PB, localizada no litoral do nordeste brasileiro à Latitude: -7.10 e Longitude: -34,87, apresenta clima tropical, com um curto período de seca e pluviosidade média anual de 1888 mm, com temperatura média anual de 25,2 °C (INMET). No mês de agosto, a média mensal calculada entre os anos de 1931 e 1990 varia entre 25,1 °C e 24,7 ° C, conforme destacado no gráfico da Figura 65, dados apresentados pelo Instituto Nacional de Meteorologia, órgão do Ministério da Agricultura, pecuária e abastecimento. No mês de agosto a quantidade de chuvas na cidade de João Pessoa/PB também é reduzida, com média mensal variando entre 87,2 mm e 137,7 mm, bem abaixo de alguns meses que possuem médias próximas a 350 mm, como pode visto no gráfico da Figura 66.

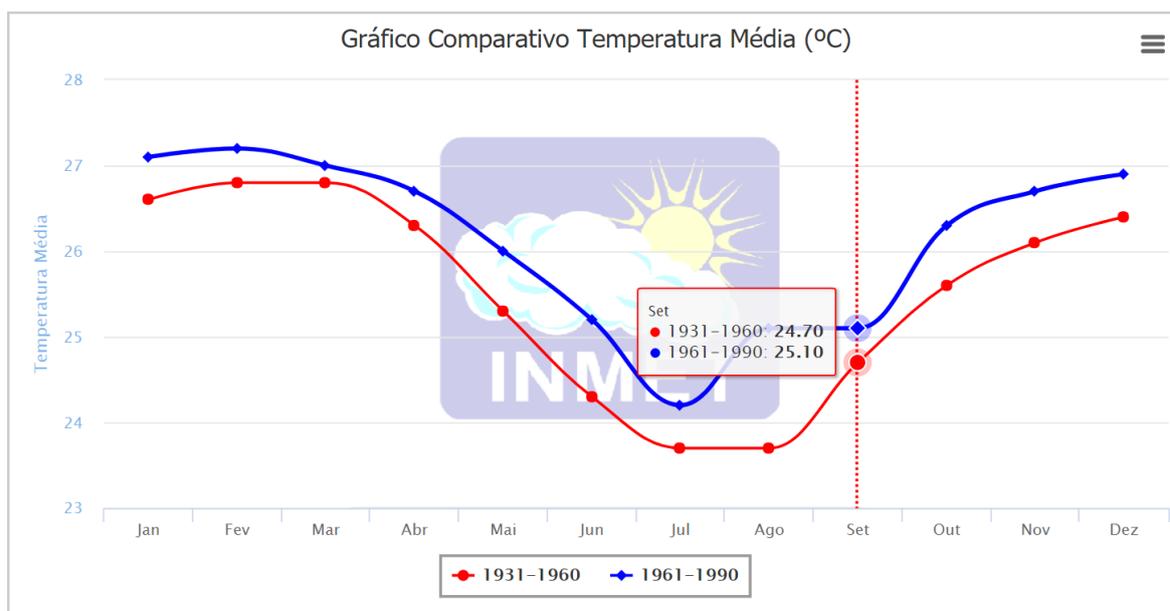


Figura 65. Curvas da temperatura média ao longo do ano na cidade de João Pessoa – PB. Fonte: (INMET).

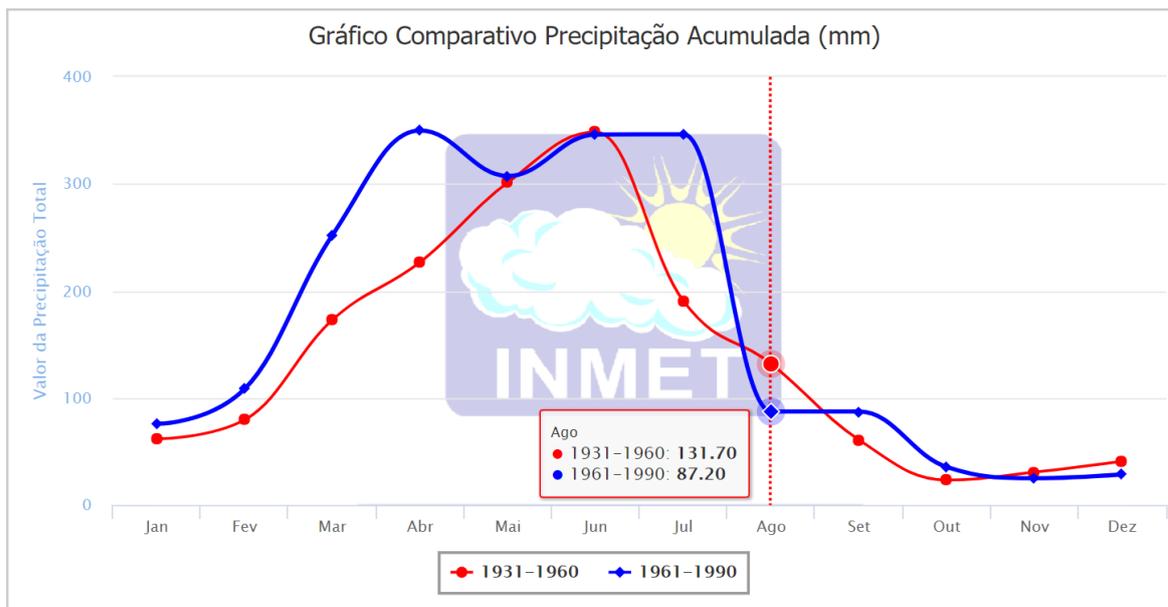


Figura 66 Curvas da precipitação pluviométrica média ao longo do ano na cidade de João Pessoa – PB. Fonte: (INMET)

No mês de agosto de 2016 registrou-se uma temperatura média de 25,9 °C, com menor média diária registrada em 24,1 °C e com maior média diária em 27,1 °C, nos dias 03 e 19 de agosto respectivamente. Essas informações são observáveis através de consulta ao gráfico da Figura 67.

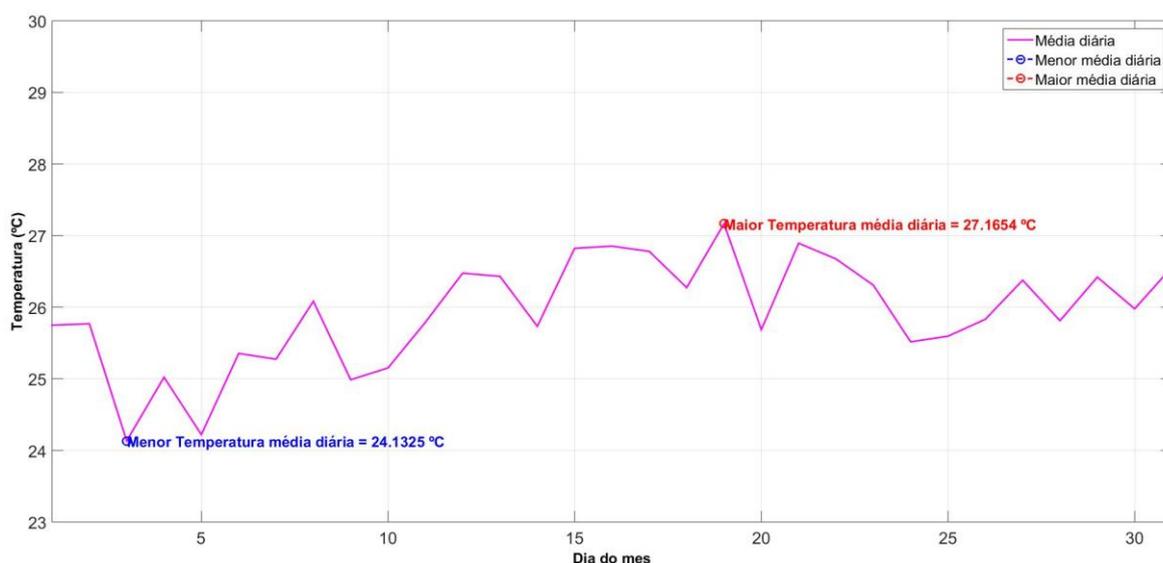


Figura 67. Curvas da temperatura média diária verificada em João Pessoa – PB no mês de agosto de 2017.

Também foi gerado o gráfico da temperatura ao longo do dia 02 de agosto, com médias registradas a cada 10 minutos, verificou-se temperaturas que variam entre aproximadamente 22 °C a noite e 30 °C no início da tarde, esta e outras informações podem ser observadas consultando o gráfico da Figura 68.

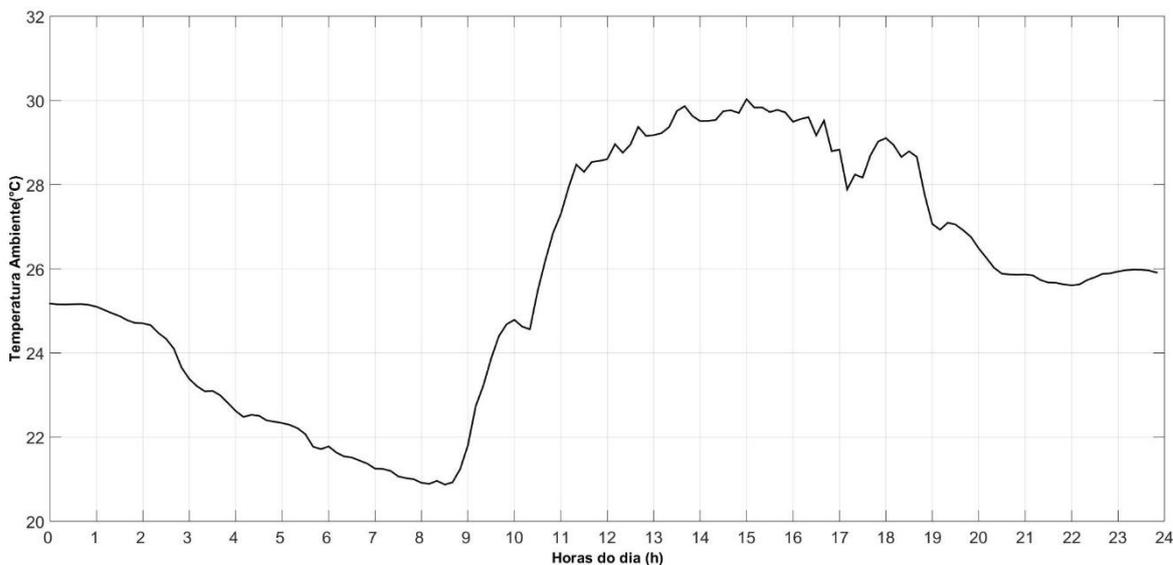


Figura 68. Curva da temperatura em João Pessoa – PB no dia 02 de agosto de 2016.

