

Yuri Matheus Spies Berwanger

**MODELAGEM DE CENTRAIS FOTOVOLTAICAS PARA  
ANÁLISE EM REGIME PERMANENTE DE SISTEMAS DE  
POTÊNCIA**

Trabalho de Conclusão de Curso  
submetido ao Departamento de  
Engenharia Elétrica e Eletrônica da  
Universidade Federal de Santa Catarina  
para a obtenção do título de Bacharel  
em Engenharia Elétrica/Eletrônica  
Orientador: Prof.<sup>a</sup> Katia Campos de  
Almeida, Ph.D.

Florianópolis  
2018

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,  
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Berwanger, Yuri  
Modelagem de Centrais Fotovoltaicas para Análise  
em Regime Permanente de Sistemas de Potência / Yuri  
Berwanger ; orientadora, Katia Campos de Almeida,  
2018.

88 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) -  
Universidade Federal de Santa Catarina, Centro  
Tecnológico, Graduação em Engenharia Elétrica,  
Florianópolis, 2018.

Inclui referências.

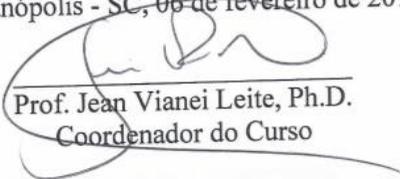
1. Engenharia Elétrica. 2. Energia solar  
fotovoltaica. 3. Sistemas de potência. 4. Análise  
em regime permanente. 5. Modelo dos cinco  
parâmetros. I. Campos de Almeida, Katia. II.  
Universidade Federal de Santa Catarina. Graduação em  
Engenharia Elétrica. III. Título.

Yuri Matheus Spies Berwanger

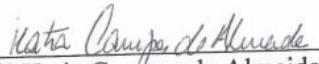
**MODELAGEM DE CENTRAIS FOTOVOLTAICAS PARA  
ANÁLISE EM REGIME PERMANENTE DE SISTEMAS DE  
POTÊNCIA**

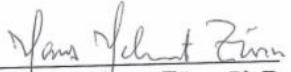
Este Trabalho foi julgada adequada para obtenção do Título de Bacharel  
em Engenharia Elétrica e aprovada em sua forma final pela Banca  
Examinadora

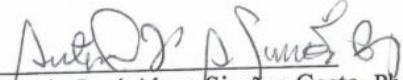
Florianópolis - SC, 06 de fevereiro de 2019.

  
Prof. Jean Viane Leite, Ph.D.  
Coordenador do Curso

**Banca Examinadora:**

  
Prof.ª Katia Campos de Almeida, Ph.D  
Orientador (a)  
Universidade Federal de Santa Catarina

  
Prof. Hans Helmut Zürn, Ph.D  
Universidade Federal de Santa Catarina

  
Prof. Antonio José Alves Simões Costa, Ph.D  
Universidade Federal de Santa Catarina



Este trabalho é dedicado à Duda, minha irmã, e aos meus queridos pais.



## AGRADECIMENTOS

Agradeço à minha mãe, Diane, e meu pai, Luiz, por toda a ajuda, paciência e carinho dados a mim não só nestes últimos cinco anos, mas desde o início. Também à minha irmã, Eduarda, por ter me dado forças durante todo este tempo.

Aos meus amigos de longa data de Itapiranga e que me acompanharam aqui em Florianópolis, principalmente ao Haimon e ao Ben-Hur.

Aos amigos que conheci nesse período em Florianópolis e que certamente colaboraram com conselhos, palavras de conforto e bons momentos: Marina Costella, Marina Porto, Luis e Gianny.

À Cris, por trazer um pouquinho de casa perto de mim.

Aos meus colegas e amigos da Engenharia Elétrica. Um obrigado especial à Carol, Rafael, Felipe, Bruna e Vivian, por ficarem do meu lado durante todo este tempo.

A todas as pessoas que tive contato nas atividades de pesquisa, extensão e estágios que realizei durante a graduação, que com certeza tiveram papel importante nessa jornada. Muito obrigado à C2E, ao INEP, ao LABSPOT, à Fundação CERTI, ao Einstein Pré-Vestibulares e à AQTech.

A minha orientadora, professora Katia, pela oportunidade, orientação e inspiração. Também por não ter medido esforços para transmitir seu conhecimento com paciência e dedicação, não só durante este trabalho mas como também durante o período de iniciação científica.

Ao laboratório Fotovoltaica UFSC e à professora Helena, por terem fornecido os dados de geração para que este trabalho pudesse ser realizado.

Aos membros da banca, pelo aceite em participar da avaliação deste trabalho.







## RESUMO

Neste trabalho inicialmente são apresentados estudos sobre a radiação solar, o efeito fotovoltaico e os conceitos básicos a respeito da energia solar fotovoltaica. Diferentes formas de modelagem de um módulo fotovoltaico também são mostradas, como o modelo dos cinco parâmetros e de um diodo. Utilizou-se o modelo de cinco parâmetros e de um diodo e o modelo dos quatro parâmetros e um diodo para modelar matematicamente o módulo fotovoltaico e assim estimar a potência gerada por ele utilizando de entrada somente os dados de placa do fabricante e dados de irradiância e temperatura. A modelagem matemática resulta em um sistema de equações não-lineares que são resolvidas neste trabalho utilizando dois métodos distintos. Foram realizadas simulações para validar os modelos implementados e estas tiveram desempenho satisfatório, com erro máximo de 0,6% para o primeiro método e de 6,6% para o segundo método na potência gerada. Também foram realizadas simulações com dados de campo de um sistema fotovoltaico, onde foram constatados erro médio de 11,9% e 9,2% para o primeiro e segundo método, respectivamente.

**Palavras-chave:** Energia solar fotovoltaica. Modelo dos cinco parâmetros. Modelo dos quatro parâmetros. Identificação de modelos. Sistemas de potência. Análise em regime permanente.



## ABSTRACT

Studies about solar radiation, the photovoltaic effect and the basic concepts about solar photovoltaic energy are presented. Different forms of modeling of a photovoltaic module are also shown, such as the five-parameter single diode model. The single diode five-parameter model and the single diode four-parameter model were used to estimate the generated power using only the manufacturer's plate data and irradiance and temperature data as input. This mathematical modeling results in a system of non-linear equations that is solved using two different methods. Simulations were carried out to validate the implemented models and these had a satisfactory performance, with a maximum error of 0.6% for the first method and of 6.6% for the second method in the generated power. Simulations were also carried out with field data of a photovoltaic system, where an average error of 11.9% and 9.2% was found for the first and second method, respectively.

**Keywords:** Photovoltaic solar energy. Five parameter model. Four parameter model. Power systems. Steady state analysis.



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 - Capacidade instalada de geração fotovoltaica no mundo.....	25
Figura 1.2 - Média da radiação solar anual no Brasil. ....	26
Figura 2.1 - Rotação da Terra em torno do Sol. ....	32
Figura 2.2 - Ângulos necessários para descrever a posição do Sol .....	34
Figura 2.3 - Representação esquemática das componentes constituintes da radiação global incidente numa superfície.....	36
Figura 2.4 - Corte transversal de uma célula fotovoltaica. ....	38
Figura 2.5 – Modelo equivalente de um diodo para a célula fotovoltaica ideal.....	38
Figura 2.6 - Corrente em função da diferença de potencial aplicada em uma célula fotovoltaica de silício em condições padrão de ensaio..	40
Figura 2.7 - Comportamento da potência em função da tensão em uma célula fotovoltaica. ....	41
Figura 2.8 - Módulos fotovoltaicos conectados à rede elétrica. .	43
Figura 2.9 - Associação de módulos fotovoltaicos e seu efeito na curva I-V. ....	44
Figura 3.1 - Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica real. .....	48
Figura 3.2 - Circuito equivalente da célula fotovoltaica no modelo dos quatro parâmetros. ....	50
Figura 3.3 - Curva I-V com temperatura variante. ....	52
Figura 3.4 - Curva I-V com irradiância variante. ....	53
Figura 4.1 - Curvas I-V para diferentes irradiâncias (M-1).....	61
Figura 4.2 - Curvas I-V para diferentes irradiâncias (M-2).....	61
Figura 4.3 - Curvas I-V para diferentes temperaturas (M-1).....	62
Figura 4.4 - Curvas I-V para diferentes temperaturas (M-2).....	62
Figura 4.5 - Arquitetura simplificada do sistema analisado.....	65
Figura 4.6 - Curva I-V experimental.....	67
Figura 4.7 – Curva I-V calculada via M-1.....	67
Figura 4.8 - Curva I-V calculada via M-2 .....	68
Figura 4.9 - Curvas I-V calculada e medida, sobrepostas. ....	68
Figura 4.10 - Curvas I-V calculada e medida, sobrepostas e aproximadas no MPP. ....	69
Figura 4.11 - Comportamento da irradiância.....	70
Figura 4.12 - Comportamento da temperatura.....	71
Figura 4.13 - Comportamento da potência gerada.....	71

Figura 4.14 - Comparação entre a potência experimental e a potência calculada via M-1. ....	72
Figura 4.15 - Comparação entre a potência experimental e a potência calculada via M-2. ....	72
Figura 4.16 - Comparação entre a potência experimental e a potência calculada via M-1 e M2. ....	74
Figura 4.17 - Comparação entre os erros na potência calculada via M-1 e M2. ....	74
Figura 4.18 - Comparação entre os erros na potência calculada via M-1 e M2 para o aumento de irradiância. ....	75





## LISTA DE TABELAS

Tabela 4.1 - Comparação entre os métodos para variação de irradiância.....	63
Tabela 4.2 - Comparação entre os métodos para variação de temperatura.....	63
Tabela 4.3 - Características dos módulos analisados na STC.....	66
Tabela 4.4 - Temperatura e irradiância medidos para o traçado da curva I-V .....	67
Tabela 4.5 - Comparação de M-1 e M-2 em relação à curva experimental.....	69
Tabela 4.6 - Comparação entre a energia medida e calculada....	76



## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica  
BA – Bahia  
CA – Corrente Alternada  
CC – Corrente Contínua  
CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica  
CRESESB – Centro de Referência para Energia Solar e Eólica  
EPE – Empresa de Pesquisa Energética  
GMT - *Greenwich Mean Time*  
GTES – Grupo de Trabalho de Energia Solar  
GW – Gigawatt  
K – Kelvin  
kWp – Quilowatt-pico  
kW/m<sup>2</sup> – Quilowatt por metro quadrado  
LST – *Local Standart Time*  
mA/cm<sup>2</sup> – Microampere por centímetro quadrado  
MME – Ministério de Minas e Energia  
MPP – *Maximum Power Point*  
MPPT – *Maximum Power Point Tracker*  
MW – Megawatt  
M-1 – Método um  
M-2 – Método dois  
ONS – Operador Nacional do Sistema  
p-Si – Silício Policristalino  
P&D – Pesquisa e Desenvolvimento  
Rs – Resistência série  
Rsh – Resistência *shunt*  
STC – *Standart Test Conditions*  
UFSC – Universidade Federal de Santa Catarina  
W - Watt  
Wp – Watt-pico  
W/m<sup>2</sup> – Watt por metro quadrado



## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO E CONTEXTUALIZAÇÃO .....</b>	<b>25</b>
1.1	VISÃO GERAL DA ENERGIA FOTOVOLTAICA NO BRASIL.....	25
1.2	OBJETIVOS .....	27
<b>1.2.1</b>	<b>Objetivo geral.....</b>	<b>28</b>
<b>1.2.2</b>	<b>Objetivos específicos .....</b>	<b>28</b>
1.3	ESTRUTURA DO TRABALHO.....	29
<b>2</b>	<b>ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA.....</b>	<b>31</b>
2.1	RADIAÇÃO SOLAR .....	31
<b>2.1.1</b>	<b>Movimento entre o Sol e a Terra .....</b>	<b>31</b>
<b>2.1.2</b>	<b>Componentes da radiação solar .....</b>	<b>35</b>
2.2	O EFEITO FOTOVOLTAICO .....	36
2.3	A CÉLULA FOTOVOLTAICA REAL .....	38
2.4	SISTEMAS FOTOVOLTAICOS .....	42
<b>2.4.1</b>	<b>Módulos fotovoltaicos e suas conexões .....</b>	<b>44</b>
<b>2.4.2</b>	<b>Inversores.....</b>	<b>45</b>
2.5	CONCLUSÕES .....	45
<b>3</b>	<b>METODOLOGIA .....</b>	<b>47</b>
3.1	MODELAGEM DO MÓDULO FOTOVOLTAICO REAL	47
<b>3.1.1</b>	<b>Modelo físico.....</b>	<b>47</b>
<b>3.1.2</b>	<b>Modelo matemático.....</b>	<b>48</b>
3.1.2.1	Modelo dos cinco parâmetros .....	48
3.1.2.2	Modelo dos quatro parâmetros.....	50
3.1.2.3	Variação dos parâmetros com as condições de operação.....	51
3.1.2.4	Ponto de máxima potência .....	53
3.2	MÉTODO UM.....	55
3.3	MÉTODO DOIS .....	58
3.4	CONCLUSÕES .....	59
<b>4</b>	<b>RESULTADOS E DISCUSSÕES .....</b>	<b>61</b>

4.1	VALIDAÇÃO DOS MÉTODOS .....	61
4.2	APLICAÇÃO NO SISTEMA FOTOVOLTAICO DE BROTAS DE MACAÚBA – BA.....	66
4.2.1	Sistema Analisado.....	66
4.2.2	Comparação com a curva I-V experimental.....	68
4.2.3	Análise da potência gerada no dia 22/07/2017.....	71
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS .....	78
	REFERÊNCIAS.....	79
	ANEXO A – Parâmetros dos módulos fotovoltaicos extraídos dos catálogos dos fabricantes .....	87

## 1 INTRODUÇÃO E CONTEXTUALIZAÇÃO

A crescente busca e apelo pelo menor impacto ambiental possível em fontes de geração energia faz com que investimentos cada vez maiores em fontes de energia renováveis aconteçam. A geração de energia por meio de módulos fotovoltaicos, popularmente conhecida como energia solar, vem tomando espaço nesse meio.

Em 1999, o mundo contava com apenas 1GWp de potência instalada por essa fonte de energia. Em 2009, esse número pulou para 23GWp. Em 2013 e 2017, 133GWp e 385GWp de capacidade instalada, respectivamente (VPSOLAR, 2018).

A Figura 1.1 apresenta a evolução da capacidade de geração fotovoltaica instalada de 2007 a 2017, em MWp, com discretização anual.

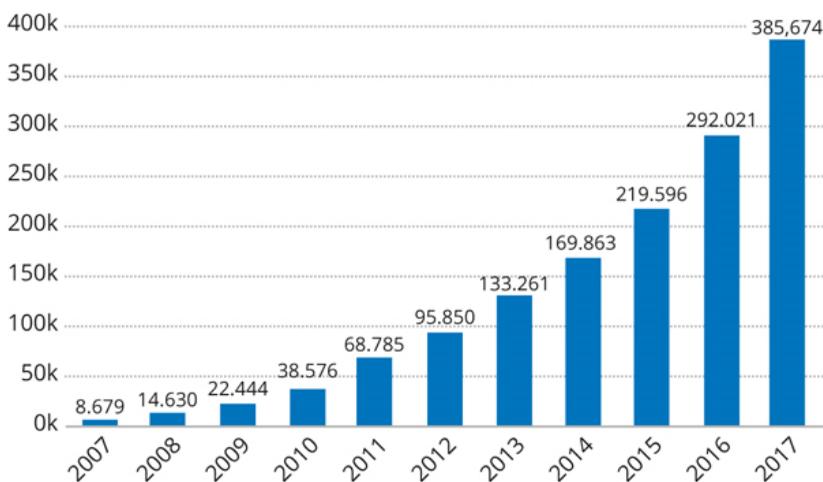


Figura 1.1 – Capacidade instalada de geração fotovoltaica no mundo. Fonte: VPSolar, 2018.

Os dados da Figura 1.1 mostram que a matriz energética mundial contará cada vez mais com geração de energia fotovoltaica e que estudos acerca dessa tecnologia devem acontecer para melhor entendimento dos impactos dessa fonte na geração de energia.

### 1.1 VISÃO GERAL DA ENERGIA FOTOVOLTAICA NO BRASIL

Apesar de se ter no Brasil, em comparação com outros países, um dos maiores percentuais de geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis, contando com mais de 75% de sua energia gerada vindo deste tipo de fonte (EPE, 2017), a geração de energia solar fotovoltaica ainda é muito pouco explorada em comparação ao seu grande potencial devido aos altos índices de radiação solar média. A Figura 1.2 mostra a irradiância solar média anual em kWh/m<sup>2</sup> no Brasil. As regiões mais escuras representam os locais com maior irradiância.

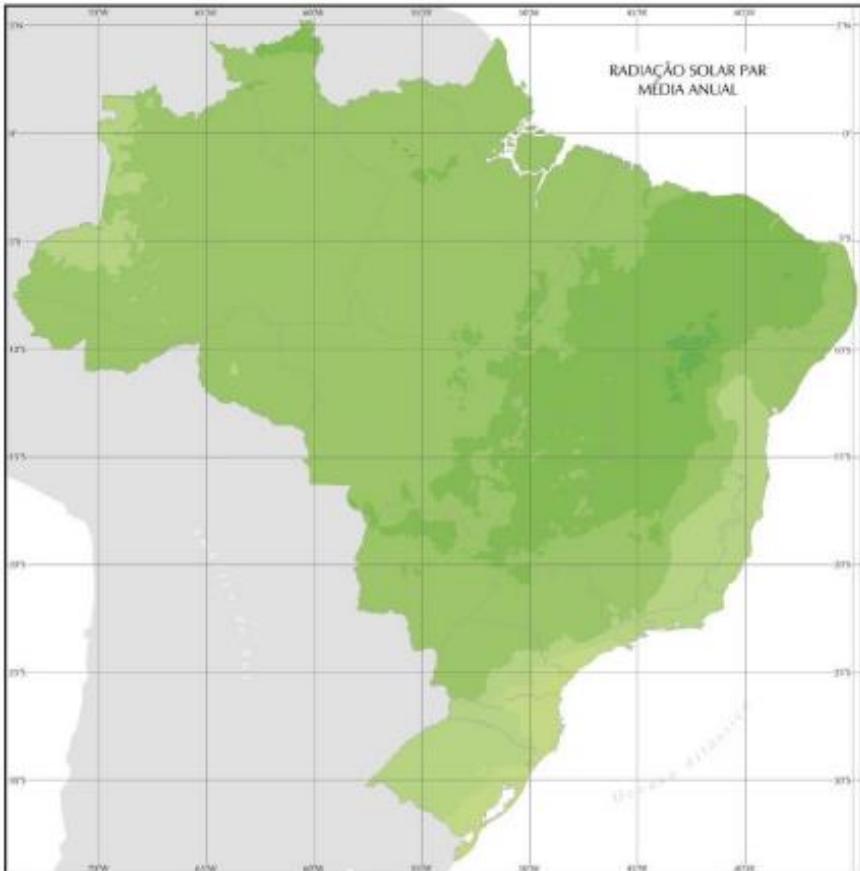


Figura 1.2 - Média da irradiância solar anual no Brasil. Fonte: Pereira et al. (2006).