- Irradiância

Utilizando uma célula solar de teste com 9,5° de inclinação e alinhada para o norte geográfico, foram realizadas medições da irradiância com médias registradas a cada 10 minutos. No gráfico da Figura 69 observa-se a curva da insolação média ao longo do ano na cidade de João Pessoa – PB. Em destaque nota-se a insolação média para um dia do mês de agosto, igual a 5,69 kWh/m²/dia. O referido gráfico foi obtido no site do Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito (CRESESB).

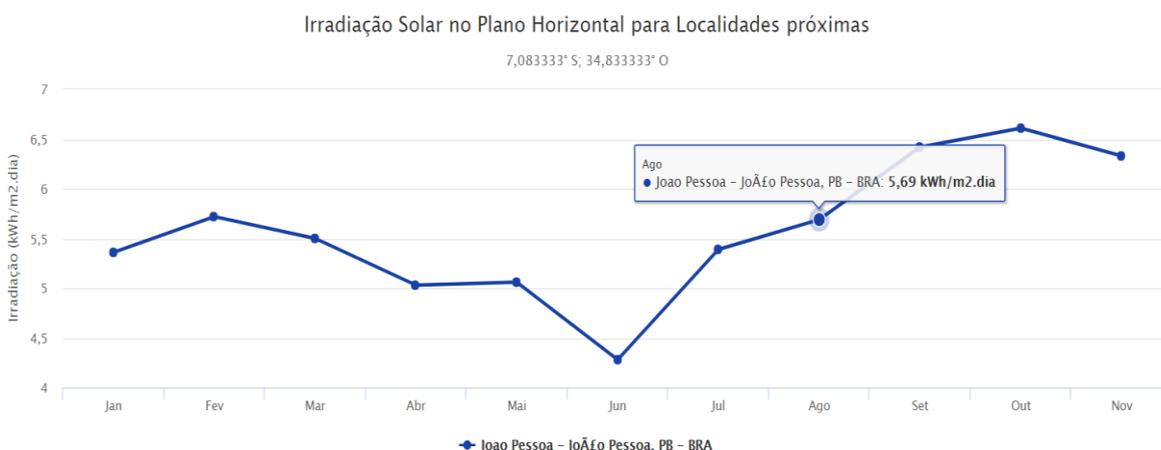


Figura 69. Curvas da insolação média na cidade de João Pessoa - PB. Fonte: (CRESESB, 2015).

Com os valores medidos na estação meteorológica instalada no CEAR/UFPB ao longo dos 31 dias do mês de agosto de 2016, foi possível realizar algumas análises que serão apresentadas mais adiante. Foi plotado o gráfico da irradiância ao longo de dia 02 de agosto

de 2016, e verificou-se que para essa época do ano a primeira medição da irradiação solar pode ser verificada aproximadamente entre as 06:00 h e 17:00 h, com valores firmes mais elevados entre 09:00 h e 13:00 h. Foram verificados momentos de queda acentuada na irradiação, que indicam períodos de nebulosidade, ver gráfico da Figura 70.

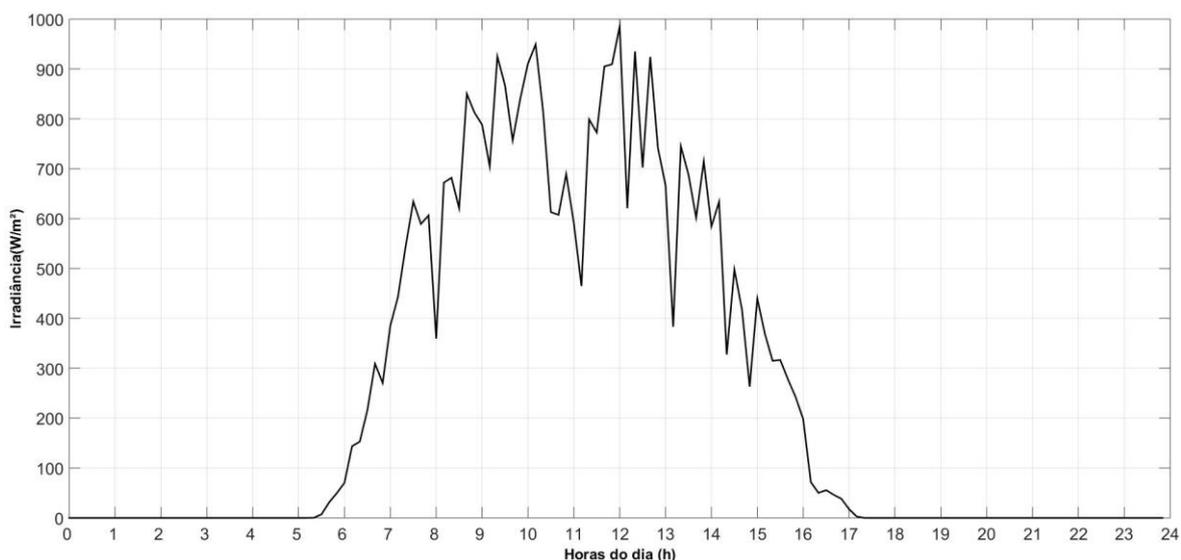


Figura 70. Curvas de irradiação medida em João Pessoa – PB no dia 02 de agosto de 2016.

Também foi plotado o gráfico da insolação para o mês de agosto de 2016, que segue ilustrado na Figura 71. A insolação média verificada nesse período foi de 5,76 kW.h/m²/dia.

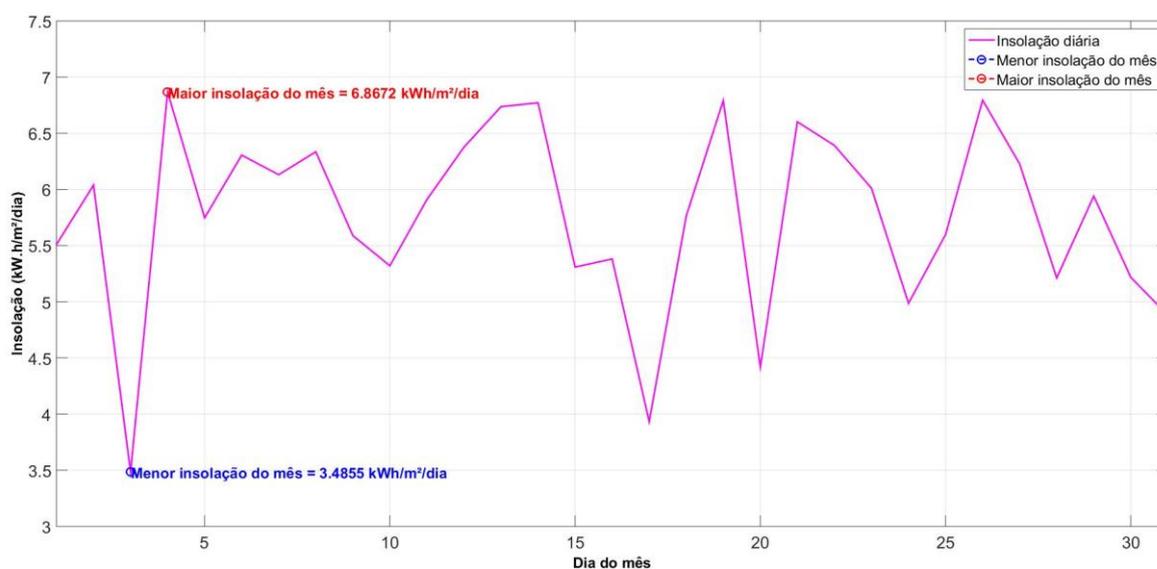


Figura 71. Curvas da insolação diária calculada na cidade de João Pessoa – PB no mês de agosto de 2016.

- Energia gerada

O sistema fotovoltaico experimental composto por 14 módulos fotovoltaicos e 1 inversor de potência conectado à rede de distribuição, funcionou ativamente durante todo o período considerado para esse estudo. As medições de energia gerada efetivamente pelo sistema tinham como objetivo confrontar os resultados estimados pela metodologia proposta, e por metodologias usuais de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos, como o método da insolação. Porém, o inversor utilizado, capaz de registrar os valores de tensão e corrente gerados pelo sistema, apresentou problemas ao ser acessado para resgatar os valores arquivados, dessa forma, não será possível apresentar esses resultados neste estudo. Tal análise poderá ser realizada no futuro quando da substituição do equipamento defeituoso, ou até mesmo utilizando os dados de outro sistema localizado imediatamente próximo ao sistema original.

5.6 ESTIMATIVAS DA ENERGIA MÉDIA GERADA PELO SISTEMA FOTOVOLTAICO DO EXPERIMENTO

5.6.1 ENERGIA ESTIMADA PELA METODOLOGIA PROPOSTA

A primeira etapa para calcular a estimativa da energia gerada pelo sistema consiste em caracterizar o módulo fotovoltaico utilizado no sistema que compões o experimento. Para isso, é preciso encontrar os parâmetros do módulo fotovoltaico. Seguindo a rotina da Metodologia Melhorada, descrita no fluxograma da Figura 53, o módulo fotovoltaico utilizado no experimento teve seus parâmetros encontrados conforme listados na Tabela 14. No gráfico da Figura 72 está plotado o comportamento do RMSE em função da variação do fator de idealidade, com o ponto de menor erro quadrático médio devidamente assinalado.

Tabela 14. Tabela dos parâmetros obtidos através de rotina computacional no Matlab usando a Metodologia Melhorada para o módulo fotovoltaico m-Si Isofoton IS-70/12.

Parâmetros	Rotina Melhorada
α	1,08
R_S	0,32 Ω
R_P	242,5 Ω
RMSE	0,084 %

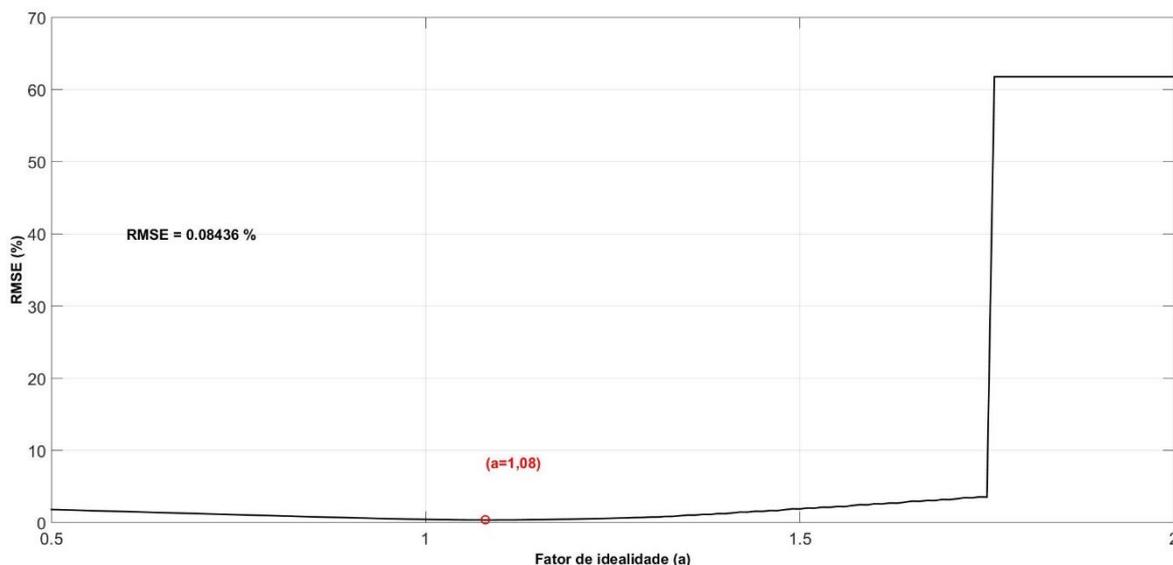


Figura 72. Curvas do erro médio quadrático ao variar o fator de idealidade e as resistências em série e paralelo utilizando a metodologia melhorada. Fonte: Elaborada pelo autor.

A caracterização do módulo fotovoltaico usando os parâmetros encontrados anteriormente, que consiste em determinar as curvas características de corrente e potência para diferentes condições de temperatura e irradiância, é a próxima etapa do processo, gerando as curvas da Figura 73 e Figura 74. A modelagem obteve sucesso ao que se propunha para caracterizar o módulo fotovoltaico, pois além das curvas apresentarem os padrões esperados, elas convergiram para as curvas experimentais apresentadas na folha de dados.

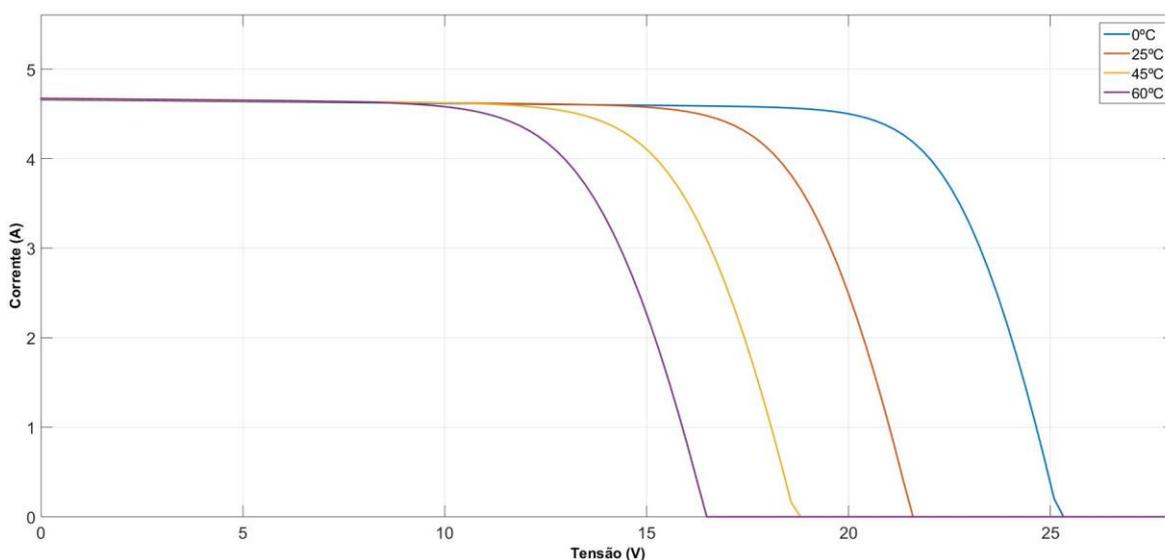


Figura 73. Curvas características $I \times V$ da célula fotovoltaica IS-70/12 obtidas nas condições de $G=1000\text{W/m}^2$ e temperatura variando, $T=0\text{ °C}$, $T=25\text{ °C}$, $T=45\text{ °C}$ e $T=60\text{ °C}$. Fonte: Elaborada pelo autor.

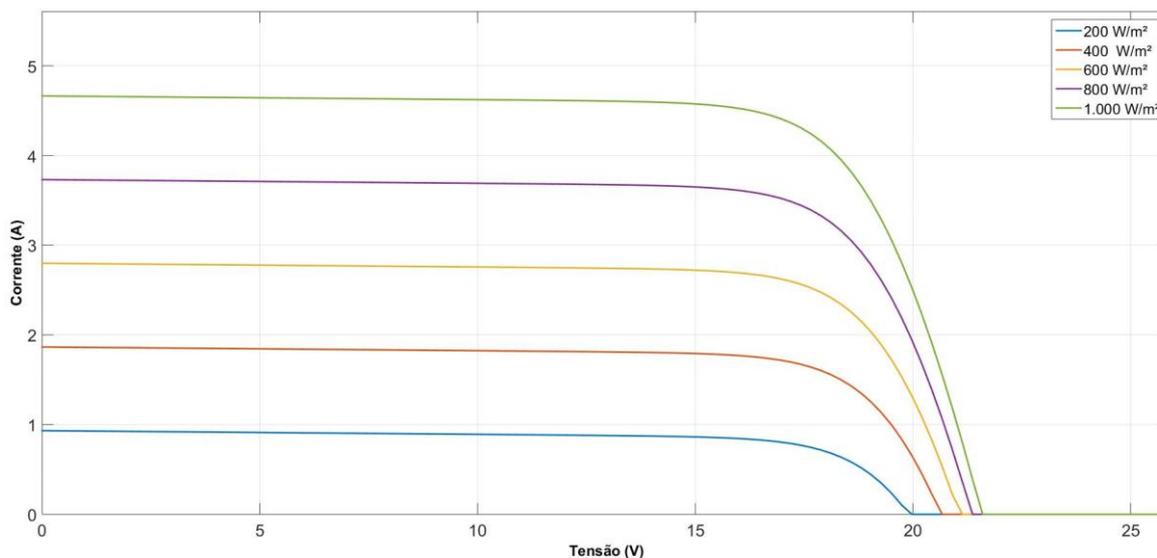


Figura 74. Curvas características $I \times V$ do módulo fotovoltaico IS-70/12 obtidas nas condições de $T=25\text{ }^{\circ}\text{C}$, e irradiância variando, $G=1000\text{W/m}^2$, $G=800\text{W/m}^2$, $G=600\text{W/m}^2$, $G=400\text{W/m}^2$, $G=200\text{W/m}^2$. Fonte: Elaborada pelo autor.

Com o módulo devidamente parametrizado e caracterizado, são utilizados como dados de entrada da simulação todos os 4.464 pares de medições de temperatura e irradiância aferidos experimentalmente ao longo do mês de agosto de 2016, para simular o seu funcionamento, obtendo como resposta as informações de potência e energia geradas. O passo a passo desta rotina segue esquematizado através do fluxograma da Figura 75. A simulação tem início ao receber todas as constantes e valores experimentais do módulo fotovoltaico descritos na folha de dados, que juntamente com os dados de entrada de temperatura e irradiância das medições meteorológicas dão condições para que sejam determinados todos os parâmetros. Esse cálculo é feito usando a metodologia melhorada apresentada anteriormente. Com esses parâmetros são levantadas as curvas características para cada par temperatura e irradiância. Com a curva de potência, adota-se que o sistema possui um sistema de rastreamento do ponto de máxima potência - MPPT ideal, garantindo que o módulo trabalhe sempre no ponto de operação que entregue a máxima potência possível ao sistema, no joelho da curva de potência. A análise até então é realizada para uma única unidade de módulo fotovoltaico, porém como o sistema é composto por 14 módulos interligados em série, a potência entregue pelo sistema é igual a 14 vezes a potência entregue por uma única unidade, permitindo calcular a quantidade de energia gerada pelo sistema.