Hoje, segundo dados do Operador Nacional do Sistema (ONS) (ONS, 2018), apenas 0,6% (pouco menos de 1GW) da matriz energética

do país é composta por sistemas de geração fotovoltaica. Porém, com o constante aumento da demanda de consumo de energia e, conseqüentemente, necessidade de investimentos em ativos de geração, unido aos encargos ambientais que burocratizam a construção de usinas movidas a combustível e grandes usinas hidrelétricas, os agentes de planejamento enxergam a geração fotovoltaica como uma alternativa cada vez mais viável.

Em novembro e dezembro de 2013, o Ministério de Minas e Energia (MME) e a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) regulamentaram a participação de empreendimentos fotovoltaicos em leilões de geração (STILPEN; CHENG, 2015), porém nenhum projeto deste tipo foi vendido neste ato devido aos seus altos custos.

No final de 2014 a ANEEL realizou o primeiro leilão de geração de apenas fontes renováveis com contratos de 20 anos para incentivar o investimento neste tipo de empreendimento. Concorreram neste processo projetos de usinas eólica, a biogás e solares que resultaram na venda de 31 projetos de geração fotovoltaica totalizando cerca de 890MWp comissionados (EPE, 2018).

Novos empreendimentos de geração de energia solar foram leiloados entre 2014, após o primeiro leilão de energia renovável, e 2018. No 2º leilão de energia reserva de 2015, foram leiloados 1.1GWp em obras de energia fotovoltaica. Já no final de 2017, a energia solar fotovoltaica se destacou no leilão de energia A-4, no qual foram contratados 170,2MW médios deste tipo de fonte (EPE 2018).

As expectativas para os próximos anos em relação à capacidade de geração fotovoltaica instalada é de atingir a marca dos 3.638MW em 2022, ou seja, quase o quádruplo do instalado no início de 2018 (ONS, 2018). Esse valor representa também um aumento na parcela que a energia fotovoltaica tem na matriz energética brasileira. No começo de 2018 a capacidade fotovoltaica instalada era de 952MW de 155.526MW de todas as fontes, ou seja, uma parcela de 0,6%. Para 2022 a previsão é que seja 3.638MW de 174.254MW, uma parcela de aproximadamente 2,1% (ONS, 2018).

## 1.2 OBJETIVOS

A geração de energia fotovoltaica, da mesma forma que a geração energia eólica (dos ventos), é muito dependente das condições ambientais e meteorológicas dos locais em que os geradores estão instalados. A presença de fontes intermitentes de energia eleva consideravelmente a complexidade do planejamento e da operação do sistema elétrico, pois a

energia produzida por tais fontes depende muito das condições meteorológicas. O planejamento da operação, se não for realizado considerando o efeito das fontes intermitentes, pode elevar muito o preço da energia e até provocar riscos de falhas no fornecimento de energia à população (ERBER; PALHAS, 2017).

Portanto, é imprescindível conhecer o comportamento na geração de centrais fotovoltaicas. Sabe-se que a geração de energia em um módulo fotovoltaico depende, sobretudo, da quantidade de irradiância solar que incide sobre a placa. Todavia, deve-se considerar outras variáveis que interferem significativamente na quantidade de energia que a célula vai gerar, como, por exemplo, o ângulo de inclinação dos raios solares com a placa e a temperatura da célula.

Motivado pelas questões ambiental, pela expansão do mercado fotovoltaico, pela presença cada vez mais imponente da energia solar na matriz energética mundial e pelos problemas apresentados acima, este trabalho utilizará de parâmetros de temperatura e irradiância para ajudar na previsibilidade da potência gerada por uma unidade de geração fotovoltaica.

### **1.2.1 Objetivo geral**

Determinar a potência fornecida por uma central fotovoltaica a partir de medidas de temperatura e irradiação, de forma que se possa analisar o impacto dessa central na operação do sistema de energia elétrica.

### **1.2.2 Objetivos específicos**

- Estudar e modelar de sistemas de geração de energia solar;
- Validar os modelos e métodos analisados;
- Proporcionar dados mais precisos ao operador da central geradora sobre a previsibilidade de geração da unidade;
- Trazer mais recursos ao operador do sistema para melhor planejamento da operação.

### 1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho foi dividido em introdução, um capítulo para estudo da energia solar fotovoltaica, metodologia, resultados e discussões, e considerações finais.

Este primeiro capítulo contextualizou o estudo feito e expôs a motivação para a realização deste o trabalho. O capítulo 2, de estudo da energia solar fotovoltaica, traz uma abordagem dos principais conceitos relacionados ao tema, como o recurso solar e a célula fotovoltaica ideal junto à sua modelagem matemática. O capítulo 3, de descrição da metodologia, apresenta os métodos adotados nesse trabalho para levantar o circuito equivalente de usinas fotovoltaicas. No capítulo 4 são apresentados os resultados obtidos por meio das simulações realizadas. E, por fim, no capítulo 5 são expostas algumas considerações finais.



## 2 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

Neste capítulo, em primeiro lugar, serão apresentados os conceitos básicos associados à geração fotovoltaica. Posteriormente serão descritos o circuito equivalente da célula fotovoltaica ideal e o conceito de sistemas fotovoltaicos.

### 2.1 RADIAÇÃO SOLAR

A conversão da energia do sol em energia elétrica é o princípio fundamental da geração de energia fotovoltaica. Assim, para melhor aproveitamento da energia solar é importante posicionar corretamente o módulo para conseguir ter acesso à maior quantidade de irradiação possível. Esse posicionamento requer conhecimentos do movimento entre o Sol e a Terra, os ângulos de incidência e características da superfície de instalação.

#### 2.1.1 Movimento entre o Sol e a Terra

O conhecimento da posição da Terra em relação ao Sol ao longo do ano é essencial para correto posicionamento do módulo fotovoltaico. Pode-se aproximar o movimento da Terra ao redor do Sol como uma elipse com pequena excentricidade, ou seja, muito próxima a uma órbita circular. Utiliza-se, para cálculos um fator de correção de excentricidade  $\varepsilon_0$ , proposto por Lorenzo (2011) e dado por:

$$\varepsilon_0 = 1 + 0,033 \cos\left(\frac{360d_n}{365}\right) \quad (2.1)$$

onde  $d_n$  é o número de dias decorridos desde o início do ano.

A inclinação do eixo polar da Terra na sua trajetória em torno do Sol também é de fundamental influência do estudo da irradiação. Conforme mostra a Figura 2.1, a Terra mantém em sua trajetória uma inclinação de  $23,45^\circ$  de seu eixo polar em relação ao plano da elipse. Entre o equinócio da primavera e o equinócio de outono a inclinação faz com que o hemisfério norte esteja mais próximo ao Sol do que o hemisfério sul. No decorrer da trajetória ao passar pelo equinócio de outono, inverte-se, o hemisfério sul da Terra passa a ficar mais próximo do Sol e o hemisfério norte mais longe. Esse fenômeno que origina as estações do ano e as diferenças na carga horária de incidência solar em diferentes épocas do ano.

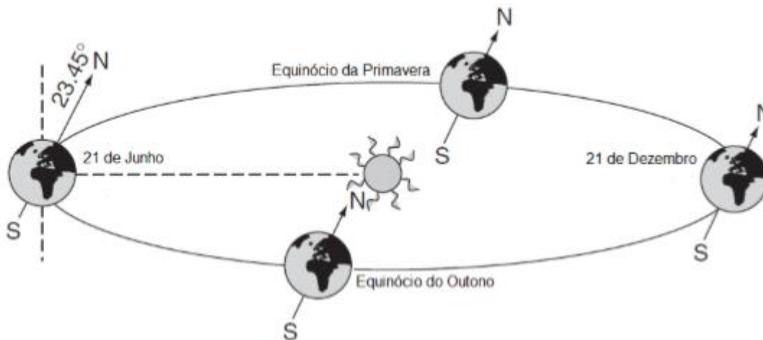


Figura 2.1 - Rotação da Terra em torno do Sol. Fonte: Lorenzo (2011).

Existem alguns parâmetros, propostos por A Duffie e A Beckham (2013), que descrevem a posição do Sol em relação ao ponto de instalação do módulo fotovoltaico, o que auxilia no dimensionamento do sistema. Estes parâmetros podem ser observados na Figura 4. Os mais importantes são:

- **Ângulo de declinação solar,  $\delta$ .** É o ângulo formado entre a posição do Sol ao meio-dia e o equador. Este ângulo é variável dependendo do dia do ano, sendo nulo nos dias do equinócio de outono e de primavera, e é representação pela equação:

$$\delta = 23,45 \text{sen} \left( 360 \frac{284 + d_n}{365} \right) \quad (2.2)$$

- **Latitude,  $\phi$ .** É a distância em graus entre qualquer ponto da Terra e o paralelo do equador. É positiva no hemisfério norte e negativa no hemisfério sul.
- **Ângulo horário,  $\omega$ .** Representa a hora na unidade de ângulo, em graus. Ao meio-dia é  $0^\circ$  e desloca-se  $15^\circ$  a cada hora. É representada pela equação abaixo, onde  $h$  é a hora vista no relógio.

$$\omega = 15h - 180 \quad (2.3)$$

- **Inclinação do painel,  $\beta$ .** Inclinação do painel em relação à superfície horizontal.
- **Ângulo zenital,  $\theta_z$ .** Representa o ângulo formado entre a normal do ponto de instalação e a radiação solar incidente no ponto. É dado pela equação:

$$\cos(\theta_z) = \text{sen}(\varnothing)\text{sen}(\delta) + \cos(\varnothing)\cos(\delta)\cos(\omega) \quad (2.4)$$

- **Altitude solar,  $a_s$ .** É o ângulo complementar ao ângulo zenital.

$$\cos(\theta_z) = \text{sen}(a_s) \quad (2.5)$$

- **Ângulo azimutal da superfície,  $\gamma$ .** Representa o ângulo medido da projeção da normal na superfície e a direção sul.

Um fator importante a se considerar é o fato da maior parte dos instrumentos de medição de irradiação são instalados no plano horizontal e, em contrapartida, a maior parte dos sistemas fotovoltaicos são instalados no plano inclinado, ou seja, com  $\beta$  maior que zero para maior aproveitamento dos raios solares. Assim, é necessário entender o cálculo da irradiação em um plano inclinado através da irradiação no plano horizontal.

Para realizar tais cálculos, utiliza-se a metodologia descrita por Hay e McKay (1985), que não será abordada neste trabalho. Entretanto, é válido destacar que o ângulo de incidência de radiação em uma determinada superfície,  $\theta$ , é dado por:

$$\begin{aligned} \cos(\theta) = & \text{sen}(\delta)\text{sen}(\varnothing)\cos(\beta) \\ & - \text{sen}(\delta)\text{sen}(\beta)\cos(\varnothing)\cos(\gamma) \\ & + \cos(\delta)\cos(\omega)\cos(\varnothing)\cos(\beta) \\ & + \text{sen}(\varnothing)\text{sen}(\beta)\cos(\omega)\cos(\gamma)\cos(\delta) \\ & + \text{sen}(\gamma)\text{sen}(\varnothing)\text{sen}(\omega)\cos(\delta) \end{aligned} \quad (2.6)$$

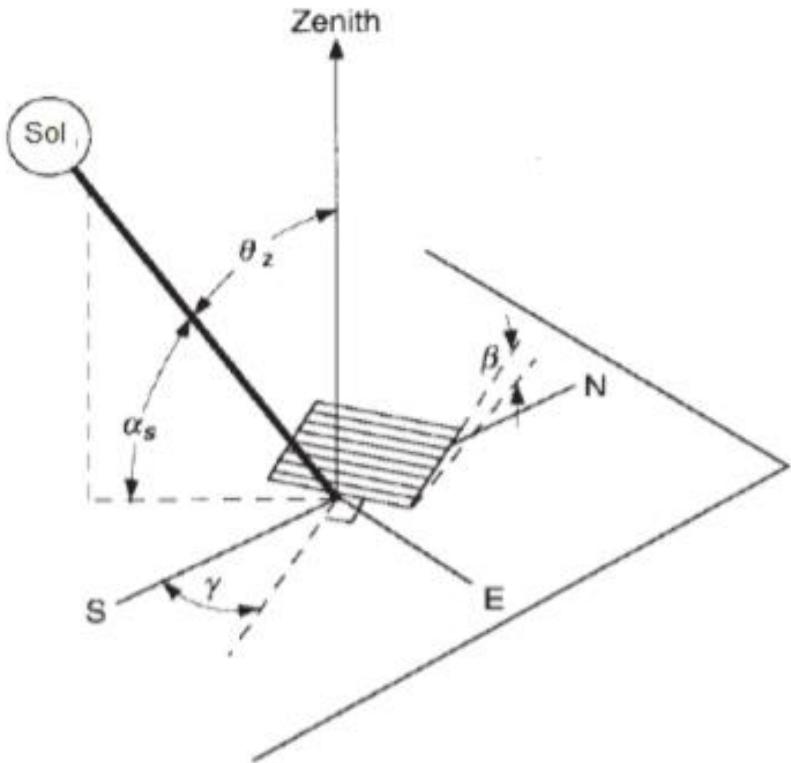


Figura 2.2 - Ângulos necessários para descrever a posição do Sol. Fonte: A Duffie e A Beckham (2013)

O conhecimento da hora solar é de considerável relevância para saber a posição do sol ao longo do dia e assim adquirir os parâmetros de inclinação mais precisamente. A hora solar é dada pela equação abaixo:

$$\text{Hora Solar} = h + 4 * (\text{LST} - \text{Long}) + E - 60 * ST \quad (2.7)$$

onde:

$h$  é a hora local dada pelo relógio, em horas;

$\text{LST}$  (*Local Standart Time*) é a diferença, em graus, entre o meridiano local e o  $\text{GMT}$  (*Greenwich Mean Time*);

$\text{Long}$  é a longitude do local de instalação, em graus;

$E$  é a equação do tempo, em minutos, dada por:

$$E = 229,2 * [0,000075 + 0,001868 \cos(B) - 0,032077 \sin(B) - 0,14615 \cos(2B) - 0,04089 \sin(2B)] \quad (2.8)$$

sendo,

$$B = (d_n - 1) \frac{360}{365} \quad (2.9)$$

e ST é a correção do horário de verão, valendo 1 para horário de verão e 0 para horário de inverno.

Com o estudo das componentes acima, podemos calcular a irradiação horária em um plano horizontal, dada por:

$$G_0 = \frac{43200}{\pi} G_{sc} \varepsilon_0 [\cos(\varnothing) \cos(\delta) (\sin(\omega_2) - \sin(\omega_1)) + \frac{\pi(\omega_2 - \omega_1)}{180} \sin(\varnothing) \sin(\delta)] \quad (2.10)$$

onde  $\omega_2$  e  $\omega_1$  representam o intervalo horário, respeitando  $\omega_2 > \omega_1$ ; e  $G_{sc}$  é a constante solar, igual a  $1367 \text{W/m}^2$ .

Os parâmetros descritos acima são importantes para estimar a irradiação solar em determinada época e local do globo a fim de calcular a potência gerada por um módulo fotovoltaico. Neste trabalho, os valores de irradiação utilizados para análise são valores absolutos medidos por instrumento de medição instalado em campo junto aos módulos fotovoltaicos.

### 2.1.2 Componentes da radiação solar

O valor da irradiação solar no topo da atmosfera oscila entre  $1.325 \text{W/m}^2$  e  $1.412 \text{W/m}^2$ . Porém, estabelece-se como valor médio de irradiação solar no topo da atmosfera terrestre a constante solar, que é igual a  $1.366 \text{W/m}^2$  (GOL; FESTA; RATTO, 1987).

Ao entrar na atmosfera, a radiação solar sofre alguns processos físicos e, ao chegar à superfície terrestre, está dividida em duas parcelas: a radiação direta e a radiação difusa (VIANA, 2010).

A radiação direta é a radiação que não passou por modificações na atmosfera terrestre, ela representa a principal parcela de radiação na contribuição para a conversão de energia solar para energia elétrica em

módulos fotovoltaicos. A radiação direta incide sobre os painéis principalmente em dias com poucas nuvens e céu limpo.

A radiação difusa é a radiação que foi dispersa na atmosfera e representa uma parcela menor na conversão de energia nos módulos. Em dias muito nublados ou com chuvas a irradiância difusa é predominante.

Outra componente a se considerar é a radiação refletida (especular ou albedo), quando a radiação solar chega a uma superfície ela é refletida para todas as direções (BRENNAN et al., 2014). A radiação especular é relevante somente quando as superfícies próximas ao painel fotovoltaico possuem coeficientes de reflexão elevados. A Figura 2.3 ilustra cada uma destas componentes.

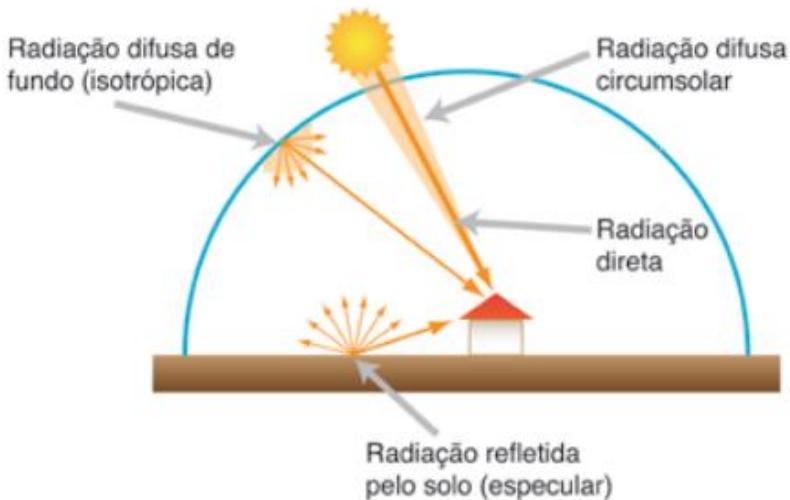


Figura 2.3 - Representação esquemática das componentes constituintes da radiação global incidente numa superfície. Fonte: Brito, Magarreiro e Freitas (2016).

## 2.2 O EFEITO FOTOVOLTAICO

A conversão da energia solar para energia elétrica em células fotovoltaicas se dá devido ao efeito fotovoltaico. Este efeito foi observado pela primeira vez por Becquerel (1839), que verificou que placas metálicas de prata, quando mergulhadas em um eletrólito, produziam uma pequena diferença de potencial quando submetidas à luz.

Assim, constatou-se que o efeito fotovoltaico acontece em materiais semicondutores que possuem bandas de energia onde é

permitida a presença de elétrons e de bandas de energia totalmente vazias. Esses dois tipos de bandas são chamados de banda de valência e banda de condução, respectivamente.

Entre todos os semicondutores, o mais utilizado e estudado para aplicações de geração de energia fotovoltaica é o silício. Sabe-se que os a característica de seus átomos é possuir quatro elétrons que se ligam a outro átomo, formando uma rede cristalina. Em uma situação onde adiciona-se algum átomo com cinco elétrons livres, como o fósforo, sobrar um elétron que não consegue se ligar ao silício, isso fará que, com pouca energia, esse elétron se desligue de seu átomo original e entre na banda de condução, tornando-se assim um elétron livre. O fósforo neste caso é um dopante doador, ou dopante  $n$ .

Por outro lado, se um átomo com apenas três elétrons livres, como o boro, é introduzido na rede cristalina de silício faltará um elétron para realizar a ligação. Essa falta é chamada de lacuna e, com pouca energia térmica, um elétron vizinho pode se deslocar para este ponto, fazendo com que a lacuna se desloque. Neste caso, o boro é um dopante aceitador, ou um dopante  $p$  (CRESESB, 2006).

Assim, se átomos de boro foram colocados em um lado de uma placa de silício e átomos de fósforo em outra, será formada o que costuma ser chamado de junção  $pn$ . Nesta situação elétrons livres do lado  $n$  preenchem as lacunas do lado  $p$ .

O efeito fotoelétrico acontece quando esta junção  $pn$  for exposta a fótons oriundos da radiação solar, que gera através da junção  $pn$  uma corrente. Este deslocamento de cargas induz a uma tensão no material que é a conversão da energia da irradiação solar em energia elétrica.

A Figura 2.4 mostra o corte transversal de uma célula fotovoltaica construída a partir de silício. Nesta figura pode-se observar o dopante doador, ou dopante  $n$  e o dopante aceitador, ou dopante  $p$ , assim como a junção  $pn$ .

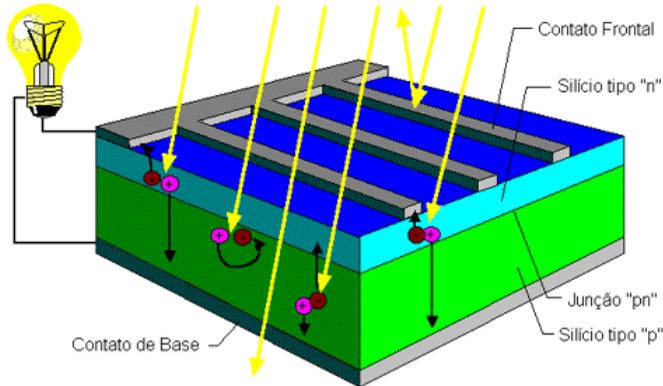


Figura 2.4 - Corte transversal de uma célula fotovoltaica. Fonte: CRESESB (2018).

### 2.3 A CÉLULA FOTOVOLTAICA REAL

Para um caso ideal, a corrente elétrica em uma célula fotovoltaica é igual à corrente da que flui entre as camadas  $p$  e  $n$  da célula no escuro mais a corrente gerada pela absorção dos fótons da radiação solar. Desta forma, a célula pode ser representada por uma fonte de corrente, que pode ser conectada diretamente nos terminais da carga. Um diodo é normalmente introduzido entre os terminais desta fonte de corrente para melhor representar a participação da junção  $pn$  (no escuro) na corrente total (IZADIAN; POURTAHERIAN; MOTAHARI, 2012). Assim, o circuito que representa a célula fotovoltaica ideal é mostrado na Figura 2.5.

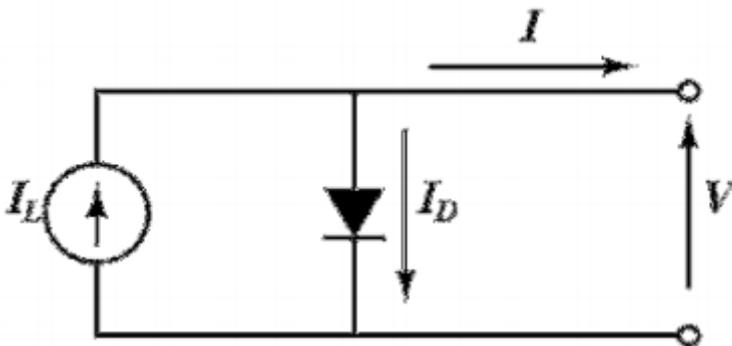


Figura 2.5 – Modelo equivalente de um diodo para a célula fotovoltaica ideal.  
Fonte: Izadian, Pourtaherian e Motahari (2012).

onde,

$I$  é a corrente total injetada pela célula, em ampères (A);

$I_L$  é a corrente fotogerada, em ampères (A);

$I_D$  é a corrente no diodo, em ampères (A);

$V$  é a tensão de saída, em volts (V).

Outras representações de circuito equivalente utilizando dois diodos são propostas por Hovienen (1994), mas não serão discutidas por não consideravelmente mais precisas para a aplicação feita neste trabalho (KHEZZAR; ZEREG; KHEZZAR, 2014).

A curva da corrente gerada em função da tensão na célula é chamada de curva I-V ou curva característica do equipamento. Essa relação é alcançada a partir da análise do circuito mostrado na Figura 2.5 e pode ser descrita pela seguinte equação (GTES, 2014):

$$I = I_L - I_D \quad (2.10)$$

onde,

$$I_D = I_o \left[ \exp\left(\frac{qV}{akT}\right) - 1 \right] \quad (2.11)$$

e

$I_o$  é corrente de saturação reversa do diodo, em ampères (A);

$a$  é fator de idealidade do diodo, adimensional com valor entre 1 e 2;

$q$  representa a carga do elétron ( $1,6 * 10^{19}$ C);

$k$  é constante de Boltzmann ( $1,38 * 10^{-23}$ J/K);

$T$  representa a temperatura absoluta, em kelvin (K).

O fator de idealidade do diodo,  $a$ , é a medida de quão próximo o modelo do diodo é das equações do diodo ideal. Para a representação de uma célula fotovoltaica, não é conveniente que para alguns efeitos utilize-se a representação de um diodo ideal e o fator de idealidade do diodo é uma boa forma de descrever tais comportamentos.

A Figura 2.6 apresenta uma curva I-V típica de uma célula fotovoltaica de silício.

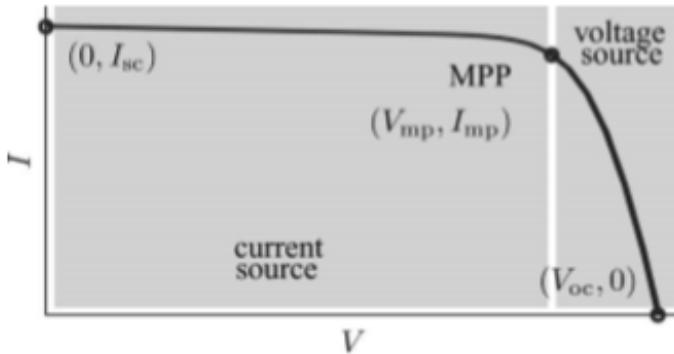


Figura 2.6 - Corrente em função da diferença de potencial aplicada em uma célula fotovoltaica de silício em condições padrão de ensaio. Fonte: Villalva, Gazoli e Filho (2009).

Uma célula real apresenta perdas de energia que devem ser consideradas no circuito equivalente. Isso será explicado no próximo capítulo.

A potência fornecida pela célula fotovoltaica é dada, em *watts* (W), por

$$P = VI \quad (2.12)$$

Deve-se observar que  $P$  é uma grandeza de corrente contínua.

A Figura 2.7 apresenta uma curva P-V típica de uma célula fotovoltaica de silício.

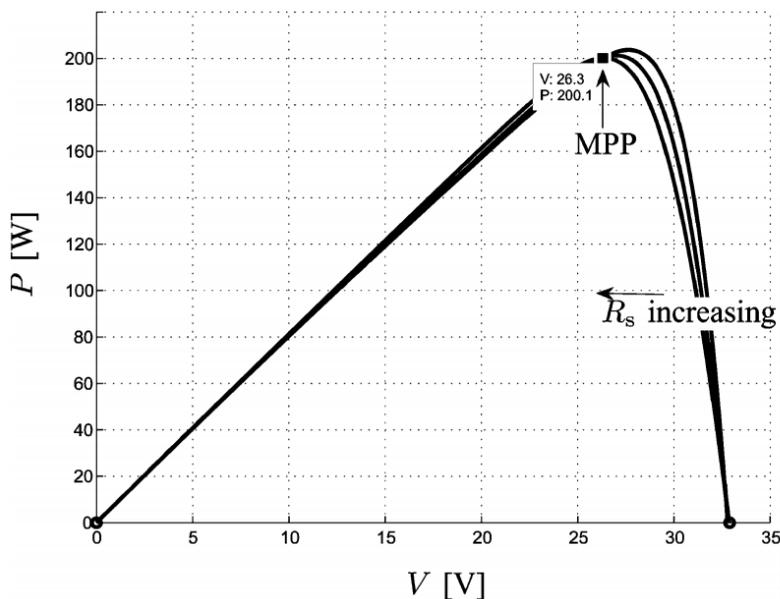


Figura 2.7 – Comportamento da potência em função da tensão em uma célula fotovoltaica. Fonte: Villalva, Gazoli e Filho (2009).

O ponto onde são medidas a corrente de máxima potência e a tensão de máxima potência é chamado de ponto de máxima potência, ou MPP (*Maximum Power Point*) (SOUSA, 2017). Os sistemas fotovoltaicos instalados geralmente possuem, em seu inversor, um MPPT (*Maximum Power Point Tracker*), dispositivo que se responsabiliza por fazer o sistema operar no ponto de máxima potência da curva I-V. Mais informações acerca do MPPT serão abordados no decorrer deste trabalho.

A curva I-V da Figura 2.6 mostra quatro características importantes na análise de uma célula fotovoltaica: a tensão de circuito aberto,  $V_{oc}$ , a corrente de curto-circuito,  $I_{sc}$ , a tensão de máxima potência,  $V_{mp}$ , e a corrente de máxima potência,  $I_{mp}$ .

- **Tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ )**

É a tensão nos terminais da célula fotovoltaica quando o circuito está aberto, ou seja, quando não há circulação de corrente. É a máxima diferença de potencial que uma célula fotovoltaica tem a capacidade de gerar.  $V_{oc}$  depende da temperatura, da corrente fotogerada,  $I_L$ , e da

corrente de saturação,  $I_o$ , conforme a equação abaixo mostra (GTES, 2014):

$$V_{oc} = \frac{kT}{q} \ln\left(\frac{I_L}{I_o} + 1\right) \quad (2.13)$$

Os diferentes tipos de semicondutores utilizados na construção de células fotovoltaicas, apresentam diferentes valores de  $V_{oc}$ . Para o caso de células fotovoltaicas de silício, o valor de  $V_{oc}$  varia entre 0,5V e 0,7V por célula.

- **Corrente de curto-circuito ( $I_{sc}$ )**

É a corrente medida na célula quando não há diferença de potencial associada; também é a máxima corrente possível de se obter na célula fotovoltaica.  $I_{sc}$  depende sobretudo da área da célula, da irradiância solar ( $\text{kW/m}^2$ ), e das características ópticas do material.

Da mesma forma que na tensão de circuito aberto, a corrente de curto-circuito varia dependendo do material semicondutor empregado na fabricação da célula. Para células de silício,  $I_{sc}$  varia na faixa de  $38,0\text{mA/cm}^2$  a  $42,7\text{mA/cm}^2$ .

- **Tensão de máxima potência ( $V_{mp}$ )**

A tensão de máxima potência é a tensão medida da célula quando ela está fornecendo a sua máxima potência sob determinada condição de operação. É a tensão no “joelho” da curva I-V, como mostra a Figura 8.

- **Corrente de máxima potência ( $I_{mp}$ )**

De forma semelhante à tensão de máxima potência, a corrente de máxima potência é a corrente medida na célula quando ela está fornecendo a máxima potência possível em uma condição de operação.

## 2.4 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Como visto anteriormente, as células fotovoltaicas geram energia elétrica em corrente contínua, o que limitaria muito a aplicação deste tipo de geração, uma vez que a maioria das cargas opera em corrente alternada. Assim, para resolver estes problemas, um conjunto de equipamentos é

utilizado junto aos módulos fotovoltaicos para que a energia convertida pelas células se torne energia útil aos consumidores. Esse conjunto de equipamentos é chamado de sistema fotovoltaico.

A energia fotovoltaica pode ser disponibilizada para uso instantâneo ou para armazenamento. Quando ela é utilizada para armazenamento, este é feito utilizando baterias recarregáveis e controladores de carga (DIMASSI; AMOR, 2017). Este tipo de aplicação normalmente é empregado em sistemas pequenos, devido à baixa capacidade de armazenamento das baterias e ao seu alto custo e não será tema deste trabalho.

Para aplicações nas quais a energia gerada é disponibilizada para uso instantâneo, os módulos devem ser conectados à rede elétrica de transmissão ou de distribuição. Para serem conectados à rede elétrica sem interferência na qualidade de energia da rede, utilizam-se inversores vinculados aos módulos, que fazem a corrente contínua produzida ser convertida em corrente alternada (PEREIRA; GONÇALVES, 2008). Medidores de energia especiais, assim como dispositivos de proteção contra sobretensões e choques elétricos, sistemas de fixação e cabeamento corretamente dimensionados são essenciais para o pleno funcionamento da tecnologia (RÜTHER, 2014). A Figura 2.8 mostra o esquemático geralmente empregado nas aplicações de módulos fotovoltaicos de pequeno porte conectados à rede.

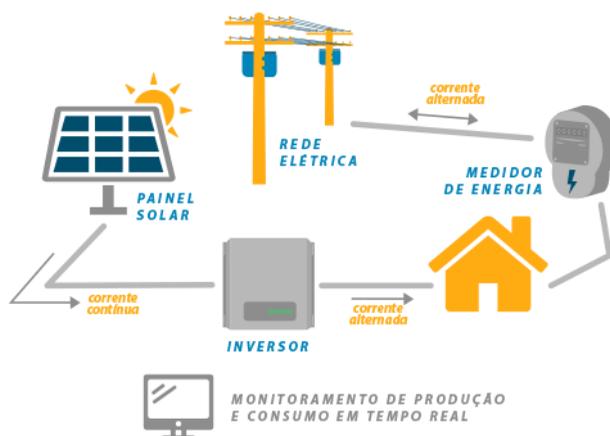


Figura 2.8 - Módulos fotovoltaicos conectados à rede elétrica. Fonte: Habilis Solar (2018).

Nos próximos tópicos serão discutidos os principais componentes que constituem um sistema fotovoltaico e que impactam a análise da potência gerada: os módulos fotovoltaicos e suas conexões e os inversores.

### 2.4.1 Módulos fotovoltaicos e suas conexões

O módulo fotovoltaico é, de forma sucinta, o gerador do sistema. É constituído por um conjunto de células fotovoltaicas, interligadas eletricamente e encapsuladas. Ele é a base das aplicações, o responsável pela conversão da radiação solar em energia elétrica.

Módulos fotovoltaicos feitos a partir de silício monocristalino são comumente usados nos sistemas de geração fotovoltaica. Esta tecnologia possui um rendimento mais elevado – normalmente entre 14% e 21% (BAGNALL; BORELAND, 2008) – e de longa durabilidade se forem encapsulados a fim de mantê-los sem contato com o ar.

Além disso, comumente é possível visualizar vários módulos conectados entre si para aumentar a geração da instalação fotovoltaica. Essas conexões podem ser feitas associando módulos em série em paralelo. Quando conectados em série, a tensão do sistema é igual a soma das tensões de todos os módulos, e a corrente do sistema é igual a corrente de um módulo. Já quando conectados em paralelo, a corrente do sistema é igual a soma das correntes de todos os módulos e a tensão do sistema é igual a tensão em um módulo (BENEDITO, 2009). A Figura 2.9 mostra os dois tipos de conexões entre módulos e o efeito das conexões na curva I-V do equipamento.