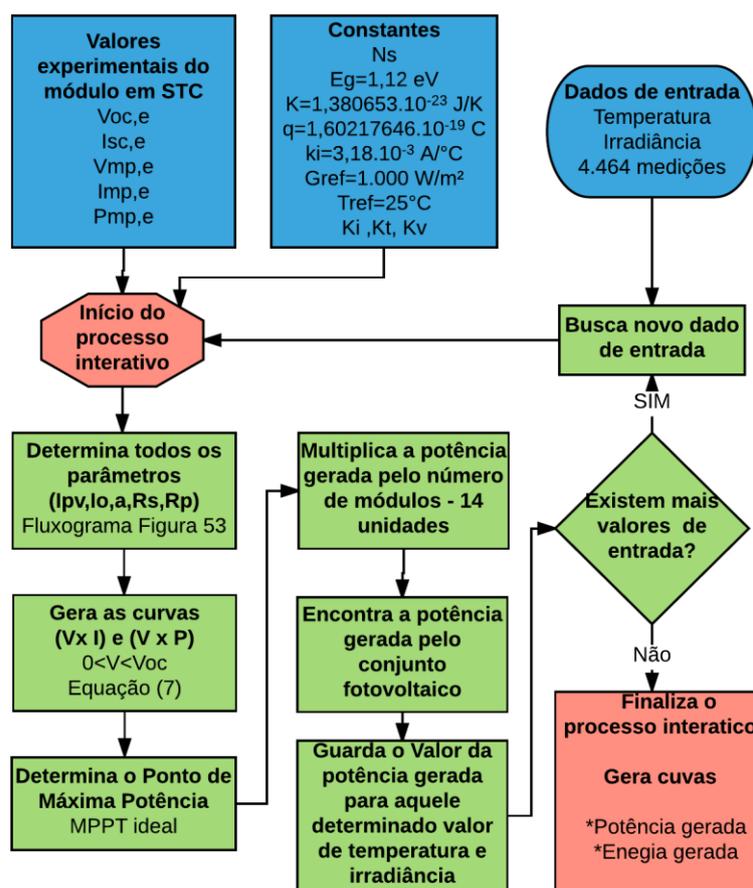


Figura 75. Fluxograma do algoritmo utilizado para cálculo da energia estimada utilizando a metodologia melhorada. Fonte: Elaborada pelo autor.

Os gráficos da potência estimada entregue ao sistema referente ao dia 14 de agosto, tanto para uma única unidade quanto para o conjunto de módulos fotovoltaicos, seguem ilustrados na Figura 76. Observa-se que as curvas de potência seguem basicamente a curva de irradiância da Figura 77 para o mesmo dia, isso acontece, pois a corrente e consequentemente a potência de saída do módulo, variam linearmente com a irradiância enquanto os efeitos da temperatura influenciam de forma bem mais modesta.

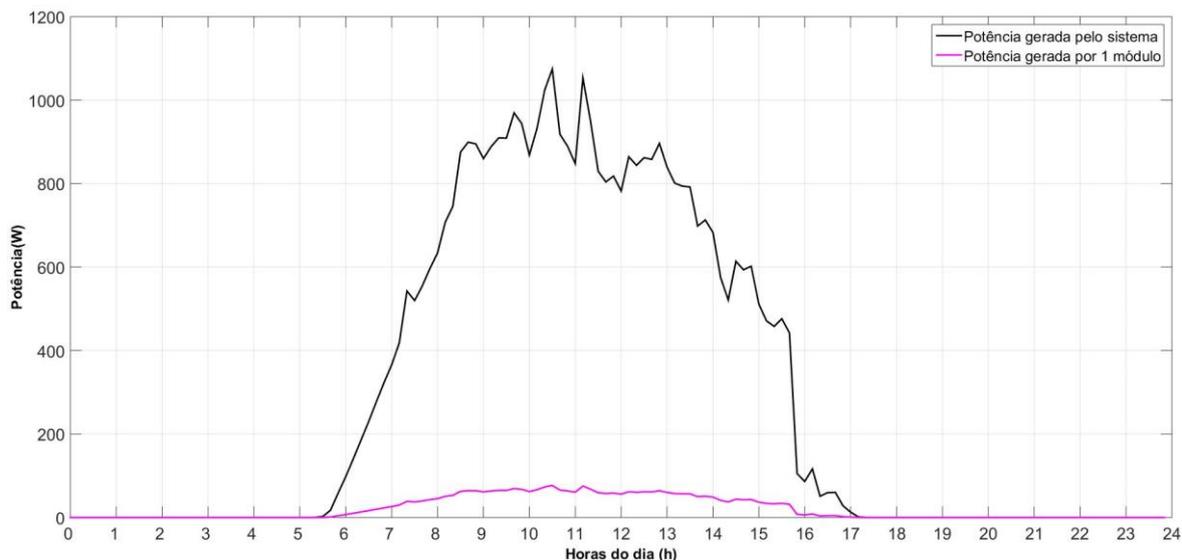


Figura 76. Curvas de potência estimada gerada por um módulo IS-70/12 e pelo sistema composto por 14 módulos iguais. Fonte: Elaborada pelo autor.

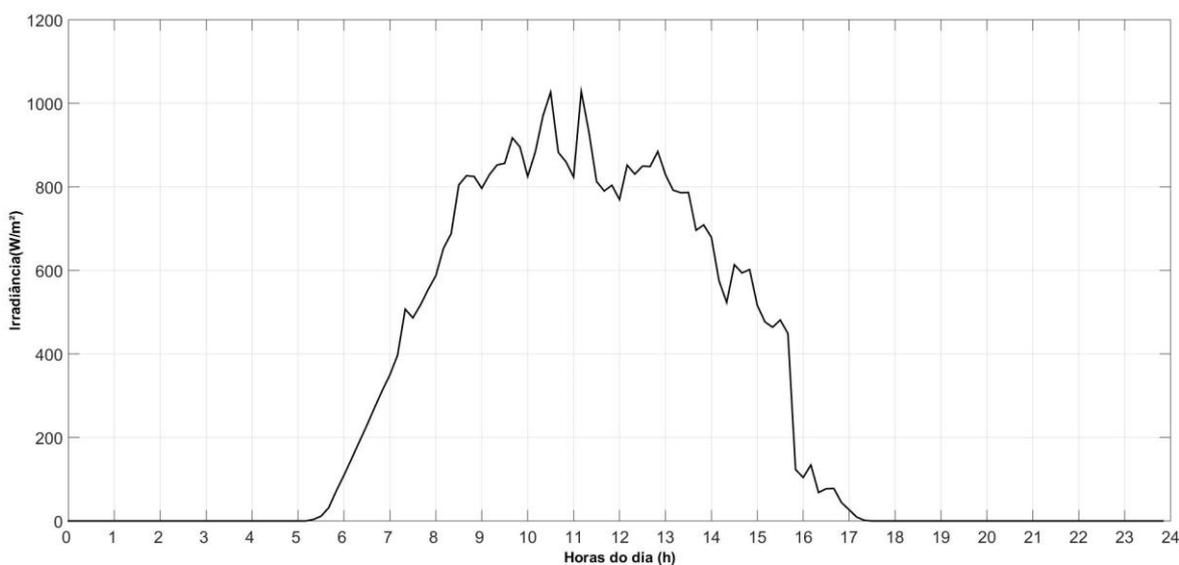


Figura 77. Curva da irradiância na Cidade de João Pessoa – PB no dia 14 de agosto de 2016. Fonte: Elaborada pelo autor.

Definidas as curvas de potência, é possível determinar quanto de energia foi gerada pelo sistema, calculando a área sob a curva de potência. Utilizando a regra dos trapézios foi feita a integração numérica sob as curvas de potência dos 31 dias do mês de agosto, chegando à estimativa total de 180,1 kW.h de energia produzida pelo sistema ao longo do mês de agosto de 2016. A quantidade de energia gerada para cada dia segue graficamente apresentada no Figura 78.

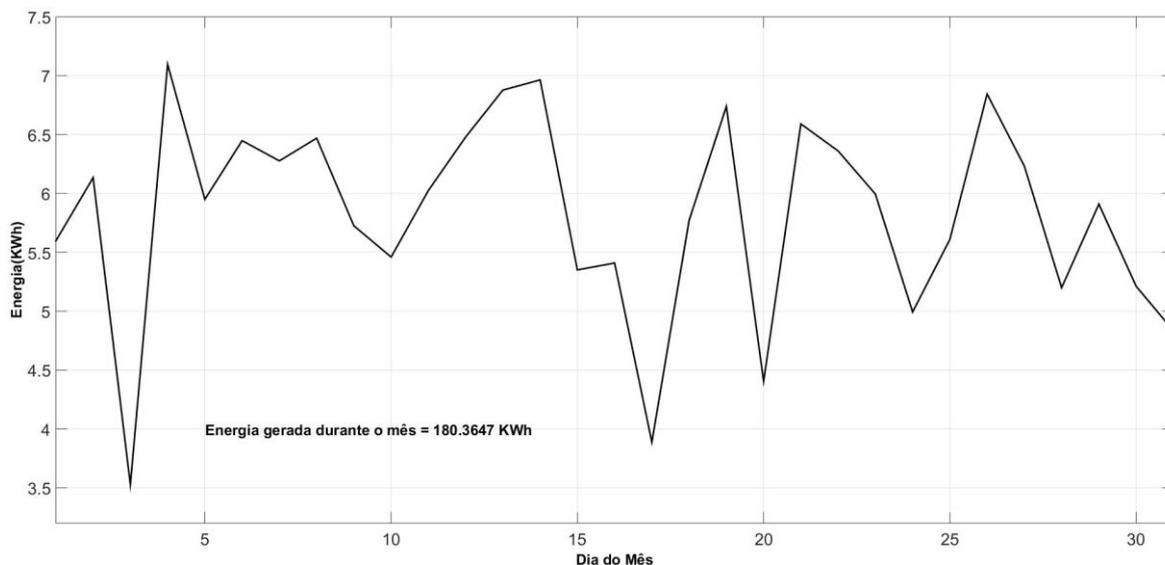


Figura 78. Curvas da geração de energia estimada do sistema fotovoltaico composto por 14 módulos IS-70/12 utilizando a metodologia melhorada. Fonte: Elaborada pelo autor.