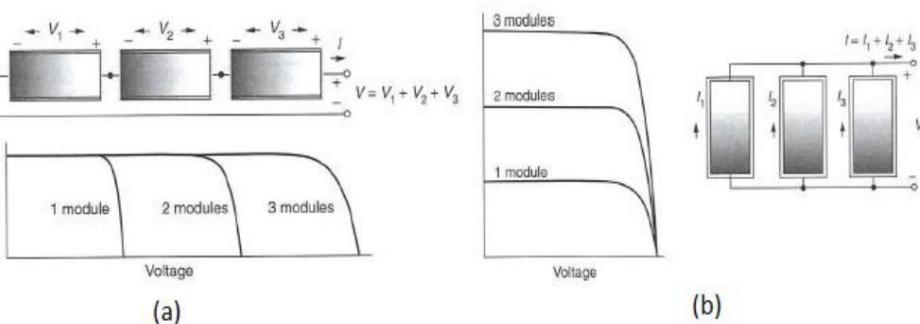


Figura 2.9 - Associação de módulos fotovoltaicos e seu efeito na curva I-V. (a) Ligação série. (b) Ligação paralelo. Fonte: Pinto (2015).

Em aplicações onde se há uma grande capacidade de geração fotovoltaica instalada é comum observar vários ramos de módulos conectados em série ligados em paralelo. Desta forma, é possível aumentar a potência gerada sem trabalhar com tensões ou correntes muito elevadas.

### **2.4.2 Inversores**

Inversores são dispositivos eletrônicos que convertem a corrente em CC (corrente contínua) de uma fonte para CA (corrente alternada). A CC pode ter origem de um módulo fotovoltaico ou de baterias, por exemplo.

Quando aplicado em sistemas fotovoltaicos, a conversão de CC para CA geralmente tem a finalidade de conectar a geração do sistema de potência. Para isso, a CA deve amplitude, frequência e harmônicos adequados para as cargas alimentadas (GTES, 2014) e a tensão de saída do inversor deve estar sincronizada com a rede.

Na geração fotovoltaica, costuma-se utilizar apenas um inversor para converter a corrente de uma associação de módulos em série ou paralelo. Modelos de mercado atendem uma potência de até 5kWp. Para aplicações de maior potência utiliza-se um inversor para cada arranjo de módulos.

Recentemente um novo tipo de inversor começou a ser usado nas instalações: o microinversor. Os microinversores são inversores de menor porte, atendem uma potência entre 100Wp e 250Wp e são ligados nos terminais de apenas um módulo fotovoltaico (SHER; ADDOWEESH, 2012). Assim, evitam-se altas correntes e tensões em corrente contínua originadas pelas associações de módulos em série e paralelo. Portanto, para cada módulo fotovoltaico do sistema utiliza-se um inversor. Esta tecnologia ainda é relativamente mais cara que a utilização de inversores tradicionais, mas vem tomando espaço em sistemas menores.

## **2.5 CONCLUSÕES**

Neste capítulo foram apresentados conceitos básicos acerca da energia solar fotovoltaica, um estudo sobre a radiação solar, o princípio físico do efeito fotovoltaico, a modelagem de uma célula fotovoltaica ideal e os principais componentes de um sistema fotovoltaico.

Entretanto, o objetivo deste trabalho é estimar a potência gerada por um sistema fotovoltaico real. Esta estimativa exige a modelagem de um módulo fotovoltaico real e a resolução de um sistema de equações

não-lineares com cinco ou quatro variáveis desconhecidas, dependendo da forma que o sistema for modelado. A resolução destas equações requer conhecimento de métodos matemáticos específicos e de algumas aproximações nas expressões para que resultados consistentes sejam obtidos sem esforço computacional excessivo.

A modelagem de um módulo fotovoltaico real e a variação dos parâmetros do modelo de acordo com a condição de operação serão apresentados no próximo capítulo. A potência fornecida por um sistema fotovoltaico será calculada a partir dessa modelagem.

### 3 METODOLOGIA

Neste capítulo a modelagem de um módulo fotovoltaico real será apresentada de duas formas diferentes, uma utilizando do modelo de cinco parâmetros e um diodo e a outra utilizando do modelo de quatro parâmetros e um diodo. Serão abordados também um método numérico e um método analítico para a resolução dos sistemas de equações não-lineares derivados dessa modelagem do módulo. A partir da resolução desse sistema de equações são encontrados os parâmetros da curva I-V de um sistema fotovoltaico utilizando apenas dos dados de placa dos módulos, temperatura e irradiância, para assim estimar sua potência gerada.

#### 3.1 MODELAGEM DO MÓDULO FOTOVOLTAICO REAL

##### 3.1.1 Modelo físico

A Figura 2.5 representa o circuito de uma célula fotovoltaica modelada idealmente. Entretanto, para estudos de sistemas reais é conveniente aprimorar o modelo para perdas serem consideradas na análise dos sistemas. Assim, são inseridas, no circuito equivalente de uma célula fotovoltaica ideal, duas resistências,  $R_s$  e  $R_{sh}$ .

A resistência série, chamada de  $R_s$ , representa problemas na junção do material semicondutor, nas malhas metálicas e nas regiões dopadas.  $R_s$  possui valores relativamente baixos em aplicações fotovoltaicas. A resistência em paralelo, chamada de  $R_{sh}$ , representa pontos de curto-circuito na junção das camadas  $p$  e  $n$  do semicondutor. A resistência em paralelo, ao contrário da resistência série, costuma apresentar valores relativamente altos.

A Figura 3.1 representa o circuito equivalente de um diodo da célula fotovoltaica não ideal com as resistências  $R_s$  e  $R_{sh}$ .

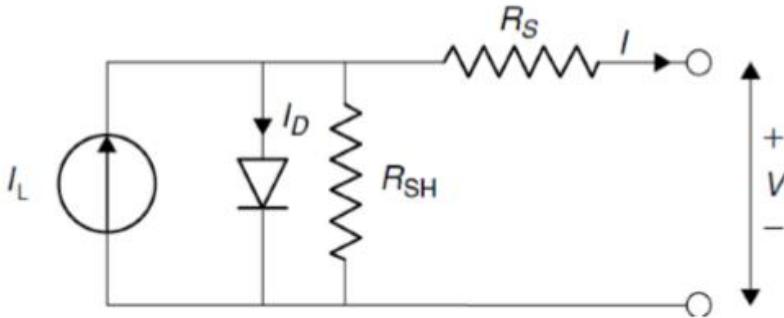


Figura 3.1 - Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica real. Fonte: Pinto (2016).

### 3.1.2 Modelo matemático

#### 3.1.2.1 Modelo dos cinco parâmetros

Com a introdução das resistências de perda ao modelo ideal do circuito equivalente da célula fotovoltaica, a equação que determina a curva I-V de uma célula fotovoltaica real é obtida através do equacionamento das três malhas do circuito da Figura 3.1. Assim, a curva I-V de uma célula fotovoltaica passa a ser expressa por: (ARAUJO; SÁNCHEZ; MARTÍ, 1982):

$$I = I_L - I_o \left[ \exp\left(\frac{V + IR_s}{V_t N_s a}\right) - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (3.1)$$

onde,

$I_L$  é a corrente fotogerada, em ampères (A);

$I_o$  é a corrente de saturação do diodo, em ampères (A);

$R_s$  é a resistência série, em ohms ( $\Omega$ );

$R_{sh}$  é a resistência em paralelo, em ohms ( $\Omega$ );

$a$  é fator de idealidade do diodo, adimensional com valor entre 1 e 2;

$N_s$  é o número de células conectadas em série;

$V_t$  é o potencial térmico, dado pela equação (3.2)

$$V_t = \frac{kT}{q} \quad (3.2)$$

onde:

$k$  é constante de Boltzmann ( $1,38 * 10^{-23}$  J/K);

$T$  representa a temperatura absoluta da junção pn, em kelvin (K);  
 $q$  é a carga do elétron ( $1,60 * 10^{-19}C$ ).

Ao analisar a equação (3.1) verificamos que existem cinco parâmetros na equação que não podem ser obtidos utilizando os dados de placa do módulo fotovoltaico:  $I_L$ ,  $I_o$ ,  $R_s$ ,  $R_{sh}$  e  $a$ . Esse modelo de representação, portanto é chamado de modelo dos cinco parâmetros de um módulo fotovoltaico e é uma ótima aproximação para determinar a curva I-V do módulo para qualquer condição de operação (VILLALVA; GAZOLI; R. FILHO, 2009).

Pode-se desenvolver a equação (3.1) para os três pontos de operação conhecidos do módulo fotovoltaico:  $(0, I_{sc})$ ,  $(V_{mp}, I_{mp})$  e  $(V_{oc}, 0)$ . Desta forma, substituindo os pontos citados na equação (3.1) obtém-se as três expressões:

$$I_{sc} = I_L - I_o \left[ \exp\left(\frac{I_{sc}R_s}{V_t N_s a}\right) - 1 \right] - \frac{I_{sc}R_s}{R_{sh}} \quad (3.3)$$

$$0 = I_L - I_o \left[ \exp\left(\frac{V_{oc}}{V_t N_s a}\right) - 1 \right] - \frac{V_{oc}}{R_{sh}} \quad (3.4)$$

$$I_{mp} = I_L - I_o \left[ \exp\left(\frac{V_{mp} + I_{mp}R_s}{V_t N_s a}\right) - 1 \right] - \frac{V_{mp} + I_{mp}R_s}{R_{sh}} \quad (3.5)$$

Desta forma é obtido um sistema com cinco variáveis e três equação não-lineares. Outras duas equações devem ser propostas para que seja possível encontrar os cinco parâmetros e assim obter a curva I-V para a condição de operação desejada.

Utiliza-se a equação (3.4) para deduzir uma expressão para a corrente  $I_L$ :

$$I_L = I_o \left[ \exp\left(\frac{V_{oc}}{V_t N_s a}\right) - 1 \right] + \frac{V_{oc}}{R_{sh}} \quad (3.6)$$

Substituindo (3.6) em (3.3) e (3.5), obtém-se:

$$I_{sc} = I_o \left[ \exp\left(\frac{V_{oc}}{V_t N_s a}\right) - \exp\left(\frac{I_{sc}R_s}{V_t N_s a}\right) \right] + \frac{V_{oc} - I_{sc}R_s}{R_{sh}} \quad (3.7)$$

$$I_{mp} = I_o \left[ \exp\left(\frac{V_{oc}}{V_t N_s a}\right) - \exp\left(\frac{V_{mp} + I_{mp} R_s}{V_t N_s a}\right) \right] - \frac{V_{mp} + I_{mp} R_s - V_{oc}}{R_{sh}} \quad (3.8)$$

Com a substituição de  $I_L$ , são obtidas duas equações que dependem de quatro parâmetros. As aproximações e manipulações realizadas para simplificar este problema e possibilitar sua resolução serão discutidas no decorrer deste trabalho. Deve-se notar...

Deve-se notar, entretanto, que as constantes necessárias para resolver o sistema, sobretudo  $V_{oc}$ ,  $I_{sc}$ ,  $I_{mp}$  e  $V_{mp}$  são apenas fornecidas pelo fabricante nas condições padrão de ensaio, ou STC (*Standard Test Conditions*), onde é considerada uma temperatura de 25°C, uma irradiância de 1000W/m<sup>2</sup> e coeficiente de massa do ar de 1.5 (AM1.5). Técnicas de correção de tais valores para diferentes condições de operação serão discutidas nas próximas seções.

### 3.1.2.2 Modelo dos quatro parâmetros

Uma aproximação que facilita o equacionamento e a resolução do modelo do módulo fotovoltaico real é feita supondo que a resistência em paralelo,  $R_{sh}$ , seja muito alta e se comporte como um circuito aberto. Esta aproximação já foi validada por alguns autores, como Majdoul et al. (2015) e Celik e Acikgoz (2007).

Neste método, exclui-se o parâmetro da resistência em paralelo no circuito equivalente da célula fotovoltaica. A Figura 3.2 representa o circuito equivalente considerando  $R_{sh}$  como um circuito aberto.

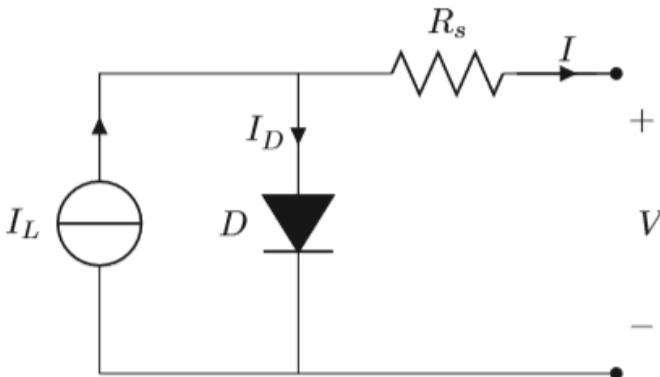


Figura 3.2 - Circuito equivalente da célula fotovoltaica no modelo dos quatro parâmetros. Fonte: Khezzer, Zereg e Khezzer (2014).

Resolvendo as duas malhas da Figura 3.2, obtém-se o modelo matemático da curva I-V do módulo para o modelo de quatro parâmetros, que é representado pela seguinte expressão:

$$I = I_L - I_o \left[ \exp\left(\frac{V + IR_s}{V_t N_s a}\right) - 1 \right] \quad (3.9)$$

Ao substituímos os pontos  $(0, I_{sc})$ ,  $(V_{mp}, I_{mp})$  e  $(V_{oc}, 0)$  na expressão (3.9) obtemos três equações:

$$I_{sc} = I_L - I_o \left[ \exp\left(\frac{I_{sc} R_s}{V_t N_s a}\right) - 1 \right] \quad (3.10)$$

$$0 = I_L - I_o \left[ \exp\left(\frac{V_{oc}}{V_t N_s a}\right) - 1 \right] \quad (3.11)$$

$$I_{mp} = I_L - I_o \left[ \exp\left(\frac{V_{mp} + I_{mp} R_s}{V_t N_s a}\right) - 1 \right] \quad (3.12)$$

Observando as equação (3.10)-(3.12) fica claro que é um problema de três equações com quatro variáveis desconhecidas. Majdoul et al. (2015), Celik e Acikgoz (2007) e Khezzer, Zereg e Khezzer (2014) são autores que propõem aproximações e métodos para encontrar uma quarta equação e resolver o sistema. Este trabalho explora o método de resolução proposto por Khezzer, Zereg e Khezzer (2014), que será apresentado nas próximas seções.

### 3.1.2.3 Variação dos parâmetros com as condições de operação

Como citado anteriormente, é de grande valia saber o comportamento da curva I-V da célula fotovoltaica em condições de operação diferentes das condições padrão de ensaio. Em uma célula fotovoltaica, para cada conjunto de medições distintas de temperatura da célula e irradiância existe uma curva característica I-V.

As características I-V observadas em diferentes temperaturas aparecem porque as propriedades dos semicondutores que constituem o módulo fotovoltaico pioram seu desempenho quando submetidos a aumento de temperatura. Neste caso, quando há aumento de temperatura

em um módulo fotovoltaico, a tensão diminui consideravelmente e a corrente aumenta de forma sutil. A Figura 3.3 mostra o comportamento da curva I-V de uma célula fotovoltaica sucedida a diferentes temperaturas.

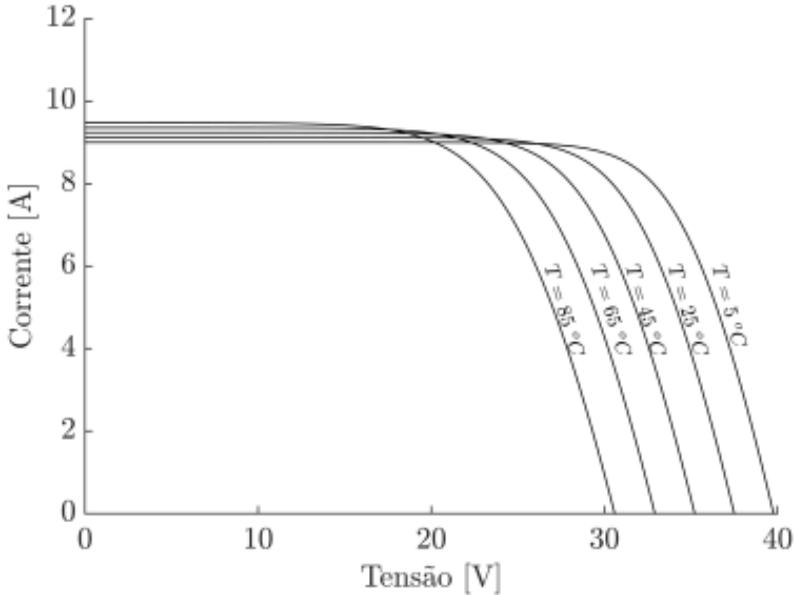


Figura 3.3 - Curva I-V com temperatura variante. Fonte: (SOUSA, 2017).

Já a irradiância incidente na célula está ligada sobretudo à corrente que ela produz, uma vez que conversão da irradiância solar em energia elétrica pode ser representada como uma fonte de corrente em seu circuito equivalente. Isso faz com que para irradiâncias mais baixas a corrente diminua significativamente e a tensão tenha pouca alteração, como mostra o gráfico na Figura 3.4.

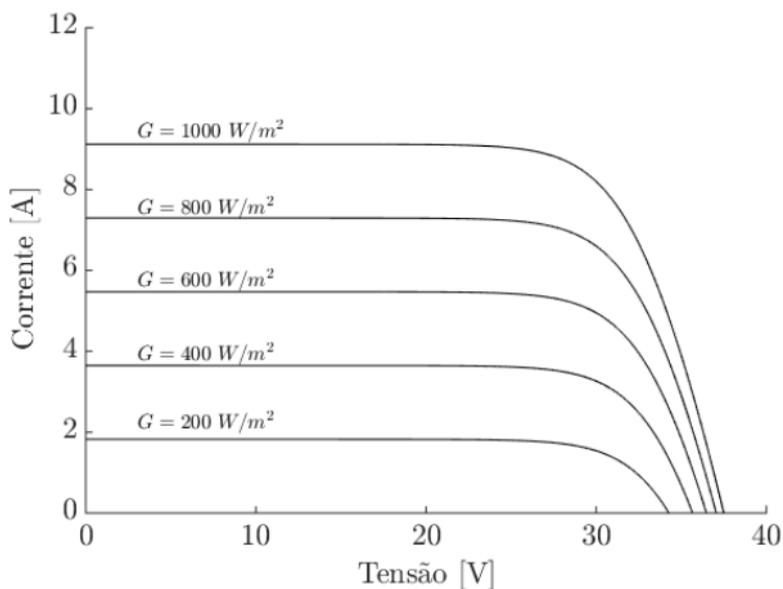


Figura 3.4 - Curva I-V com irradiância variante. Fonte: (SOUSA, 2017).

As Figuras 3.3 e 3.4 mostram os significativos efeitos que a variação de temperatura e irradiância incidente em uma célula fotovoltaica provocam na sua curva I-V. É necessário, portanto, atualizar os valores dos parâmetros  $I_{sc}$ ,  $V_{mp}$ ,  $I_{mp}$  e  $V_{oc}$  para a resolução do conjunto de equações (3.3)-(3.7), uma vez que os dados fornecidos pelo fabricante para estas constantes na placa do módulo fotovoltaico são para as condições padrão de ensaio, STC.

Diversas metodologias são propostas na literatura para a atualização do valores destas constantes, como pode ser visto Soto, Klein e Beckman (2006) e Sera, Teodorescu e Rodriguez (2007). Algumas dessas metodologias serão abordadas nas próximas seções.

#### 3.1.2.4 Ponto de máxima potência

A cada valor específico de irradiância e temperatura de um módulo fotovoltaico é associada uma curva I-V. Nessa curva, existe um único ponto onde a potência gerada pelo módulo é máxima, chamado ponto de máxima potência, ou MPP. Matematicamente, esse ponto é localizado

onde a derivada da curva P-V (Figura 2.7) é zero. Nesse ponto, a potência fornecida pelo módulo é:

$$P_{mp} = V_{mp}I_{mp} \quad (3.13)$$

A maior parte dos sistemas fotovoltaicos possui um dispositivo chamado de MPPT, ou *Maximum Power Point Tracker*, que serve para garantir que a geração de energia do módulo ocorra no ponto de máxima potência. Este dispositivo usualmente é um dos componentes do inversor das instalações fotovoltaicas.

Assim, para podermos estimar a valor de potência,  $P_{mp}$ , que o módulo gera para dada temperatura e radiação, deve-se calcular o valor de tensão e corrente de máxima potência,  $V_{mp}$  e  $I_{mp}$  e e substituir em (3.13).

Para encontrar os valores de  $V_{mp}$  e  $I_{mp}$ , utiliza-se a equação que relaciona  $V_{oc}$ , I, e V, vide Figura 3.1:

$$V_{oc} = V + IR_{sh} \quad (3.14)$$

que implica em,

$$\frac{\partial I}{\partial V} = \frac{-1}{R_{sh}} \quad (3.15)$$

Além disso, usa-se o fato que, na curva P-V (Figura 2.7), no ponto de máxima potência:

$$\frac{\partial P}{\partial V} = 0 \quad (3.16)$$

Manipulando as expressões (3.7), (3.8), (3.14) e (3.15) chega-se às equações (3.14) e (3.15).

$$I_{mp} = I_{sc} - \left( I_{sc} - \frac{V_{oc} - R_s I_{sc}}{R_{sh}} \right) \exp \left( \frac{V_{mp} - R_s I_{mp} - V_{oc}}{V_t \gamma} \right) - \frac{V_{mp} - R_s I_{mp} - R_s I_{sc}}{R_{sh}} \quad (3.17)$$

$$V_{mp} \left( \frac{\frac{-1}{R_{sh}} - \left( \frac{R_{sh}I_{sc} - V_{oc} + R_s I_{sc}}{V_t \gamma R_{sh}} \right) \exp\left(\frac{V_{mp} - R_s I_{mp} - V_{oc}}{V_t \gamma}\right)}{1 + \frac{R_s}{R_{sh}} + R_s \left( \frac{R_{sh}I_{sc} - V_{oc} + R_s I_{sc}}{V_t \gamma R_{sh}} \right) \exp\left(\frac{V_{mp} - R_s I_{mp} - V_{oc}}{V_t \gamma}\right)} \right) = 0 \quad (3.18)$$

Nas equações anteriores,  $\gamma$ , para fins de simplificação, é o número de células em série multiplicado pelo fator de idealidade do diodo:

$$\gamma = N_s a \quad (3.19)$$

Ao calcular os cinco parâmetros do circuito equivalente, as equações (3.17) e (3.18) podem ser resolvidas para obter  $V_{mp}$  e  $I_{mp}$  e, com isso, substituindo em (3.13) obtém-se a potência em corrente contínua gerada pela célula fotovoltaica.

Deve-se notar que as expressões (3.17) e (3.18) são também válidas quando se usa o modelo dos 4 parâmetros. Neste caso, faz-se  $R_{sh} = \infty$ .

### 3.2 MÉTODO UM

O primeiro método abordado é o método proposto por Hejri *et al.* (2013) para determinação dos cinco parâmetros do módulo fotovoltaico para obtenção da curva I-V sem dados experimentais. Esse método consiste em utilizar algumas aproximações válidas nas equações (3.3), (3.3), (3.5), (3.7) e (3.8) para se ter um sistema com três equações e três incógnitas para ser resolvido utilizando métodos numéricos. Devido à não-linearidade do sistema, Hejri *et al.* também propõem uma forma analítica para calcular estimativas iniciais para as grandezas a serem obtidas pelo método numérico.

O método proposto por Hejri não considera a atualização dos valores de  $I_{sc}$ ,  $V_{mp}$ ,  $I_{mp}$  e  $V_{oc}$  para diferentes condições de operação de irradiância e temperatura. Portanto, para calcular a potência fornecida pelo módulo utilizou-se o modelo de atualização de parâmetros proposto por Villa-Villaseñor e Galindo-Orozco (2018).

Inicialmente, o método utiliza a aproximação  $\exp(V_{oc}/V_t) \gg \exp(R_s I_{mp}/V_t)$  (PHANG; CHAN; PHILLIPS, 1984) para reescrever a equação (3.7) como:

$$I_o = \left( \frac{-V_{oc} + I_{sc}(R_s + R_{sh})}{R_{sh}} \right) \exp\left(-\frac{V_{oc}}{V_t\gamma}\right) \quad (3.20)$$

Assim, utilizando-se das equações (3.3)-(3.6) e (3.20) obtém-se um sistema de três equações e três variáveis desconhecidas,  $R_{sh}$ ,  $R_s$  e  $\gamma$  a ser resolvido por métodos numéricos tradicionais:

$$\begin{aligned} \frac{I_{mp}}{V_{mp}} - \frac{1}{V_t\gamma} \left(1 - R_s \frac{I_{mp}}{V_{mp}}\right) \left(\frac{-V_{oc} + I_{sc}(R_s + R_{sh})}{R_{sh}}\right) \exp\left(\frac{V_{mp} - V_{oc} + R_s I_{mp}}{V_t\gamma}\right) \\ - \frac{1}{R_{sh}} \left(1 - R_s \frac{I_{mp}}{V_{mp}}\right) = 0 \end{aligned} \quad (3.21)$$

$$\begin{aligned} + \left(\frac{-V_{oc} + I_{sc}(R_s + R_{sh})}{R_{sh}}\right) \left[1 - \exp\left(\frac{V_{mp} - V_{oc} + R_s I_{mp}}{V_t\gamma}\right)\right] \\ + \left(\frac{-V_{mp} + V_{oc}}{R_{sh}}\right) - I_{mp} \left(1 + \frac{R_s}{R_{sh}}\right) = 0 \end{aligned} \quad (3.22)$$

$$-\frac{R_s}{R_{sh}} + \frac{R_{sh} - R_s}{V_t\gamma} \left(\frac{-V_{oc} + I_{sc}(R_s + R_{sh})}{R_{sh}}\right) \exp\left(\frac{-V_{oc} + R_s I_{sc}}{V_t\gamma}\right) = 0 \quad (3.23)$$

O sistema a ser resolvido descrito pelas equações (3.21)-(3.23) é muito sensível às condições iniciais e muitas vezes termina em uma não-convergência quando resolvido utilizando métodos numéricos tradicionais (BLAS et al., 2002). Assim, um modelo próximo, derivado a partir de algumas aproximações adicionais e obtido analiticamente, é utilizado como ponto de partida para a solução numérica.

Para a solução analítica aproximada, condera-se que as aproximações  $R_{sh} \gg R_s$ ,  $I_{sc} \gg V_{oc}/R_{sh}$ ,  $1/R_{sh}(1 - R_s I_{mp})/V_{mp} \cong 0$  e  $(V_{oc} - V_{mp})/R_{sh} \cong 0$  são válidas. Assim, a expressão  $-V_{oc} + I_{sc}(R_s + R_{sh})/R_{sh}$  pode ser aproximada para  $I_{sc}$ . Desta forma, a partir das expressões (3.21)-(3.23), podemos obter equações para obter os valores  $R_{sh}$ ,  $R_s$  e  $\gamma$  analiticamente:

$$\gamma = \frac{2V_{mp} - V_{oc}}{V_t \left[ \ln\left(\frac{I_{sc} - I_{mp}}{I_{sc}}\right) + \frac{I_{mp}}{I_{sc} - I_{mp}} \right]} \quad (3.24)$$

$$R_s = \frac{V_{mp}}{I_{mp}} - \frac{\frac{2V_{mp} - V_{oc}}{I_{sc} - I_{mp}}}{V_t \left[ \ln \left( \frac{I_{sc} - I_{mp}}{I_{sc}} \right) + \frac{I_{mp}}{I_{sc} - I_{mp}} \right]} \quad (3.25)$$

$$R_{sh} = \sqrt{\frac{R_s}{\frac{I_{sc}}{V_t \gamma} \exp\left(\frac{-V_{oc} + R_s I_{sc}}{V_t \gamma}\right)}} \quad (3.26)$$

Além disso, antes do sistema composto pelas equações (3.21)-(3.23) ser resolvido, é necessário corrigir os valores de  $I_{sc}$ ,  $V_{mp}$ ,  $I_{mp}$  e  $V_{oc}$  para as condições de operação analisadas. Para tal correção, utiliza-se do método proposto por Villa-Villaseñor e Galindo-Orozco (2018). Esta atualização de valores consiste em corrigir os valores destes parâmetros utilizando os dados de placa destas variáveis em STC e os coeficientes de tensão de circuito aberto,  $\alpha_v$  e de corrente de curto-circuito,  $\alpha_i$ , os quais também são fornecidos nos dados de placa do módulo, assim como valores medidos de irradiância e de temperatura da célula. As equações utilizadas para corrigir os valores dos parâmetros estão descritas abaixo:

$$I_{sc} = I_{sc,STC} \frac{G}{G_{STC}} + \alpha_i(T - T_{STC}) \quad (3.27)$$

$$I_{mp} = I_{mp,STC} \frac{G}{G_{STC}} + \alpha_i(T - T_{STC}) \quad (3.28)$$

$$V_{oc} = V_{oc,STC} + \alpha_v(T - T_{STC}) \quad (3.29)$$

$$V_{mp} = V_{mp,STC} + \alpha_v(T - T_{STC}) \quad (3.30)$$

onde,

$I_{sc}$ ,  $I_{mp}$ ,  $V_{oc}$ ,  $V_{mp}$  são os parâmetros corrigidos;

$I_{sc,STC}$ ,  $I_{mp,STC}$ ,  $V_{oc,STC}$ ,  $V_{mp,STC}$  são os parâmetros na STC, dados pelo fabricante;

$G_{STC}$  e  $G$  são a irradiância na STC e a irradiância medida, respectivamente, em  $W/m^2$ ;

$T_{STC}$  e  $T$  são a temperatura na STC e a temperatura medida, respectivamente, em K.

Para as análises realizadas neste trabalho, o método proposto por Hejri foi modelado conforme descrito nesta seção e resolvido utilizando o método numérico Levenberg-Marquardt por meio do *software MATLAB*.

### 3.3 MÉTODO DOIS

O segundo método proposto é apresentado por Khezzer, Zereg e Khezzer (2014), e se baseia no modelo de quatro parâmetros da célula fotovoltaica para encontrar a expressão que representa a sua curva I-V de forma analítica. Algumas modificações em cima do modelo de quatro parâmetros são propostos para melhorar a performance do método.

Ao observar as equações (3.10)-(3.12) vemos um sistema com três equações e quatro incógnitas. Khezzer apresenta algumas aproximações mostradas e justificadas por Townsend (1989) que fazem com que as equações (3.10)-(3.12) sejam reescritas como:

$$I_{sc} = I_L \quad (3.31)$$

$$0 = I_L - I_o \exp\left(\frac{V_{oc}}{N_s a V_t}\right) \quad (3.32)$$

$$I_{mp} = I_L - I_o \exp\left(\frac{V_{mp} + I_{mp} R_s}{N_s a V_t}\right) \quad (3.33)$$

Das equações (3.32) e (3.33), obtemos a corrente de saturação do diodo:

$$I_o = I_{sc} \exp\left(\frac{-V_{oc}}{N_s a V_t}\right) \quad (3.34)$$

E da equação (3.12), obtemos a expressão:

$$I_{mp} = I_{sc} \left[ 1 - \exp\left(\frac{V_{mp} - V_{oc} + I_{mp} R_s}{V_t N_s a}\right) \right], \quad (3.35)$$

da qual deduzimos o valor da resistência série:

$$R_s = \frac{V_t N_s a \ln \left( 1 - \frac{I_{mp}}{I_{sc}} \right) + V_{oc} - V_{mp}}{I_{mp}} \quad (3.36)$$

O último parâmetro é obtido explorando o fato que a derivada da potência em relação à tensão no seu ponto máximo é zero, aplicando na equação (3.12):

$$a = \frac{2V_{mp} - V_{oc}}{V_t N_s \left[ \ln \left( 1 - \frac{I_{mp}}{I_{sc}} \right) + \frac{I_{mp}}{I_{sc} - I_{mp}} \right]} \quad (3.37)$$

Assim como no método um, deve-se atualizar os parâmetros de  $I_{sc}$ ,  $I_{mp}$ ,  $V_{oc}$ ,  $V_{mp}$  para as condições de irradiância e temperatura medidas. Khezzer propõe um aperfeiçoamento do método proposto por Van Dyk *et al* (2002). Nesse método as correntes de curto-circuito e de máxima potência são atualizadas, respectivamente, por (3.27) e (3.28), e as tensões são corrigidas por:

$$V_{oc} = V_{oc,STC} + V_t \ln \left( \frac{G}{G_{STC}} \right) + \alpha_v (T - T_{STC}) \quad (3.38)$$

$$V_{mp} = V_{mp,STC} + V_t \ln \left( \frac{G}{G_{STC}} \right) + \alpha_v (T - T_{STC}) \quad (3.39)$$

Este método foi modelado e resolvido analiticamente utilizando o *software MATLAB*.

### 3.4 CONCLUSÕES

Neste capítulo foi apresentada a modelagem do módulo fotovoltaico real assim como os métodos matemáticos utilizados para resolver os sistemas de equações apresentados e encontrar os 5 parâmetros da célula fotovoltaica. Além disso pelas equações por (3.23), (3.24), (3.34) e (3.35), foi descrito o método de atualização de parâmetros utilizado para melhor representar o módulo fotovoltaico a uma dada condição de irradiância e temperatura. Por fim, o sistema não-linear indicado pelas equações (3.14) e (3.15), foi descrito a fim de mostrar como foi realizado o cálculo do ponto de máxima potência.

Os resultados obtidos com os métodos descritos neste capítulo, tanto para a validação dos mesmos, quanto para o sistema real analisado, serão apresentados no capítulo seguinte.

## 4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Nesta seção são analisados os resultados gerados a partir das simulações computacionais dos dois métodos de previsão de geração de uma célula fotovoltaica.

Inicialmente, os métodos são validados utilizando medidas efetuadas em condições ideais para que seja possível identificar possíveis falhas na modelagem realizada e analisar a precisão e o comportamento de cada método quando o módulo é submetido a diferentes condições de operação. Com os métodos validados, são realizadas simulações computacionais para comparar as curvas I-V geradas matematicamente com a curva I-V experimental no sistema fotovoltaico do laboratório Fotovoltaica-UFSC instalado em Brotas de Macaúba – BA, a fim de entender a confiabilidade de tais modelos para a previsão de geração deste sistema em específico.

Por fim, será feito um estudo de previsão de geração contando com dados de irradiância e temperatura da célula no sistema fotovoltaico de Brotas de Macaúba utilizando os dados meteorológicos e de geração na instalação no dia 22/12/2017.

### 4.1 VALIDAÇÃO DOS MÉTODOS

Para a validação dos métodos implementados utilizou-se da potência gerada experimentalmente em seis condições de operação diferentes, variando a temperatura e a irradiância, no módulo fotovoltaico da marca Shell de modelo SQ150-PC, apresentada por Khezzar, Zereg e Khezzar (2014). As características deste módulo fotovoltaico podem ser conferidas no Anexo A.

O seguinte procedimento foi adotado: primeiramente foram calculados os parâmetros do módulo fotovoltaico e traçadas as curvas I-V com a temperatura de módulo fixa em 25°C e a irradiância variando em três níveis diferentes: 1000W/m<sup>2</sup>, 800W/m<sup>2</sup> e 400W/m<sup>2</sup>. Em seguida, os cálculos foram repetidos com a irradiância fixada em 1000W/m<sup>2</sup> e variando a temperatura novamente em três níveis: 25°C, 40°C e 60°C. Terminada esta primeira etapa, foi calculada a potência no MPP para cada curva I-V simulada e comparada com os valores experimentais para que a performance dos métodos pudesse ser verificada.

Para a temperatura fixa e variação de irradiação, ao simular o método um, que será chamado de M-1 a partir deste ponto, obteve-se as curvas mostradas na Figura 4.1.