Em termos de comparação, também foi realizado a mesma estimativa de energia gerada pelo sistema quando utilizada a metodologia 4, que apresentou o maior erro médio quadrático na análise comparativa entre as metodologias, como resultado, estimou-se 173,4 kW.h de energia gerada, uma redução de 3,7 kW.h em um mês, cerca de 2,05 % a menos de energia. O gráfico dessa análise pode ser consultado na Figura 79.

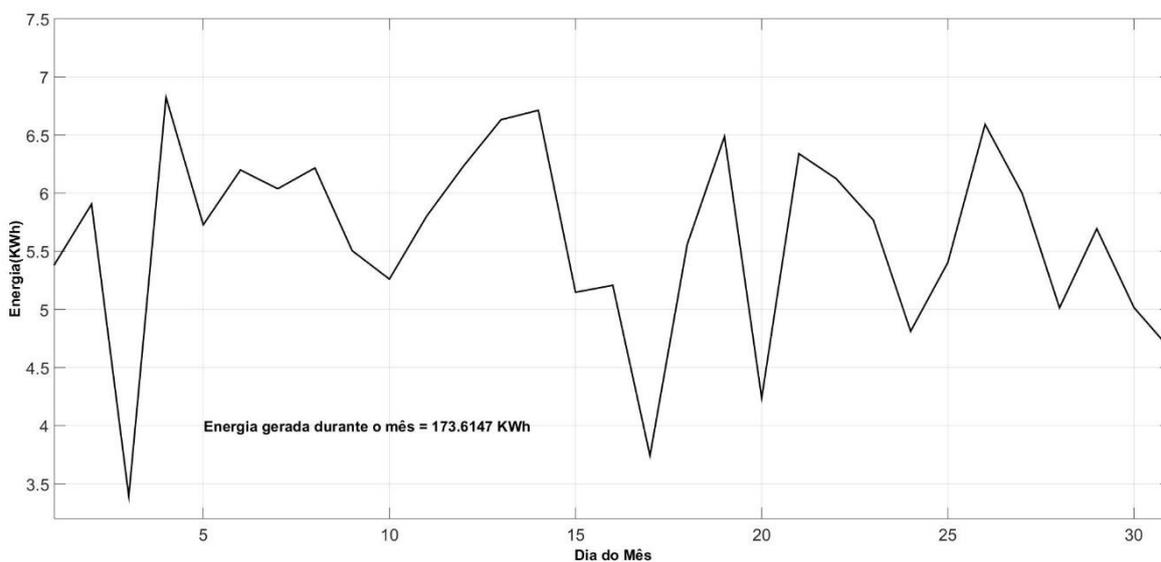


Figura 79. Curvas da geração de energia estimada do sistema fotovoltaico composto por 14 módulos IS-70/12 utilizando a metodologia 4. Fonte: Elaborada pelo autor.

5.6.2 ENERGIA ESTIMADA UTILIZANDO METODOLOGIAS DE DIMENSIONAMENTO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO

O dimensionamento de um sistema fotovoltaico requer muito cuidado e atenção, principalmente quando se trata de uma tecnologia que ainda possui custo elevado para implantação e poucos incentivos no Brasil. Falhas no dimensionamento de um sistema fotovoltaico podem resultar no superdimensionamento do sistema de geração, fazendo com que mês após mês o sistema gere mais eletricidade do que é demandada pela unidade consumidora, obrigando o consumidor a doar o excedente energético para a concessionária de distribuição de eletricidade sem que seja paga nenhuma compensação financeira. Conforme é regulamentado pela resolução normativa 687/15 da ANEEL, todos os créditos de energia que são gerados e não são consumidos no período de 60 meses devem ser convertidos em prol da modicidade tarifária do país. Diante do exposto, o superdimensionamento acaba tornando o sistema mais caro e aumenta o tempo necessário para retorno financeiro do investimento inicial. Outra preocupação é da possibilidade de falhas no projeto que levem ao subdimensionamento do sistema de geração fotovoltaica, dessa vez, o sistema irá gerar menos energia do que é esperado pelo projeto inicial, elevando o tempo de retorno do investimento que foi feito. É possível notar que além das questões técnicas envolvidas no processo de dimensionamento de um sistema fotovoltaico, que mudam drasticamente para diferentes regiões do planeta, também devem ser considerados os aspectos regulatórios e da concessão de incentivos.

Poucas são as fontes bibliográficas onde são encontradas metodologias de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. Em sua maioria, as metodologias observadas são adaptações simplórias de metodologias que foram elaboradas para o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos isolados. Além de alguns livros didáticos, essas metodologias de dimensionamento podem ser encontradas também em alguns manuais técnicos, porém, algumas delas apresentam caráter empírico, conforme é relatado em (VILLALVA e GAZOLI, 2014). Um dos métodos mais conhecidos é o método da insolação que é descrito por (VILLALVA e GAZOLI, 2014), (LOPES, 2012) e (PINHO e GALDINO, 2014).

- Método da insolação

A primeira etapa do dimensionamento de um sistema fotovoltaico que é descrita pelo método da insolação consiste em determinar a demanda diária de energia elétrica necessária para atender as necessidades da unidade consumidora. Esse levantamento é realizado com base na projeção do tempo de uso diário de cada equipamento associado à sua potência elétrica, conforme é estabelecido pela Equação (49).

$$E_{C,dia} = \sum_1^n P_n \cdot t_n, \quad n \text{ diferentes equipamentos} \quad (49)$$

onde $E_{C,dia}$ é a energia total consumida no período de um dia [Wh], P a potência do equipamento [W] e t o tempo diário que o equipamento é utilizado [h]. Somando a energia consumida diariamente por cada equipamento é determinada a demanda energética diária da unidade consumidora. É possível ressaltar que o consumo energético de uma unidade consumidora dificilmente será constante e igual para todos os dias do ano, pois existe variação no perfil de consumo graças à sazonalidade no uso de alguns equipamentos que podem variar semanalmente ou até para diferentes épocas do ano, algumas delas agravadas pelas mudanças das estações climáticas. Sendo assim, alguns autores, como (LOPES, 2012), definem que a demanda diária deve ser calculada como o consumo médio diário durante o período de um mês, como descrito pela Equação (50).

$$E_{MC,dia} = \frac{\sum_1^{30} (\sum_1^n P_n \cdot t_n)}{30} \quad (50)$$

O consumo médio diário no período de um mês resolve o problema da sazonalidade mensal, contudo, alterações no padrão de consumo observadas ao longo do ano não são inseridas no equacionamento. Fazer uma projeção correta da demanda de energia elétrica de um consumidor é uma tarefa muito complexa, pois o perfil de consumo de eletricidade está associado a questões subjetivas como fatores sociais, econômicos, culturais, climáticos etc.

Dando continuidade ao que propõe o método da insolação, deve ser definida a quantidade de energia que cada módulo fotovoltaico poderá gerar no período de um dia, para isso, é importante conhecer a disponibilidade diária do recurso solar que depende de vários fatores como, localização geográfica, hora do dia, dia do ano, condições climáticas, composição atmosférica, entre outros.

Dessa forma, o método propõe que seja utilizada a média diária do mês de menor insolação como recurso solar para determinação da quantidade de energia que pode ser gerada diariamente pelo módulo fotovoltaico, que é dada pela Equação (51).

$$E_{P,dia} = E_S \cdot A_M \cdot \eta_M \quad (51)$$

$$\eta_M = \frac{P_{MAX}}{A_M \cdot 1000} \quad (52)$$

onde $E_{P,dia}$ é a energia produzida diariamente pelo módulo [Wh], E_S é a insolação diária na região da instalação [Wh/m².dia], A_M é a área do módulo [m²], η_M é a eficiência do módulo e P_{MAX} é a potência máxima ou de pico do módulo.

Algumas ressalvas podem ser feitas quanto ao método da insolação:

- Não são apresentados critérios para a escolha do módulo fotovoltaico;
- A utilização da média diária do mês de menor insolação como recurso solar para determinação da quantidade de energia que pode ser gerada diariamente pelo módulo fotovoltaico pode levar a um superdimensionamento do sistema nos demais meses do ano quando o recurso solar é mais abundante;
- Nem sempre será possível encontrar uma curva de insolação para a região onde deverá ser instalado o sistema.

De posse da quantidade de energia elétrica que será demandada e da quantidade de eletricidade que será gerada diariamente por cada módulo para determinar a quantidade de módulos necessários no sistema fotovoltaico, basta fazer uma divisão simples como é apresentado pela Equação (53).

$$N = \frac{E_{MC,dia}}{E_{P,dia}} \quad (53)$$

onde N é o número de módulos necessários para atender a demanda energética, e deve ser um valor inteiro, sendo necessário fazer aproximações quando resultar em números não inteiros. A disposição dos módulos em série e paralelo deverão ser definidos de acordo com os níveis de tensão e corrente suportados pelos inversores de potência.

Como pode ser observado, o método da insolação é bastante simplório e não considera uma série de fatores que afetarão o desempenho do sistema, como:

- Perdas nos inversores, que pode ser inserida na metodologia de dimensionamento através de sua eficiência;
 - Perdas inerentes ao processo de condução;
 - A velocidade dos ventos, que pode arrefecer os módulos, melhorando a sua eficiência;
 - A deposição de material particulado sobre os módulos, que pode reduzir a eficiência do sistema e frequência de manutenção básica;
 - Perda de eficiência do módulo fotovoltaico associadas ao tempo de utilização;
 - A temperatura da região onde será instalado o sistema.
- Cálculo da energia gerada

Utilizando o método da insolação, é possível calcular a estimativa de energia gerada pelo módulo fotovoltaico basicamente utilizando a Equação (51). O módulo em questão possui 36 células monocristalinas nas dimensões de 125 mm x 125 mm, sendo assim, a área total do módulo é de 0,5625 m². Como o fabricante não disponibiliza a eficiência do módulo, esta deve ser calculada utilizando a Equação (53), resultando em uma eficiência de 4,80 %. Dessa forma, a geração total do mês, considerando a insolação medida, seria de 187,715 kW.h. Nota-se uma estimativa de geração maior que aquelas estimadas pelas metodologias apresentadas. A Figura 80 mostra a estimativa da geração do sistema dia após dia, calculada com base no método da insolação.

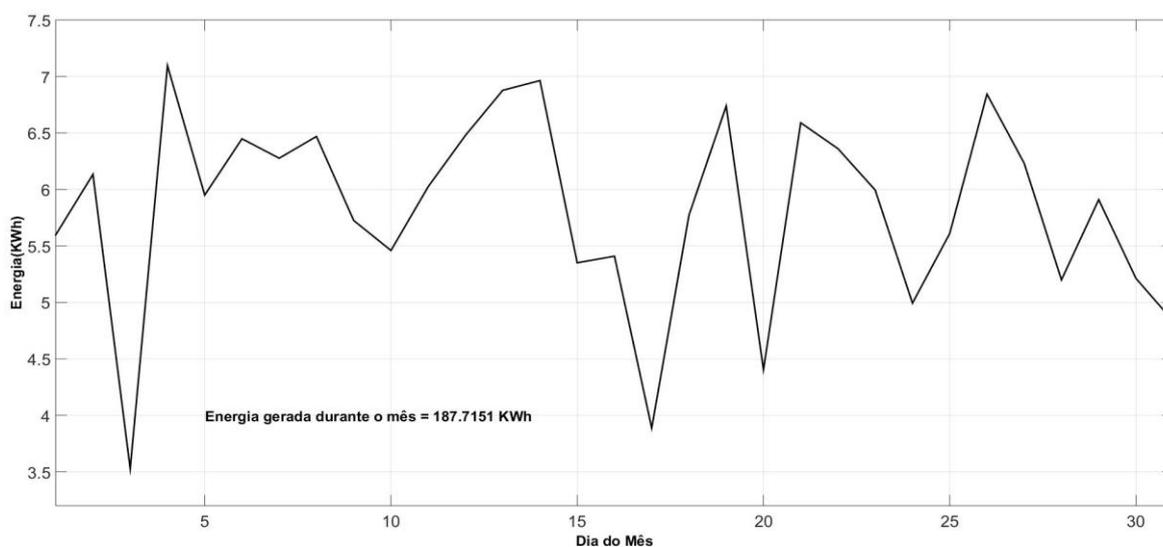


Figura 80. Curvas da geração de energia estimada do sistema fotovoltaico composto por 14 módulos IS-70/12 utilizando o método da insolação. Fonte: Elaborada pelo autor.

6 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Partindo da modelagem de uma célula fotovoltaica na forma de circuitos elétricos, foi possível analisar metodologias de parametrização dos modelos de acordo com as informações disponibilizadas pelo fabricante na folha de dados, e compará-las através de análises do erro absoluto, relativo e erro médio quadrado. Através de tentativas de melhorar a parametrização para que o erro de convergência entre as curvas características estimadas e aquelas do datasheet fosse reduzido, foi possível alterar a metodologia escolhida que apresentou a melhor relação entre precisão e simplicidade. De posse de um modelo bem parametrizado o módulo é então caracterizado através de suas curvas características para diferentes condições de irradiância e temperatura, possibilitando que a metodologia fosse utilizada para simular o comportamento de um sistema fotovoltaico em reais condições de funcionamento, utilizando como dados de entrada valores de temperatura e irradiância aferidos e com médias registradas a cada 10 minutos durante o período de um mês.

Após a simulação do funcionamento do sistema fotovoltaico, foi possível comparar os resultados obtidos, na forma de energia gerada, com as estimativas de geração do mesmo sistema utilizando a metodologia que apresentou menor precisão. A estimativa de geração utilizando um método de dimensionamento bastante utilizado, baseado na insolação da região, também foi calculado e teve seus resultados confrontados com as demais estimativas. Para que a comparação fosse realizada de forma justa, foi utilizada a insolação calculada através dos dados experimentais aferidos no experimento de medição meteorológica, ao invés de utilizar valores de insolação de tabelas e mapas de insolação que apresentam uma média da insolação anual. Estava previsto no início desse estudo, incluir na comparação a curva de energia efetivamente gerada pelo sistema, o que possibilitaria atestar os resultados simulados. Porém, devido a um defeito do inversor utilizado, não foi possível realizar tal análise. Os dados referentes à comparação da energia estimada de diferentes formas seguem apresentados na Tabela 15 e no gráfico da Figura 81.

Tabela 15. Tabela comparativa da geração de energia estimada do sistema fotovoltaico composto por 14 módulos IS-70/12 utilizando a metodologia melhorada, metodologia 2 e método da insolação.

Metodologia de cálculo	Estimativa da energia gerada
Metodologia Melhorada	180,10 kW.h
Metodologia 4	173,41 kW.h
Método da insolação	187.42 kWh

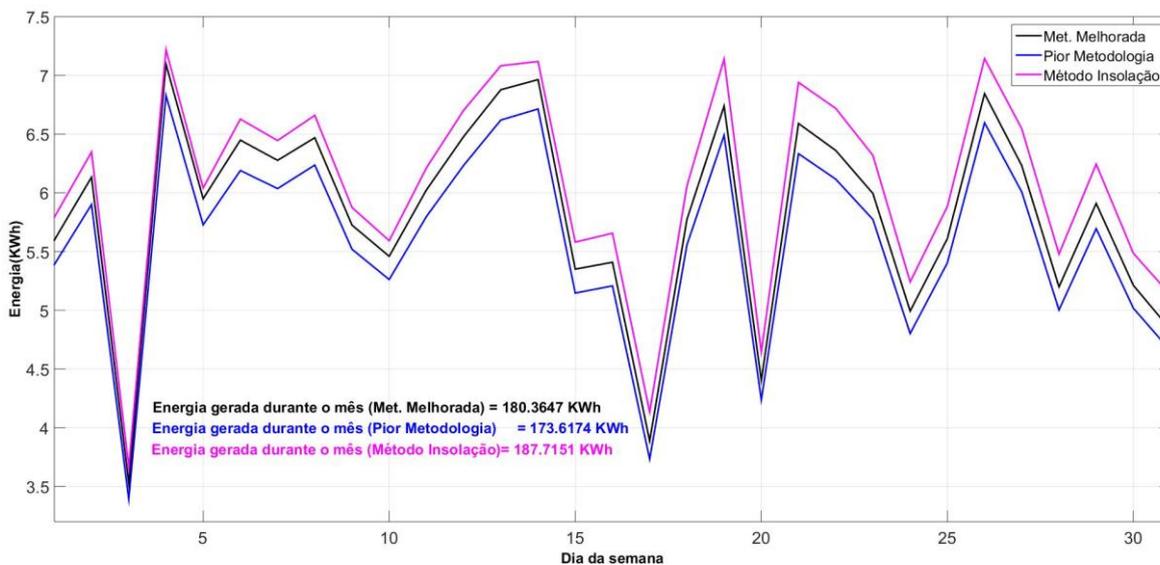


Figura 81. Curvas comparativas da geração de energia estimada do sistema fotovoltaico composto por 14 módulos IS-70/12 utilizando a metodologia melhorada, metodologia 2 e método da insolação. Fonte: Elaborada pelo autor.

Apesar de existir diferenças entre o quantitativo de energia gerado para as diferentes metodologias, essa é pequena, chegando no máximo a 7,6 %. Na metodologia melhorada, como é baseada no modelo do diodo com resistência em série e em paralelo, as resistências introduzem ao modelo as perdas resistivas inerentes ao fluxo de corrente no material semicondutor, ao contato entre o material semicondutor e o eletrodo metálico, ao fluxo de corrente do material metálico que forma o eletrodo e as correntes de fuga na junção PN. Não são inseridas nessa modelagem as perdas por recombinação dos pares elétrons lacunas.

A estimativa elaborada utilizando o método da insolação apresentou valores um pouco mais elevados, sendo que nesse método já está sendo considerada a eficiência do módulo fotovoltaico. Talvez essa diferença aconteça pelo fato de como a eficiência do modo é calculada, levando em consideração apenas a operação do módulo exclusivamente nas condições padrões de testes, quando na verdade, esta, deveria variar para diferentes condições de temperatura e irradiância também.

No estudo desenvolvido até aqui, é levado em consideração apenas o comportamento dos módulos fotovoltaicos, não inserindo os efeitos do inversor, a carga e a conexão com a rede elétrica de distribuição. Inserindo esses itens no estudo, a partir da modelagem proposta, é possível realizar um estudo do comportamento do sistema para diferentes tipos de cargas, visto que a carga é uma figura importante para o correto dimensionamento de qualquer instalação elétrica. A inserção da figura da carga na modelagem está diretamente relacionada com o levantamento da carga utilizado para realizar o dimensionamento do sistema, podendo

assim, esse estudo ser focado em um padrão de carga que represente as especificidades brasileiras de cada setor de consumo, residencial, comercial e industrial. Alguns estudos e relatórios poderão ser utilizados para determinação da demanda de padrão brasileiro, podendo ser citadas: (ROMAGNOLI, 2005) que apresenta algumas barreiras impostas pelo sistema regulatório brasileiro para a inserção da geração fotovoltaica distribuída no Brasil, (MIRANDA, 2013) e (PROCEL, 2010) que apresentam estudos relativas ao padrão de consumo residencial brasileiro.

A possibilidade de simular um sistema fotovoltaico completo permite repercutir as implicações causadas por falhas nas metodologias de dimensionamento, como o superdimensionamento e subdimensionamento, que implicam diretamente no custo e no tempo de retorno do investimento para implantação do sistema fotovoltaico, sempre considerando o sistema regulatório brasileiro e os incentivos aqui existentes. Também será possível propor alterações nas metodologias de modo a torná-las mais eficazes sobre as condições observadas no Brasil, elegendo dentre as metodologias de dimensionamento do sistema, aquela que melhor se enquadra nas especificidades brasileiras.

7 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A utilização de fontes renováveis de energia é uma necessidade cada vez mais necessária no planeta, dado que as fontes tradicionais não renováveis possuem caráter finito e sofrem com a crescente pressão da sociedade para sua redução devido aos impactos ambientais que elas provocam. A matriz elétrica brasileira é referência no aspecto renovável, graças principalmente a grande participação da geração hidrelétrica em sua composição. Porém, esta matriz também é pouco diversificada, ocasionando problemas de segurança no fornecimento da eletricidade. Devido ao enorme potencial brasileiro para a geração fotovoltaica, em todo o seu território, esta modalidade de geração surge como principal alternativa renovável para diversificação da matriz elétrica, principalmente quando aplicada na geração distribuída. Apesar de o Brasil possuir um ambiente regulatório bem definido para a implantação da microgeração e minigeração distribuída, este ainda é muito recente e necessita evoluir com o intuito de aumentar a viabilidade da sua implantação, já que os incentivos brasileiros para a geração fotovoltaica são praticamente inexistentes.

Os custos para implantação de um sistema fotovoltaico ainda são considerados elevados, logo, é necessário que o dimensionamento desses sistemas seja realizado de forma correta, evitando que erros levem a sistemas superdimensionados ou subdimensionados que podem resultar em aumento nos custos de implantação ou prolongamento do tempo necessário para alcançar o retorno do investimento inicial. Sendo assim, faz-se necessário que as metodologias de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos também evoluam, e isso é possível de ser alcançado realizando estudos que avaliem a eficácia dessas metodologias. Para chegar a base dessa questão a figura da modelagem da célula fotovoltaica é muito importante.

Amplamente estudada, e com literatura vasta, a modelagem de um módulo fotovoltaico é a primeira ferramenta para o desenvolvimento desse estudo. A mais comum dentre as modelagens, são aquelas baseadas em topologias de circuitos elétricos contendo dispositivos semicondutores, como o diodo, que possui comportamento semelhante ao de células fotovoltaicas. Esses modelos podem ser simulados computacionalmente utilizando dados experimentais. O modelo do diodo único com resistências em série e em paralelo apresentou, nesse estudo, um bom compromisso entre precisão e simplicidade, possibilitando a determinação dos parâmetros e caracterização do módulo através das curvas

características, inclusive para diferentes condições de temperatura e irradiância, atendendo às expectativas para esse estudo, pois atingiu margens de erro bastante pequenas.

Foram analisadas quatro metodologias para determinação dos parâmetros e caracterização do módulo fotovoltaico, todas apresentando diferentes formas de parametrizar o modelo, mas sempre alcançando bons resultados e margens de erro pequenas. A complexidade do algoritmo e o esforço computacional necessário para sua compilação foram os fatores importantes na hora de determinar qual das metodologias seria utilizada no decorrer do trabalho. A metodologia proposta por (VILLALVA e GAZOLI, 2014) foi a que apresentou melhor relação entre simplicidade e precisão, sendo escolhida, porém modificada, de tal sorte a variar o fator de idealidade durante o processo. Com essa alteração conseguiu-se chegar a erros muito próximos de zero.

Com o modelo bem definido e caracterizado, o algoritmo foi utilizado para simular o comportamento dos módulos fotovoltaicos utilizando como dados de entrada valores aferidos experimentalmente de temperatura e irradiância, com médias registradas a cada 10 minutos no período de um mês, permitindo levantar curvas de potência e energia gerada pelos módulos. Essas estimativas foram comparadas as estimativas calculadas utilizando o método da insolação, e observou-se que os valores obtidos para ambas as estimativas se encontram bastante próximos. Outros fatores podem ser inseridos no modelo do sistema com o intuito de torná-lo mais próximo ao que é observado na realidade, assim como realizar ajustes finos na modelagem, quando da possibilidade de comparar as estimativas com os valores experimentais gerados pelo sistema, tarefa essa impossibilitada nesse estudo por questões de restrições técnicas encontradas no inversor utilizado.

Entende-se que os objetivos propostos por esse estudo tiveram êxito em sua formulação, pois se formou um arcabouço de conhecimentos que serviram de base para o desenvolvimento de uma análise detalhada da modelagem, caracterização e simulação do comportamento de uma célula fotovoltaica, sugerindo mudanças que vieram a melhorar a eficiência das metodologias, de forma a aproximar as curvas características estimadas daquelas disponibilizadas pelos fabricantes dos módulos. Outro ponto positivo que pode ser citado é que a metodologia proposta e o algoritmo desenvolvido pode ser facilmente incrementado com outros fatores que venham a tornar mais real o modelo do sistema como um todo, permitindo a realização de outras muitas análises. Com a continuidade das atividades de pesquisa deverão ser levantadas na literatura outras metodologias de

dimensionamento de sistemas fotovoltaicos e estudos sobre os fatores ambientais que influenciam na eficiência do sistema.

BIBLIOGRAFIA

ANEEL. Resolução Normativa 482, de 17 de abril de 2012. **Estabelece as condições gerais para o acesso**, 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 05 Agosto 2015.

ANEEL. Resolução Normativa 517, de 11 de dezembro de 2012. **Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e o Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST**, 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012517.pdf>>. Acesso em: 05 Outubro 2015.

ANEEL. Despacho ANEEL nº 720, 25 de março de 2014, 2014. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Retifica%C3%A7%C3%A3o_1_da_Revis%C3%A3o_3.pdf>. Acesso em: 21 Outubro 2015.

ANEEL. **Resolução Normativa Nº 687, de 24 de novembro de 2015**. [S.l.]: [s.n.]. 2015. p. 25.

ARAÚJO, A. **Carro Solar**, 2008. Disponível em: <http://paginas.fe.up.pt/~ee03195/Carro_Solar/PaineisCurvasdeFuncionamento.html>. Acesso em: 21 Setembro 2015.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DA INDÚSTRIA ELÉTRICA E ELETRÔNICA. **Propostas para Inserção da**. Grupo Setorial de Sistemas Fotovoltaicos da ABINEE. [S.l.], p. 176. 2012.

BELLIA, H.; YOUCEF, R.; FATIMA, M. A detailed modeling of photovoltaic module using MATLAB. **National Research Institute of Astronomy and Geophysics - NRIAG Journal of Astronomy and Geophysics**, 2014. 53-61.

BOWDEN, S.; HONSBURG, C. PV education. Disponível em: <<http://www.pveducation.org/>>. Acesso em: 10 Outubro 2015. Stuart Bowden and Christiana Honsberg work at the Solar Power Labs at ASU.

BRASIL. Lei Nº 9.074, de 7 de julho de 1995. Presidência da República. **Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências**, Brasília, 7 julho 1995. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L9074cons.htm>. Acesso em: 20 julho 2015.

BRASIL. Decreto nº 2.003, de 10 de setembro de 1996. Presidência da República. **Regulamenta a produção de energia elétrica por Produtor Independente e por Autoprodutor e dá outras providências**, 1996. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/D2003.htm>. Acesso em: 20 Julho 2015.

BRASIL. Convênio ICMS 101/97. Ministério da Fazenda. **Concede isenção do ICMS nas operações com equipamentos e componentes para o aproveitamento das energias solar e eólica que especifica**, 1997. Disponível em:

<http://www1.fazenda.gov.br/confaz/confaz/convenios/icms/1997/CV101_97.htm>.

Acesso em: 26 Outubro 2015.

BRASIL. Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002. Presidência da República. **Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), e da outras providências**, 2002. Disponível em:

<http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/2002/L10438.htm>. Acesso em: 25 Julho 2015.

BRASIL. Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. Presidência da República.

Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências,

2004. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.HTM)

[2006/2004/decreto/d5163.HTM](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.HTM)>. Acesso em: 22 Junho 2015.

BRASIL. Decreto nº 5.184, de 16 de agosto de 2004. Presidência da República. **Cria a Empresa de Pesquisa Energética - EPE, aprova seu Estatuto Social e dá outras providências**,

2004. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5184.HTM)

[2006/2004/decreto/d5184.HTM](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5184.HTM)>. Acesso em: 02 julho 2015.

BRASIL. Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. Presidência da República. **Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica., e dá outras providências**,

2004. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/110.848.htm>. Acesso em:

22 Junho 2015.

BRASIL. Convênio ICMS 6, de 5 de Abril de 2013. Conselho Nacional de Política Fazendária - CONFAZ. **Estabelece disciplina para fins da emissão de documentos fiscais nas operações internas relativas à circulação de energia elétrica sujeitas a faturamento sob o Sistema de Compensação de Energia Elétrica de que trata a Resolução Normativa Nº 482/2012 ANEEL**, 2013. Disponível em:

<http://www1.fazenda.gov.br/confaz/confaz/Convenios/ICMS/2013/CV006_13.htm>.

Acesso em: 26 Outubro 2015.

BRASIL. **Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil – Condicionantes e Impactos**. Empresa de Pesquisa Energética - EPE. Rio de Janeiro, p. 64. 2014a. Série: Recursos Energéticos.

BRASIL. Convênio ICMS 16, de 22 de abril de 2015. Conselho Nacional de Política Fazendária - CONFAZ. **Autoriza a conceder isenção nas operações internas relativas à circulação de energia elétrica, sujeitas a faturamento sob o Sistema de Compensação de Energia Elétrica de que trata a Resolução Normativa nº 482, de 2012, ANEEL**[.],

2015. Disponível em: <https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/convenio-icms/2015/cv016_15>. Acesso em: 6 Novembro 2015.

BRASIL. **Balço Energético Nacional 2015 - Ano base 2015**. Empresa de Pesquisa Energética - EPE. Brasília, p. 155. 2015a.

CEPEL, CRESESB. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: PRC-PRODEEM, 2004.

CHAVES, F. D. M. **Serviços ancilares através da geração distribuída: reserva de potência ativa e suporte de reativos**. DISSERTAÇÃO de Mestrado - Universidade Estadual de Campinas. Campinas, p. 146. 2009.

CHIN, V. J.; SALAM, Z.; ISHAQUE, K. Cell modelling and model parameters estimation techniques for photovoltaic simulator application: A review. **Applied Energy**, 2015. 500-519.

COMISSÃO EUROPEIA, DGS. **Energia Fotovoltaica - manual sobre tecnologias, projecto e instalação**. ALTENER. [S.l.]. 2004.

CRESESB, 11 Junho 2008. Disponível em:
<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&cid=301>. Acesso em: 08 Fevereiro 2016.

CRESESB. Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito , 2015. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php#data>>. Acesso em: 02 Junho 2015.

DEZSO SERA, R. T. P. R. **PV panel model based on datasheet values**. IEEE International Symposium on Industrial Electronics. Vigo, Spain: IEEE. 2007. p. 2392-2396.

DUFFIE, J. A.; BECKMAN, W. A. **Solar Engineering of Thermal Processes**. 4ª Edição. ed. New Jersey: [s.n.], 2013.

ENERGISA. Norma de Distribuição Unificada - NDU 013. **Critérios para a conexão de acessos de geração distribuída ao sistema de distribuição da Energisa - conexão em baixa tensão**, p. 39, 2012. Disponível em:
<<http://www.energisa.com.br/Documents/ndu/ndu013.pdf>>. Acesso em: 15 Outubro 2015.

ENERGISA. Norma de Distribuição Unificada - NDU 015. **Critérios para a conexão de acessos de geração distribuída ao sistema de distribuição da Energisa - conexão em média tensão**, 2012. Disponível em:
<<http://www.energisa.com.br/Documents/ndu/ndu015.pdf>>. Acesso em: 15 Outubro 2015.

FERREIRA, R. J. D. A. **Carro a Energia Solar**. Porto: DISSERTAÇÃO de Mestrado - Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2008.

FILHO, W. P. B. **GERAÇÃO DISTRIBUÍDA: VANTAGENS E DESVANTAGENS. II** Simpósio de Estudos e Pesquisas em Ciências Ambientais na Amazônia. Belém: [s.n.]. 2013. p. 11.

GOLDEMBERG, J.; LUCON, O. **Energia, Meio Ambiente & Desenvolvimento**. 3. ed. São Paulo: Editora da Universidade de São Paulo, 2012.

INMET, I. N. D. M.-. **INMET**. Disponível em: <<http://www.inmet.gov.br>>. Acesso em: 12 Julho 2017.

IPCC. **Climate change 2007: Impacts, adaptation and vulnerability**. [S.l.]: Cambridge: Cambridge University Press. 2007. p. 987.

ISHAQUE, K. et al. Modeling and simulation of photovoltaic (PV) system during partial shading based on a two-diode model. **Simulation Modelling Practice and Theory**, 2011. 1613-1626.

KYOCERA. Folha de dados do módulo fotovoltaico modelo KC200GT, p. 2. Disponível em: <<http://www.kyocerasolar.com/assets/001/5195.pdf>>. Acesso em: 02 Janeiro 2016.

Lei nº 9.427, de 21 de dezembro de 1996. Presidência da República. **Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências**, 1996. Acesso em: 22 Julho 2015.

LELE PENG, Y. S. Z. M. An improved model and parameters extraction for photovoltaic cells using only three state points at standard test condition. **Journal of Power Sources**, v. 248, p. 621-631, Fevereiro 2014.

LIA, H. et al. Solar constant values for estimating solar radiation. **Energy**, 36, março 2011. 1785 a 1789.

LOPES, R. A. **Energia Solar para Produção de Eletricidade**. São Paulo: Artliber Editora, 2012.

LUQUE, A.; HEGEDUS, S. (Eds.). **Handbook of Photovoltaic Science and Engineering**. 2ª Edição. ed. [S.l.]: John Wiley and Sons, Ltd., 2011.

M.R. ALRASHIDI, M. F. A. K. M. E.-N. A. K. A.-O. A new estimation approach for determining the I-V characteristics of solar cells. **Solar Energy**, v. Volume 85, n. 7ª Edição, p. 1543-1550, 2011.

MCT. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. [S.l.]. 2006.

MEDIÇÃO, R. I. D. Romiotto Instrumentos de Medição, 2015. Disponível em: <<http://romiotto.com.br/loja.php/p-211/pireliometro-lp-pyrhe-16-delta-ohm>>. Acesso em: 23 Maio 2015.

MIRANDA, R. F. C. **ANÁLISE DA INSERÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NO SETOR RESIDENCIAL BRASILEIRO**. UFRJ. Rido de Janeiro, p. 309. 2013.

NASCIMENTO, M. A. P. D. **Avaliação de qualidade de energia deum sistema fotovoltaico numa rede elétrica**. Lisboa: Dissertação de Mestrado - Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, 2013.

NEOSOLAR ENERGIA. **Neosolar Energia**. Disponível em: <<http://neosolar.com.br/10-aprenda/saibamais>>. Acesso em: 21 Setembro 2015.

OLIVEIRA, S. A. Projetos do Senado lei nº 317/2013. **Isenta do Imposto sobre a Importação os equipamentos e componentes de geração elétrica de fonte solar**, 2013. Disponível em: <<http://www25.senado.leg.br/web/atividade/materias/-/materia/113843>>. Acesso em: 25 Outubro 2015.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: CEPTEL; CRESESB, 2014.

PRADO, D. A. **Fabricação e Caracterização de uma Célula Solar à Partir do Polímero Poli(N-Vinilcarbazol) PVK dopado com Perclorato de Lítio**. Dissertação de Mestrado - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. São Paulo, p. 74. 2008.

PROCEL. **Relatório Pesquisa de posse de equipamentos e hábitos de uso, ano base 2009**. [S.l.]. 2010.

QUADRADO, J. C. Portal das Energias Renováveis, 2008. Disponível em: <http://www.energiasrenovaveis.com/DetailheNoticias.asp?ID_conteudo=102&ID_area=15>. Acesso em: 08 Fevereiro 2016.

REAL SOLAR ENERGIAS RENOVÁVEIS DO BRASIL. Real Solar Energias Renováveis do Brasil. Disponível em: <<http://www.real-watt.com.br/como-funciona.php>>. Acesso em: 21 Setembro 2015.

REN21. **Renewables 2011 Global Status Report**. Paris: [s.n.], 2011.

RODRIGUES, C. R. C. **Mecanismos Regulatórios, Tarifários e Econômicos na Geração Distribuída: O Caso do Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede**. Campinas: [s.n.], 2002.

ROMAGNOLI, H. C. **Identificação de Barreiras à Geração Distribuída no Marco Regulatório Atual do Setor Elétrico**. Florianópolis: Universidade Federal de Santa Catarina, 2005. 127 p. Dissertação de Mestrado.

SALMI, T. et al. MATLAB/Simulink Based Modelling of Solar Photovoltaic Cell. **INTERNATIONAL JOURNAL of RENEWABLE ENERGY RESEARCH**, 2012. 6.

SANTOS, V. E. G. D. **Uma Abordagem Multi-objetivo Para a Inclusão de Geração Dispersa no Planejamento da Expansão da Produção de Energia Elétrica**. Tese de Doutorado - Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra. Coimbra, p. 221. 2009.

SOUZA, R. D. **Introdução a Sistemas de Energia Solar Fotovoltaica**. Ribeirão Preto: Blue Sol Energia Solar.

TAVARES, C. A. P. **Estudo Comparativo de Controladores Fuzzy Aplicados a um Sistema Solar Fotovoltaico**. Dissertação de Mestrado - Faculdade de Engenharia da Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, p. 131. 2009.

TSAI, H.-L.; TU, C.-S.; SU, Y.-J. **Development of Generalized Photovoltaic Model Using MATLAB/SIMULINK**. World Congress on Engineering and Computer Science 2008 - WCECS 2008. San Francisco: [s.n.]. 2008. p. 6.

VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R. **Energia Solar Fotovoltaica, Conceitos e Aplicações, Sistemas Isolados e Conectados à Rede**. São Paulo: Érica Ltda., 2014.

VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R.; FILHO, E. R. MODELING AND CIRCUIT-BASED SIMULATION OF PHOTOVOLTAIC ARRAYS. **IEEE**, 2009. 1244-1254.

WURFEL, P. **Physics of Solar Cells: From Principles to New Concepts**. [S.l.]: WILEY-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, 2005.

XIAO, W. et al. Efficient Approaches for Modeling and Simulating Photovoltaic Power Systems. **IEEE JOURNAL OF PHOTOVOLTAICS**, v. Vol. 03, n. 01, p. 500-508, Janeiro 2013.