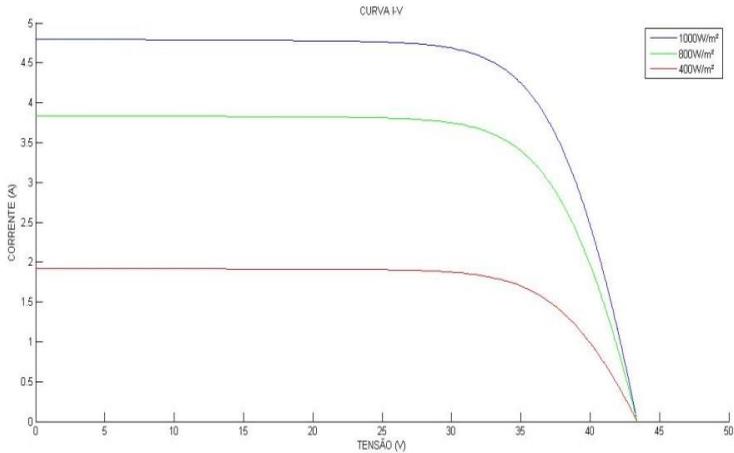


Figura 4.1 - Curvas I-V para diferentes irradiâncias (M-1). Fonte: Elaborado pelo autor.

Já para o método dois (M-2), simulando sobre as mesmas condições de operação de temperatura constante e variação de irradiação, obteve-se o gráfico mostrado na Figura 4.2.

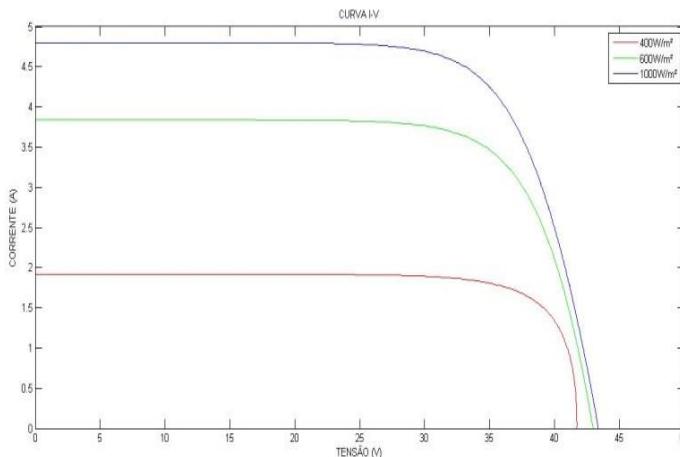


Figura 4.2 - Curvas I-V para diferentes irradiâncias (M-2). Fonte: Elaborado pelo autor.

Ao analisar os gráficos das figuras 4.1 e 4.2 é possível ver que, ao simular o método analítico para baixas irradiâncias, o comportamento da curva I-V se difere em comparação à simulação para valores maiores de irradiância. Isso acontece porque as aproximações que o método de quatro parâmetros utiliza faz com que a modelagem do sistema não seja tão precisa para valores de operação mais longes das condições padrão de ensaio, STC.

Comportamento análogo pode ser observado nos gráficos das figuras 4.3 e 4.4. A Figura 4.3 apresenta três curvas I-V simuladas pelo método um quando a irradiância é fixada em  $1000\text{W/m}^2$  e se alteram os valores de temperatura do módulo. Já a Figura 4.4 mostra as três curvas I-V com irradiância constante e variação de temperatura quando a simulação é feita utilizando o método dois.

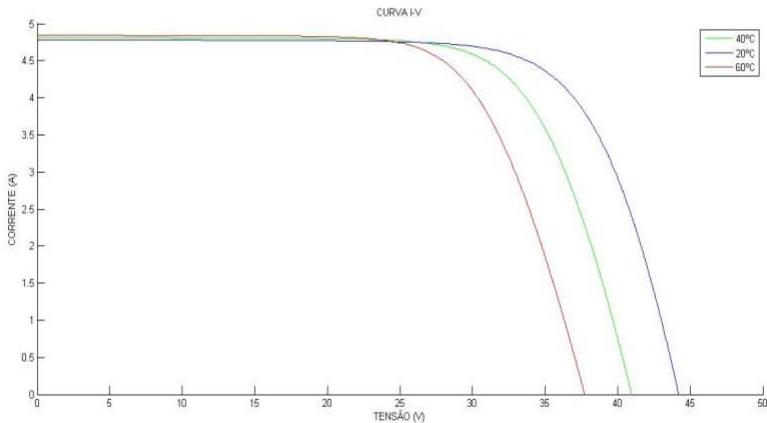


Figura 4.3 - Curvas I-V para diferentes temperaturas (M-1). Fonte: Elaborado pelo autor.

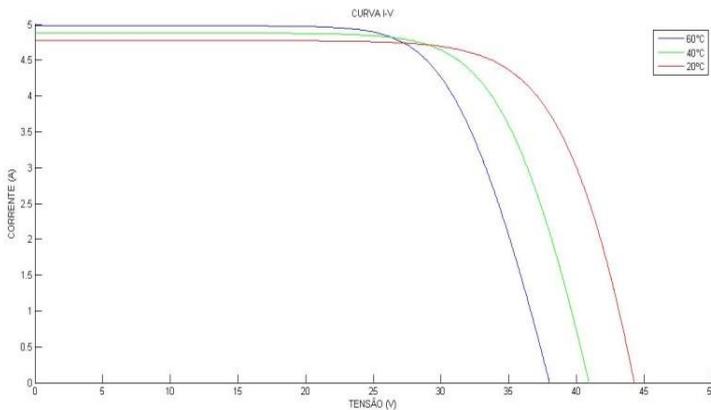


Figura 4.4 - Curvas I-V para diferentes temperaturas (M-2). Fonte: Elaborado pelo autor.

Se observarmos a teoria mostrada no capítulo 3, podemos ver que as características dos quatro últimos gráficos não diferem muito das esperadas. Porém, algumas diferenças de sensibilidade nas correntes curto-circuito e tensão de circuito aberto nas curvas traçadas podem ser observadas entre as simulações utilizando o método numérico (M-1) e o método analítico (M-2). Tais diferenças são originadas de aproximações e diferenças de modelagem matemática entre os métodos.

As tabelas 4.1 e 4.2 apresentam os valores medidos e calculados para a potência gerada nas seis condições de operação apresentadas nas figuras 4.1-4.4. Os valores se referem ao ponto de máxima potência.

Tabela 4.1 – Comparação entre os métodos para variação de irradiância.

T = 25°C					
POTÊNCIA EM C.C. (W)					
IRRAD (W/m <sup>2</sup> )	MEDIDA	M-1	ERRO	M-2	ERRO
1000	149,60	149,60	0,0%	149,60	0,0%
800	120,00	119,68	-0,3%	121,46	1,2%
400	59,50	59,84	0,6%	63,68	6,6%

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 4.2 - Comparação entre os métodos para variação de temperatura.

G = 1000W/m <sup>2</sup>					
POTÊNCIA EM C.C. (W)					
TEMP. (°C)	MEDIDA	M-1	ERRO	M-2	ERRO
20	153,00	152,91	0,1%	152,80	-0,1%
40	140,00	139,58	0,3%	140,75	0,5%
60	126,00	126,07	-0,1%	130,43	3,4%

Fonte: Elaborado pelo autor.

Nas tabelas 4.1 e 4.2 podemos ver a diferença de exatidão dos dois métodos. É possível concluir que os valores obtidos por M-1 apresentam diferenças pouco significativas em relação a todas as medições, se mostrando uma boa forma de modelar matematicamente um módulo fotovoltaico para qualquer condição de operação. Por outro lado, pode-se observar M-2 se torna menos exato quando as condições de operação do módulo fogem da STC, mas ainda assim apresenta resultados satisfatórios para os fins deste trabalho.

Pode-se afirmar que não existe diferença significativa de esforço computacional exigido pelos dois métodos. M-2 exige pouquíssimo esforço computacional uma vez que o cálculo dos parâmetros do circuito equivalente é analítico. Para calcular a potência gerada, resolve-se numericamente um sistema de duas equações e duas incógnitas que não apresenta dificuldades via o método Levenberg-Marquardt. Já M-1 utiliza o método numérico de Levenberg-Marquardt para o cálculo dos

parâmetros do circuito equivalente do módulo e de sua potência gerada, porém o algoritmo converge em poucas iterações, uma vez que, usando expressões analíticas, M-1 obtém valores iniciais para os parâmetros muito próximos dos valores reais.

## 4.2 APLICAÇÃO NO SISTEMA FOTOVOLTAICO DE BROTAS DE MACAÚBA – BA

### 4.2.1 Sistema Analisado

O sistema analisado neste trabalho é o sistema fotovoltaico de Brotas de Macaúba, localizado no centro geográfico da Bahia e faz parte de um projeto de P&D Solar do Laboratório Fotovoltaica-UFSC. As características do local de instalação são (HICKEL, 2017):

- Posição geográfica: 11° 59' S, 42° 37' O;
- Altitude: 900 m;
- Clima: Semiárido e seco a sub-úmido.

A tecnologia de semicondutor dos módulos analisados é de silício policristalino (p-Si) e o sistema de geração possui nove módulos conectados em série em um inversor, como mostra de forma simplificada a Figura 4.5. Além disso, os módulos estão em pleno funcionamento desde o ano de 2013, ou seja, há pouco mais de cinco anos.

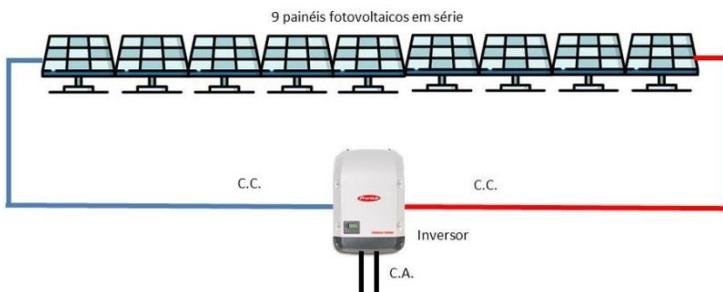


Figura 4.5 - Arquitetura simplificada do sistema analisado. Fonte: Elaborado pelo autor.

Os nove módulos instalados são idênticos, de denominação YL245P-29b fabricado por Yingli Solar. O inversor usado é o Fronius Galvo 1.5. A instalação possui instrumentos para não só adquirir os dados

de corrente, tensão e potência em CC e CA como também de irradiância e temperatura dos módulos. O datasheet do módulo pode ser observado no Anexo A. Os parâmetros mais importantes dos módulos, em STC, podem ser observados na Tabela 4.3:

Tabela 4.3 - Características dos módulos analisados na STC.

Módulo YL245P-29b	
$V_{oc}$ [V]	37,8
$I_{sc}$ [A]	8,63
$V_{mp}$ [V]	30,2
$I_{mp}$ [A]	8,11
$\alpha_p$ [%/°C]	-0,33
$\alpha_i$ [%/°C]	0,06

Fonte: ver Anexo A.

Inicialmente, deve-se observar que os circuitos equivalentes e os métodos de cálculo dos parâmetros desses circuitos e de potência gerada descritos anteriormente modelam o comportamento de apenas um módulo fotovoltaico. Para ser possível analisar o ramo com nove módulos conectados em série, foi considerado que a potência gerada por cada módulo é idêntica e que o total gerado por um módulo corresponde a 1/9 do total gerado pelo sistema. Considerou-se também que a corrente medida pelo inversor é igual à corrente de um módulo individual e a tensão de um módulo é 1/9 da tensão medida.

Na seção 4.1 avaliou-se os métodos implementados para diferentes condições de operação de uma célula fotovoltaica nova e testada em laboratório. Foram obtidos resultados exatos para todo o espectro de irradiâncias e temperaturas testadas. Nesta seção 4.2, o objetivo é verificar a exatidão dos modelos para um sistema real, com medidas adquiridas em campo por meio de equipamentos instrumentação comerciais.

Esta investigação se dividirá em duas etapas. Inicialmente, na seção 4.2.2, uma curva I-V experimental da *string* de módulos fotovoltaicos instalados em Brotas de Macaúba, obtida usando medições de temperatura do módulo e irradiância, é comparada às curvas I-V calculadas dos dois métodos propostos para as mesmas condições. É feita também a comparação e a análise de erro entre os pontos de máxima potência da curva I-V experimental com os mesmos pontos das curvas I-V calculadas. Posteriormente, na seção 4.2.3, a potência gerada pelos

módulos, medida durante várias horas de um dia específico, são comparadas com os valores calculados de potência, respeitando os valores de irradiação e temperatura de cada medição e supondo que os módulos sempre operam no ponto de máxima potência. O objetivo dessas comparações é apurar a confiabilidade das modelagens para a previsão de geração de um sistema fotovoltaico.

#### 4.2.2 Comparação com a curva I-V experimental

No dia 27/02/2018 foi traçada experimentalmente uma curva I-V da instalação para uma condição de irradiação e temperatura mostrada na Tabela 4.4. Para essas condições, foram feitas medias de corrente e tensão que resultaram no traçado da curva I-V apresentado na Figura 4.6, mostrada abaixo.

Tabela 4.4 – Temperatura e irradiação medidos para o traçado da curva I-V.

TEMPERATURA (°C)	IRRADIÂNCIA (W/m <sup>2</sup> )
45,306	927,155

Fonte: Elaborado pelo autor.

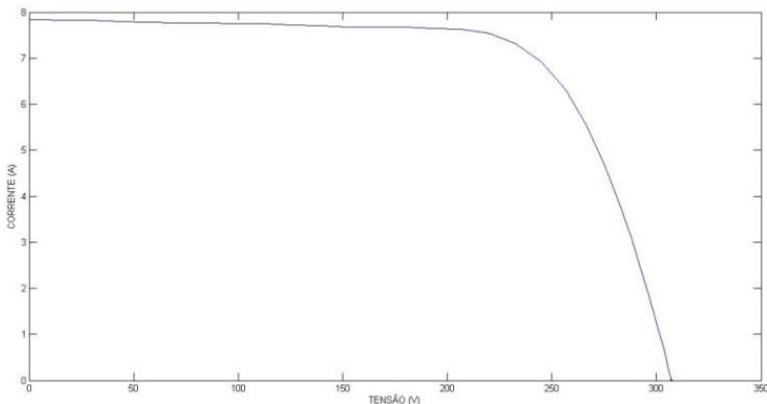


Figura 4.6 – Curva I-V experimental. Fonte: Elaborado pelo autor.

Respeitando as grandezas de temperatura e irradiação medidos, foram calculados os parâmetros do módulo fotovoltaico utilizando os dados de placa por meio dos dois métodos matemáticos explorados. A Figura 4.7 mostra a curva I-V calculada usando o modelo dos 5

parâmetros e M-1 e a Figura 4.8 mostra a curva I-V calculada usando o modelo dos 4 parâmetros e M-2.

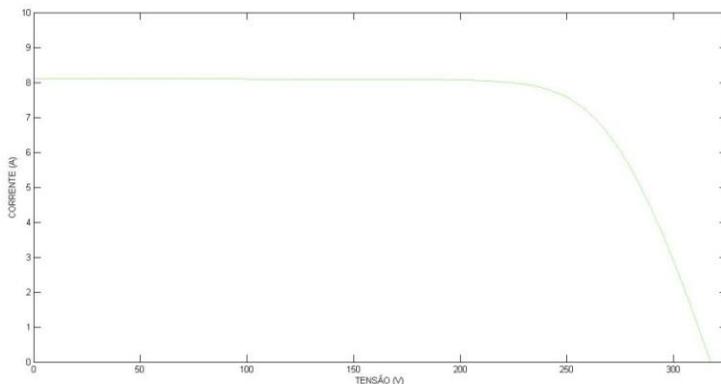


Figura 4.7 – Curva I-V calculada via M-1. Fonte: Elaborado pelo autor.

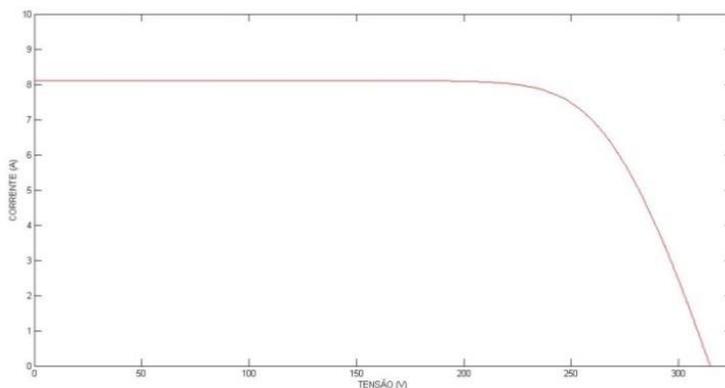


Figura 4.8 – Curva I-V calculada via M-2. Fonte: Elaborado pelo autor.

Analisando os gráficos separadamente observamos apenas uma pequena diferença entre os valores de tensão de circuito aberto e corrente de curto circuito entre as curvas calculadas e a curva experimental. Para observar melhor as diferenças os três gráficos foram sobrepostos, juntamente com o *plot* dos pontos de máxima potência, conforme mostram as Figura 4.9 e Figura 4.10.

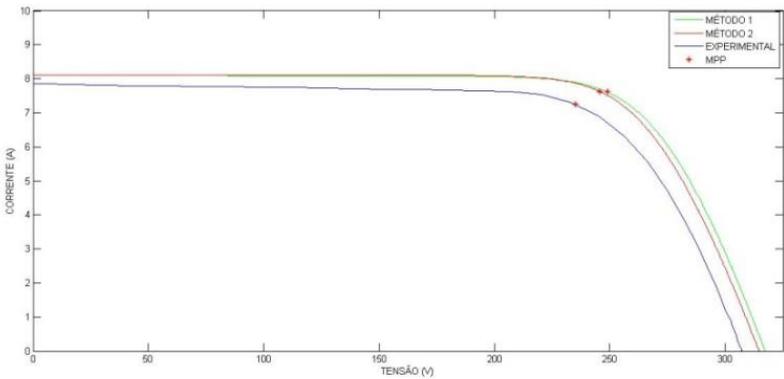


Figura 4.9 – Curvas I-V calculada e medida, sobrepostas. Fonte: Elaborado pelo autor.

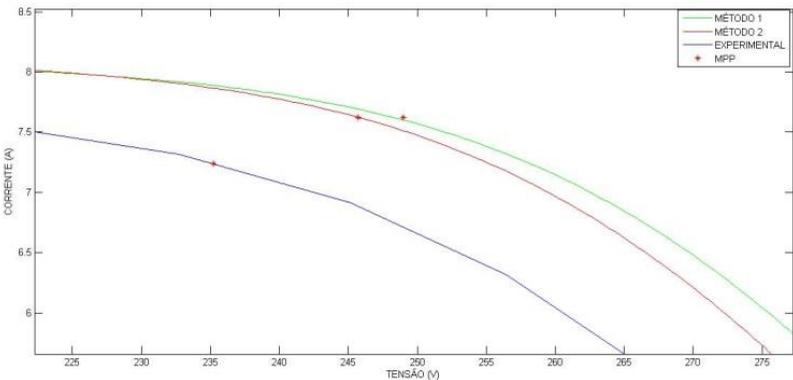


Figura 4.10 – Curvas I-V calculada e medida, sobrepostas e aproximadas no MPP. Fonte: Elaborado pelo autor.

Para complementar a avaliação dos métodos descritos no Capítulo 3 a Tabela 4.5 compara os valores obtidos para os quatro principais parâmetros da curva I-V e para a potência gerada, apresentando a diferença e o erro percentual entre os valores medidos e os valores calculados através da modelagem matemática.

Tabela 4.5 – Comparação de M-1 e M-2 em relação à curva experimental.

	EXPERIMENTAL	MÉTODO 1	ERRO	MÉTODO 2	ERRO
$V_{oc}$ (V)	307,43	317,39	3,1%	314,72	2,3%

$I_{sc}$ (A)	7,85	8,11	3,3%	8,11	3,3%
$V_{mp}$ (V)	235,19	248,99	5,5%	245,70	4,3%
$I_{mp}$ (A)	7,24	7,62	5,0%	7,62	5,0%
$P_{mp}$ (W)	<b>1703,87</b>	<b>1898,42</b>	<b>10,2%</b>	<b>1873,28</b>	<b>9,0%</b>

Fonte: Elaborado pelo autor.

A maior porcentagem de erro acontece na potência gerada porque nela é propagado o erro da corrente de máxima potência e também da tensão de máxima potência. É interessante notar que os valores entre os resultados de potência nos dois métodos não diferem de forma considerável, e também que existe um erro relativamente alto entre os valores calculados dos valores experimentais.

Apesar de serem observados erros muito maiores do que aqueles obtidos na análise feita no item 4.1, ainda assim os valores estão em uma margem aceitável. É importante lembrar que na modelagem matemática dos módulos fotovoltaicos abordada neste trabalho, não estão sendo consideradas perdas de degradação pelo tempo de operação (os módulos estão operando há mais de cinco anos), além de pressupor que todos os nove módulos em série operam de forma idêntica e de que não existem perdas por sombreamento. Possíveis erros de medida também estão sendo desconsiderados.

### 4.2.3 Análise da potência gerada no dia 22/07/2017

Para medir a confiabilidade dos métodos na previsão de geração do sistema fotovoltaico utilizando apenas dos dados de placa do fabricante do módulo e de dados atmosféricos, foram os valores medidos para a potência gerada ao longo de um dia inteiro com valores calculados. O dia arbitrariamente escolhido foi 22/12/2017 e foram consideradas medições de potência em corrente contínua, irradiância e temperatura a superfície do módulo fotovoltaico a cada 15 minutos entre 5 e 18 horas, um intervalo de 13 horas, totalizando 53 medições de cada parâmetro.

A irradiância no período se comportou de forma semelhante ao esperado para um dia comum, com valores baixos nos horários próximos ao nascer e pôr do sol e pico por volta do meio dia, com exceção de dois sombreamentos, um logo após o meio dia e de curta duração, e outro após 13:30h, de duração maior, conforme mostra o gráfico da Figura 4.11.

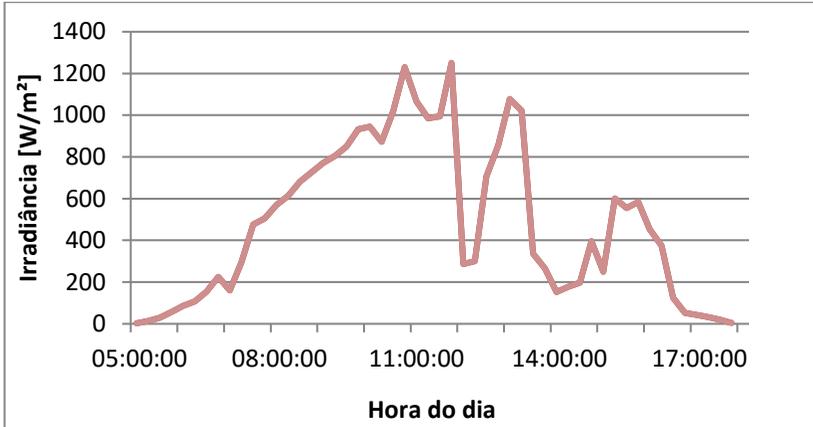


Figura 4.11 – Comportamento da irradiância. Fonte: Elaborado pelo autor.

Pelas figuras 4.12 e 4.13 nota-se que a temperatura do sistema e a potência gerada também se comportam de forma esperada, ou seja, diretamente proporcionais ao montante de irradiação que incide sobre os módulos. A temperatura, entretanto, com decaimento mais suave, conforme mostra o gráfico da Figura 4.12.

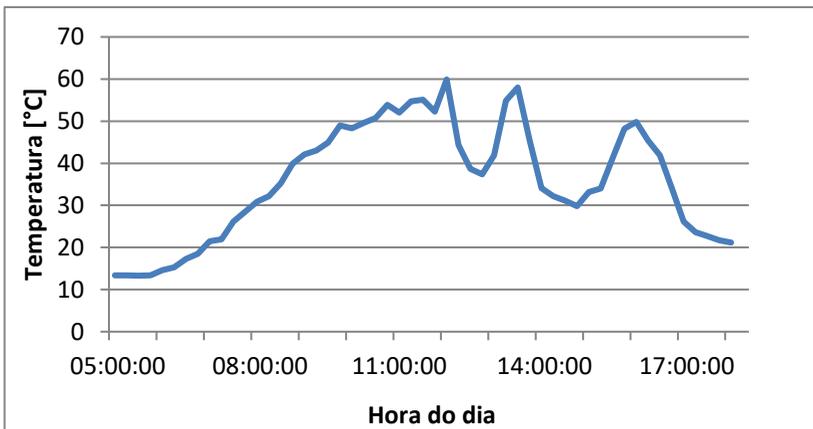


Figura 4.12 – Comportamento da temperatura. Fonte: Elaborado pelo autor.

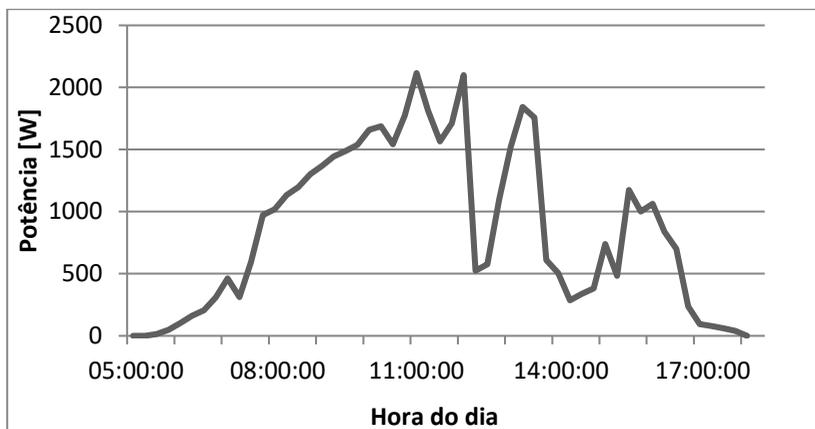


Figura 4.13 – Comportamento da potência gerada. Fonte: Elaborado pelo autor.

Com base nos dados medidos de irradiação e de temperatura no módulo, os métodos M-1 e M-2 foram usados para calcular a potência gerada pelo sistema. Os valores obtidos foram traçados junto aos dados experimentais, conforme mostram as figuras 4.14 e 4.15. Também foram sobrepostos os gráficos das potências calculadas pelos dois métodos representados junto aos dados experimentais na Figura 4.16. Analisando as figuras 4.14 e 4.15 observa-se que, em períodos de maior irradiação, tanto M-1 como M-2 fornecem valores de potência gerada superiores aos valores medidos, sendo os valores obtidos por M-2 ligeiramente mais próximos dos valores medidos. Por outro lado, analisando a Figura 4.16, observa-se que as curvas geradas por M-1 e M-2 são quase idênticas e a diferença entre elas e os pontos da curva experimental é pequena.

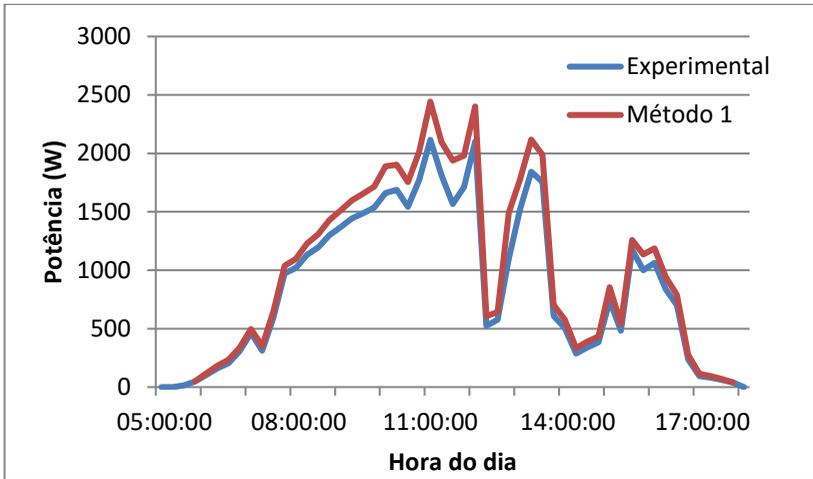


Figura 4.14 – Comparação entre a potência experimental e a potência calculada via M-1. Fonte: Elaborado pelo autor.

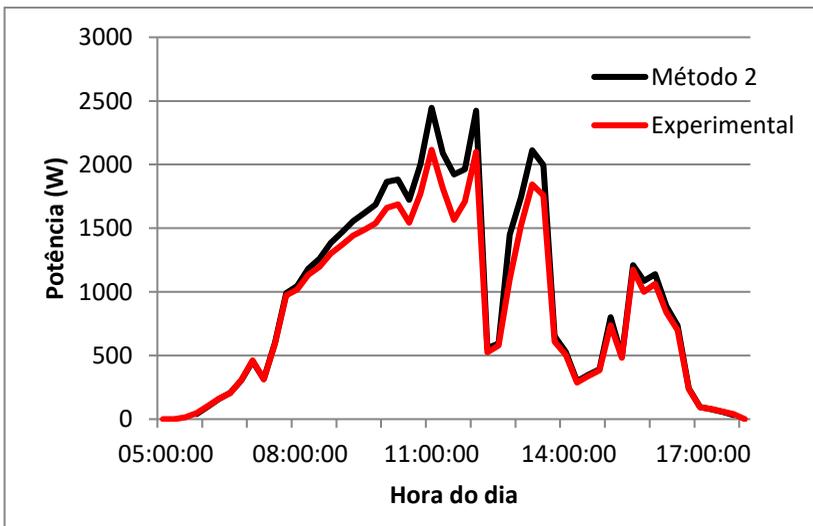


Figura 4.15 – Comparação entre a potência experimental e a potência calculada via M-2. Fonte: Elaborado pelo autor.

Para verificar o quanto os dados calculados divergiram dos valores medidos deve ser observado o erro percentual entre estas duas grandezas em todos os pontos medidos. O gráfico combinado da Figura 4.17

apresenta o erro percentual dos dois modelos junto ao gráfico de potência gerada pelo sistema durante o dia.

A análise deste gráfico conjunto ao da Figura 4.18, que apresenta a variação do erro com o aumento da irradiância, nos mostra que M-1 resulta em erros relativamente constantes para diferentes condições de operação se comparado aos erros calculados por M-2, estes apresentam erro variável, aumentando sua magnitude a medida que a potência gerada e a irradiação aumentam. Uma exceção para o comportamento descrito acima é observável para medidas em que há pouca irradiação, e, conseqüentemente, pouca potência gerada – no começo e no final do dia. Neste caso, M-2 apresenta erro maior que M-1.

Nos períodos onde há uma brusca variação de potência gerada, M-1 e M-2 apresentam comportamento semelhante, onde ambos os métodos mostram um aumento na sua porcentagem de erro.

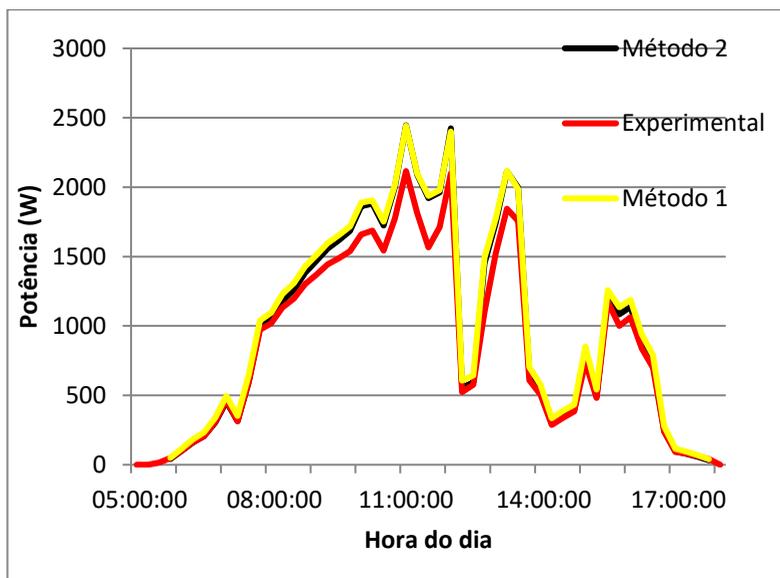


Figura 4.16 – Comparação entre a potência experimental e a potência calculada via M-1 e M2. Fonte: Elaborado pelo autor.

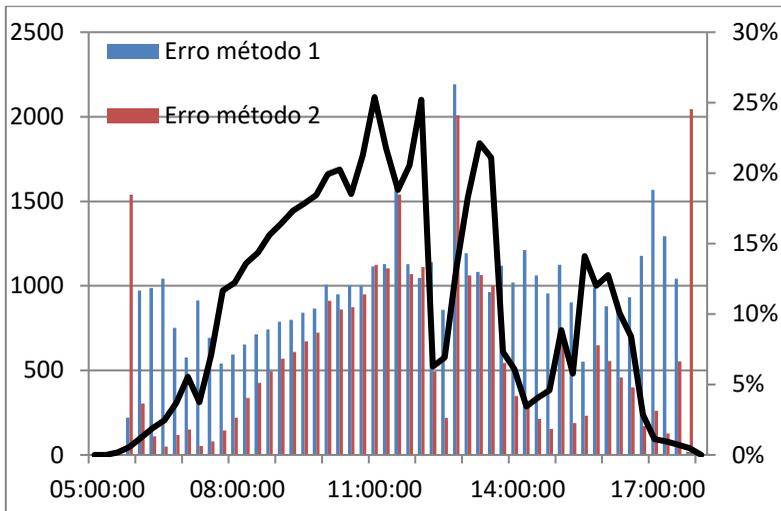


Figura 4.17 – Comparação entre os erros na potência calculada via M-1 e M2.  
Fonte: Elaborado pelo autor.

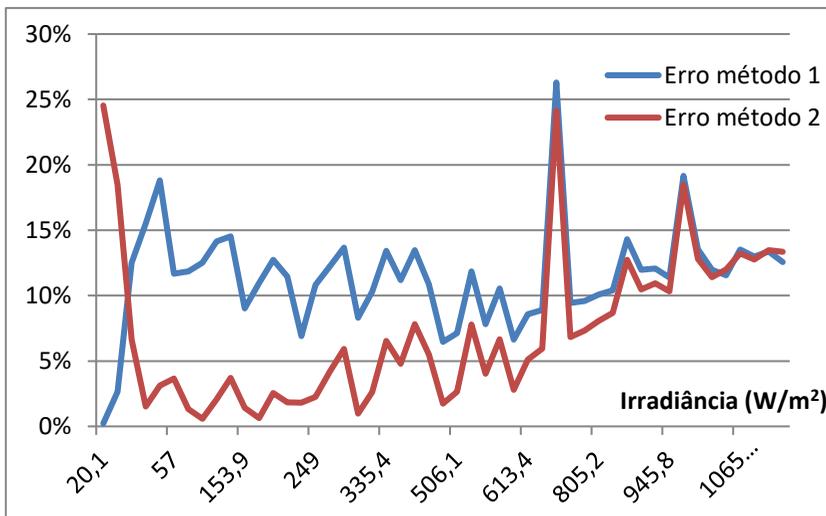


Figura 4.18 – Comparação entre os erros na potência calculada via M-1 e M2 para o aumento de irradiação. Fonte: Elaborado pelo autor.

A análise dos erros reforça o visto na seção 4.1, na qual M-1 apresentava maior consistência nos seus valores percentuais de erro para

qualquer região de operação, já M-2 apresentava menor desempenho com as variações nas condições da operação da célula.

Entretanto, quando se faz a análise de erros obtidos para o dia em questão, o desempenho de M-2 é, em geral, melhor que o de M-1 no cálculo da geração fotovoltaica. Assim, é possível concluir que, considerando os resultados obtidos para um dia específico, o método dois é, entre os dois métodos analisados o melhor modelo matemático para aproximar o sistema fotovoltaico de Brotas de Macaúba e assim estimar a geração dos módulos.

Por fim, um último cálculo de comparação é feito para comparar a performance entre os métodos. Por meio dos dados medidos, calculou-se a energia total gerada no dia pela instalação e foi realizado um novo cálculo de erro percentual entre os dois métodos e os dados experimentais. A Tabela 4.6, mostrada abaixo, apresenta essa relação e confirma as afirmações feitas anteriormente.

Tabela 4.6 – Comparação entre a energia medida e calculada.

Energia experimental (kWh)	11.398,12
Energia método 1 (kWh)	12.943,92
Erro	11,9%
Energia método 2 (kWh)	12.550,52
Erro	9,2%

Fonte: Elaborado pelo autor.

## 5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este trabalho teve como objetivo estimar a potência gerada por um sistema de geração de energia fotovoltaico, utilizando o modelo dos cinco parâmetros e um diodo, o modelo dos quatro parâmetros e um diodo, os dados de placa do módulo fotovoltaico e dados de temperatura e irradiância.

Os métodos implementados apresentaram erro baixo para dados de geração de um módulo submetido a testes controlados em laboratório. Entretanto, ainda assim pode-se notar que M-2 comportou-se de forma a ter maiores erros a baixas irradiâncias e a altas temperaturas.

Foram feitas simulações de geração para uma aplicação real de um sistema fotovoltaico em Brotas de Macaúba – BA com nove módulos fotovoltaicos conectados em série. Para isso, com dados de geração, de temperatura e de irradiância comparou-se os valores medidos aos valores calculados pelos modelos. Os resultados dos dois métodos para este sistema real tiveram erros um pouco maiores se comparados aos resultados obtidos com o módulo testado em laboratório.

Os modelos utilizados não levam em consideração perdas por envelhecimento dos módulos, perdas por sobreamento, perdas nas conexões entre os módulos e de perda de temperatura por ação dos ventos. Assim, os erros observados nas simulações para o caso de Brotas de Macaúba – BA poderiam ser diminuídos caso a modelagem do módulo fosse mais completa. Considerando as limitações dos modelos utilizados, os resultados obtidos nas simulações são aceitáveis..

Por fim, deve-se observar que, para o caso de Brotas de Macaúba, apenas um dia de medições de irradiância e temperatura foi analisado. Para se ter uma melhor avaliação dos modelos, novos cenários devem ser analisados.

## REFERÊNCIAS

A DUFFIE, John; A BECKHAM, William. **Solar engineering of thermal processes**. 4. ed. Hoboken: John Wiley & Sons, 2013.

A HOVINEN,. Fitting of the solar cell IV-curve to the two-diode model. **Physica Scripta**, [s.l.], v. 54, p.175-176, 1 jan. 1994.

ARAUJO, G.I.; SÁNCHEZ, E.; MARTÍ, M.. Determination of the two-exponential solar cell equation parameters from empirical data. **Solar Cells**, [s.l.], v. 5, n. 2, p.199-204, jan. 1982.

BAGNALL, Darren M.; BORELAND, Matt. Photovoltaic technologies. **Energy Policy**, [s.l.], v. 36, n. 12, p.4390-4396, dez. 2008.

BECQUEREL, Edmund. “**Memoires sur les effets electriques produits sous l'influence des rayons**”. Paris: Comptes Rendues, 1839.

BENEDITO, Ricardo da Silva. **Caracterização da geração distribuída de eletricidade por meio de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, no Brasil, sob os aspectos técnico, econômico e regulatório**. 2009. 110 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2009.

BLAS, M.a de et al. Selecting a suitable model for characterizing photovoltaic devices. **Renewable Energy**, [s.l.], v. 25, n. 3, p.371-380, mar. 2002.

Núcleo de Estudos Estratégicos de Energia. Ministério de Minas e Energia. **Energia Solar no Brasil e Mundo**. 2016. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/>>. Acesso em: 25 set. 2018.

BRENNAN, M.p. et al. Effects of spectral albedo on solar photovoltaic devices. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, [s.l.], v. 124, p.111-116, maio 2014.

BRITO, Miguel Centeno; MAGARREIRO, Clarisse; FREITAS, Sara. Radiação e Energia solar. **Gazeta de Física**, Portugal, v. 39, n. 1/2, p.57-59, jun. 2016.

CELIK, Ali Naci; ACIKGOZ, Nasr. Modelling and experimental verification of the operating current of mono-crystalline photovoltaic modules using four- and five-parameter models. **Applied Energy**, [s.l.], v. 84, n. 1, p.1-15, jan. 2007.

CRESESB, Centro de Referência Para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito, CEPEL. . **Efeito Fotovoltaico**. Disponível em: <[http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com\\_content&lang=pt&cid=321](http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&lang=pt&cid=321)>. Acesso em: 15 out. 2018.

CRESESB, Centro de Referência Para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito, CEPEL. **Energia Solar: Princípios e Aplicações**. S.i: Cepel, 2006. Disponível em: <[http://www.cresesb.cepel.br/download/tutorial/tutorial\\_solar\\_2006.pdf](http://www.cresesb.cepel.br/download/tutorial/tutorial_solar_2006.pdf)>. Acesso em: 12 set. 2018.

DIMASSI, Imen; AMOR, Abdessattar Ben. Management of a “PV/battery” system in isolated site. **2017 International Conference On Advanced Systems And Electric Technologies (ic\_aset)**, [s.l.], p.1-5, jan. 2017.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. **Brazilian energy balance: data series**. 2017. Disponível em: <<https://ben.epe.gov.br/BENSeriesCompleatas.aspx>>. Acesso em: 25 set. 2018.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. **Reserve energy auction has a discount of 9.94%**. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/>>. Acesso em: 25 set. 2018.

GOL, D. de; FESTA, R.; RATTO, C. A simple expression for computing the daily extraterrestrial irradiation on a horizontal surface. **Solar & Wind Technology**, [s.l.], v. 4, n. 4, p.509-512, jan. 1987.

GTES – Grupo de Trabalho em Energia Solar. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Disponível em: <<https://www.portal-energia.com/downloads/livro-manual-de-engenharia-sistemas-fotovoltaicos-2014.pdf>>. Acesso em: 09 out. 2018.

HABILIS SOLAR. **Módulos fotovoltaicos conectados à rede elétrica**. Disponível em: <<http://www.habilissolar.com.br>>. Acesso em: 25 out. 2018.

HAY, John E.; MCKAY, Donald C.. Estimating Solar Irradiance on Inclined Surfaces: A Review and Assessment of Methodologies. **International Journal Of Solar Energy**, [s.l.], v. 3, n. 4-5, p.203-240, set. 1985.

HEJRI, Mohammad et al. An analytical-numerical approach for parameter determination of a five-parameter single-diode model of

photovoltaic cells and modules. **International Journal Of Sustainable Energy**, [s.l.], v. 35, n. 4, p.396-410, 3 dez. 2013.

HICKEL, Bernardo Meyer. **O Impacto no Desempenho de Sistemas Fotovoltaicos Causado pelo Acúmulo de Sujeira Sobre os Módulos FV - Metodologia e Avaliação Através de Curvas IxV em Campo**. 2017. 110 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Civil, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2017.

IZADIAN, Afshin; POURTAHERIAN, Arash; MOTAHARI, Sarasadat. Basic model and governing equation of solar cells used in power and control applications. **2012 Ieee Energy Conversion Congress And Exposition (ecce)**, [s.l.], p.1-6, set. 2012.

KHEZZAR, R.; ZEREG, M.; KHEZZAR, A.. Modeling improvement of the four parameter model for photovoltaic modules. **Solar Energy**, [s.l.], v. 110, p.452-462, dez. 2014.

LORENZO, Eduardo. Energy collected and delivered by PV modules. In: LUQUE, Antonio; HEGEDUS, Steven (Ed.). **Handbook of photovoltaic science and engineering**. 2. ed. [s.l.]: Wiley, 2011. Cap. 22. p. 984-1042.

MAJDOUL, Radouane et al. Combined analytical and numerical approach to determine the four parameters of the photovoltaic cells models. **2015 International Conference On Electrical And Information Technologies (iceit)**, [s.l.], p.1-6, mar. 2015.

ONS - OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Boletim Mensal de Geração Solar Fotovoltaica Julho/2018**. Disponível em: <<http://ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/>>. Acesso em: 25 set. 2018.

ONS - OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Capacidade instalada no SIN 2017/2022**. 2018. Disponível em: <<http://ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>>. Acesso em: 25 set. 2018.

PEREIRA, Osvaldo L. S.; Gonçalves, Felipe F. Dimensionamento de Inversores para Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica: Estudo de Caso do Sistema de Tubarão – SC. **Revista Brasileira de Energia. Gazeta de Física**, Brasil, v. 14, n. 1, p.25-45, 2008.

PHANG, J.c.h.; CHAN, D.s.h.; PHILLIPS, J.r.. Accurate analytical method for the extraction of solar cell model parameters. **Electronics Letters**, [s.l.], v. 20, n. 10, p.406-415, 1984.

PINTO, Cláudia Sofia Benvindo Soares. **Validação Experimental do Modelo Cinco Parâmetros e Um Díodo de Painéis Fotovoltaicos**. 2016. 72 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, Instituto Superior Técnico Lisboa, Lisboa, 2016.

SERA, Dezso; TEODORESCU, Remus; RODRIGUEZ, Pedro. PV panel model based on datasheet values. **2007 IEEE International Symposium On Industrial Electronics**, [s.l.], p.1-5, jun. 2007.

SHER, Hadeed Ahmed; ADDOWEESH, Khaled E.. Micro-inverters — Promising solutions in solar photovoltaics. **Energy For Sustainable Development**, [s.l.], v. 16, n. 4, p.389-400, dez. 2012.

SOTO, W. de; KLEIN, S.a.; BECKMAN, W.a.. Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance. **Solar Energy**, [s.l.], v. 80, n. 1, p.78-88, jan. 2006.

SOUSA, Yan Rodrigues de. **Estudo do rastreamento do ponto de máxima potência – MPPT – Em sistemas de geração fotovoltaica**. 2017. 117 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, 2017.

STILPEN, Daniel Vasconcellos de Sousa; CHENG, Vicky. Solar photovoltaics in Brazil: A promising renewable energy market. **2015 3rd International Renewable And Sustainable Energy Conference (irsec)**, [s.l.], p.1-5, dez. 2015.

TOWNSEND, Timothy U. **A Method for Estimating the Long-Term Performance of Direct-Coupled Photovoltaic Systems**. 1989. 22 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Mechanical Engineering, University Of Wisconsin, Madison, 1989.

VAN DYK, E.e et al. Long-term monitoring of photovoltaic devices. **Renewable Energy**, [s.l.], v. 25, n. 2, p.183-197, fev. 2002.

VIANA, Trajano de Souza. **Potencial de Geração de Energia Elétrica com Sistemas Fotovoltaicos com Concentrador no Brasil**. 2010. 101 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Civil, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2010.

VILLA-VILLASEÑOR, Noé; GALINDO-OROZCO, René. Bond graph modelling of a 4-parameter photovoltaic array. **Mathematical And Computer Modelling Of Dynamical Systems**, [s.l.], v. 24, n. 3, p.275-295, 5 mar. 2018.

VILLALVA, M.g.; GAZOLI, J.r.; E.R. FILHO,. Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays. **IEEE Transactions On Power Electronics**, [s.l.], v. 24, n. 5, p.1198-1208, maio 2009.







## ANEXO A – Parâmetros dos módulos fotovoltaicos extraídos dos catálogos dos fabricantes

### YGE 60 Cell 40mm SERIES

Powered by **YINGLI**

YL260P-29b  
YL255P-29b  
YL250P-29b  
YL245P-29b  
YL240P-29b  
YL235P-29b  
YL230P-29b



#### ABOUT YINGLI GREEN ENERGY

Yingli Green Energy Holding Company Limited (NYSE: YGE) is one of the world's largest fully vertically integrated PV manufacturers, which markets its products under the brand "Yingli Solar". With over 4.5GW of modules installed globally, we are a leading solar energy company built upon proven product reliability and sustainable performance. We are the first renewable energy company and the first Chinese company to sponsor the FIFA World Cup™.

#### PERFORMANCE

- High efficiency, multicrystalline silicon solar cells with high transmission and textured glass deliver a module efficiency of up to 16.2%, minimizing installation costs and maximizing the kWh output of your system per unit area.
- Tight positive power tolerance of 0W to +5W ensures you receive modules at or above nameplate power and contributes to minimizing module mismatch losses leading to improved system yield.
- Top ranking in the "TÜV Rheinland Energy Yield Test" and the "PHOTON Test" demonstrates high performance and annual energy production.

#### RELIABILITY

- Tests by independent laboratories prove that Yingli Solar modules:
  - Fully conform to certification and regulatory standards.
  - Withstand wind loads of up to 2.4kPa and snow loads of up to 5.4kPa, confirming mechanical stability.
  - Successfully endure ammonia and salt-mist exposure at the highest severity level, ensuring their performance in adverse conditions.
- Manufacturing facility certified by TÜV Rheinland to ISO 9001:2008, ISO 14001:2004 and BS OHSAS 18001:2007.



#### WARRANTIES

- 10-year limited product warranty<sup>1</sup>.
  - Limited power warranty<sup>1</sup>: 10 years at 91.2% of the minimal rated power output, 25 years at 80.7% of the minimal rated power output.
- <sup>1</sup>In compliance with our Warranty Terms and Conditions.

#### QUALIFICATIONS & CERTIFICATES

IEC 61215, IEC 61730, MCS, CE, ISO 9001:2008, ISO 14001:2004, BS OHSAS 18001:2007, SA 8000, PV Cycle



[YINGLISOLAR.COM](http://YINGLISOLAR.COM)



# YGE 60 Cell 40mm SERIES

## ELECTRICAL PERFORMANCE

Electrical parameters at Standard Test Conditions (STC)

Module type	YLxxxP-29b (xxx=P <sub>max</sub> )								
Power output	P <sub>max</sub>	W	260	255	250	245	240	235	230
Power output tolerances	ΔP <sub>max</sub>	W	0 / 5						
Module efficiency	η <sub>m</sub>	%	15.9	15.6	15.3	15.0	14.7	14.4	14.1
Voltage at P <sub>max</sub>	V <sub>mp</sub>	V	30.9	30.6	30.4	30.2	29.5	29.5	29.5
Current at P <sub>max</sub>	I <sub>mp</sub>	A	8.41	8.32	8.24	8.11	8.14	7.97	7.80
Open-circuit voltage	V <sub>oc</sub>	V	38.9	38.7	38.4	37.8	37.5	37.0	37.0
Short-circuit current	I <sub>sc</sub>	A	8.98	8.88	8.79	8.63	8.65	8.54	8.40

STC: 1000W/m<sup>2</sup> irradiance, 25°C cell temperature, AM1.5g spectrum according to EN 60904-3.  
Average relative efficiency reduction of 5% at 200W/m<sup>2</sup> according to EN 60904-1.

Electrical parameters at Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)

Power output	P <sub>max</sub>	W	188.3	184.7	181.1	177.9	174.3	170.7	167.0
Voltage at P <sub>max</sub>	V <sub>mp</sub>	V	28.1	27.9	27.6	27.2	26.6	26.6	26.4
Current at P <sub>max</sub>	I <sub>mp</sub>	A	6.70	6.63	6.56	6.54	6.56	6.42	6.29
Open-circuit voltage	V <sub>oc</sub>	V	35.9	35.7	35.4	34.5	34.2	33.8	33.8
Short-circuit current	I <sub>sc</sub>	A	7.27	7.19	7.12	6.99	7.01	6.92	6.81

NOCT: open-circuit module operation temperature at 800W/m<sup>2</sup> irradiance, 20°C ambient temperature, 1m/s wind speed.

## THERMAL CHARACTERISTICS

Nominal operating cell temperature	NOCT	°C	46 +/- 2
Temperature coefficient of P <sub>max</sub>	γ	%/°C	-0.45
Temperature coefficient of V <sub>oc</sub>	β <sub>oc</sub>	%/°C	-0.33
Temperature coefficient of I <sub>sc</sub>	β <sub>sc</sub>	%/°C	0.06
Temperature coefficient of V <sub>mp</sub>	β <sub>mp</sub>	%/°C	-0.45

## OPERATING CONDITIONS

Max. system voltage	1000 <sub>DC</sub>
Max. series fuse rating	15A
Limiting reverse current	15A
Operating temperature range	-40°C to 85°C
Max. static load, front (e.g., snow and wind)	5400Pa
Max. static load, back (e.g., wind)	2400Pa
Max. hailstone impact (diameter / velocity)	25mm / 23m/s

## CONSTRUCTION MATERIALS

Front cover (material / thickness)	low-iron tempered glass / 3.2mm
Cell (quantity / material / dimensions / number of busbars)	60 / multicrystalline silicon / 156mm x 156mm / 2 or 3
Encapsulant (material)	ethylene vinyl acetate (EVA)
Frame (material / color / anodization color / edge sealing)	anodized aluminum alloy / silver / clear / silicone or tape
Junction box (protection degree)	≥ IP65
Cable (length / cross-sectional area)	1100mm / 4mm <sup>2</sup>
Plug connector (type / protection degree)	MC4 / IP67 or YD08.1 / IP67 or Amphenol H4 / IP68

- Due to continuous innovation, research and product improvement, the specifications in this product information sheet are subject to change without prior notice. The specifications may deviate slightly and are not guaranteed.
- The data do not refer to a single module and they are not part of the offer, they only serve for comparison to different module types.

Yingli Green Energy Holding Co. Ltd.  
service@yinglisolar.com  
Tel: 0086-312-8929802

**YINGLISOLAR.COM**

© Yingli Green Energy Holding Co. Ltd. | DS\_YGE60Cell-29b\_40mm\_EU\_EN\_201211\_v02.20

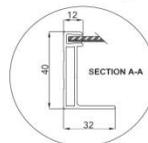
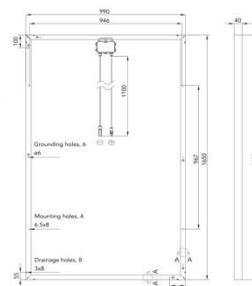
## GENERAL CHARACTERISTICS

Dimensions (L / W / H)	1650mm / 990mm / 40mm
Weight	19.1kg

## PACKAGING SPECIFICATIONS

Number of modules per pallet	26
Number of pallets per 40' container	28
Packaging box dimensions (L / W / H)	1700mm / 1150mm / 1190mm
Box weight	534kg

## Unit: mm



**Warning:** Read the Installation and User manual in its entirety before handling, installing, and operating Yingli Solar modules.

Our Partners:

