



Universidade do Estado do Rio de Janeiro

Centro de Tecnologia e Ciências

Faculdade de Engenharia

Caio Gonçalves da Silva e Silva

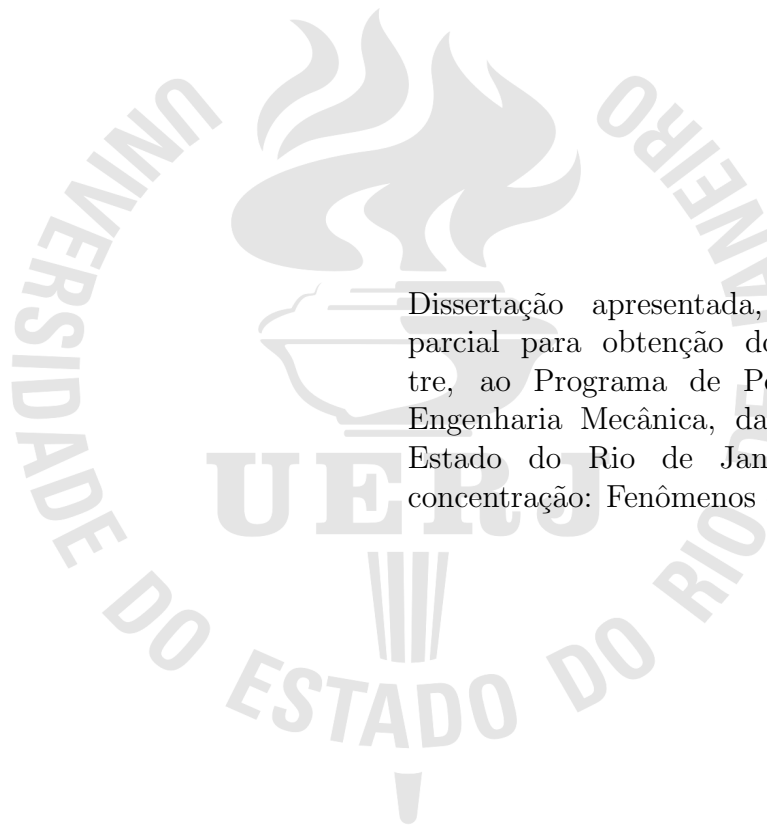
**Avaliação do uso do método PV-f-Chart na cidade do Rio de  
Janeiro**

Rio de Janeiro

2019

Caio Gonçalves da Silva e Silva

**Avaliação do uso do método PV-f-Chart na cidade do Rio de Janeiro**



Dissertação apresentada, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre, ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, da Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Área de concentração: Fenômenos de Transporte.

Orientador: Prof. Dr. Manoel Antônio da Fonseca Costa Filho

Rio de Janeiro

2019

CATALOGAÇÃO NA FONTE  
UERJ / REDE SIRIUS / BIBLIOTECA CTC/B

S586

Silva, Caio Gonçalves da Silva e.

Avaliação do uso do método PV-f-Chart na cidade do Rio de Janeiro / Caio Gonçalves da Silva e Silva. – 2019.  
64f.

Orientador: Manoel Antônio da Fonseca Costa Filho;  
Dissertação(Mestrado) – Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Faculdade de Engenharia.

1. Engenharia mecânica - Teses. 2. Sistemas de energia fotovoltaica - Teses. 3. Energia solar - Teses. 4. Análise matemática - Teses. I. Costa Filho, Manoel Antônio da Fonseca. II. Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Faculdade de Engenharia. III. Título.

CDU 621:620.92

Bibliotecária: Júlia Vieira – CRB7/6022

Autorizo, apenas para fins acadêmicos e científicos, a reprodução total ou parcial desta dissertação, desde que citada a fonte.

---

Assinatura

---

Data

Caio Gonçalves da Silva e Silva

**Avaliação do uso do método PV-f-Chart na cidade do Rio de Janeiro**

Dissertação apresentada, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre, ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, da Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Área de concentração: Fenômenos de Transporte.

Aprovado em: 19 de Dezembro de 2019

Banca Examinadora:

---

Prof. Dr. Manoel Antônio da Fonseca Costa Filho (Orientador)  
Faculdade de Engenharia da UERJ

---

Prof. Dr. Antônio Guilherme Garcia Lima  
Faculdade de Engenharia da UERJ

---

Prof. Dr. Luiz Artur Pecorelli Peres  
Faculdade de Engenharia da UERJ

---

Prof. Dr. Luís Fernando Corrêa Monteiro  
Faculdade de Engenharia da UERJ

---

Profa. Dra. Gisele Maria Ribeiro Vieira  
Centro Federal de Educação Tecnológica Celso Suckow da Fonseca  
- CEFET/RJ

Rio de Janeiro

2019

## AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar gostaria de agradecer aos meus pais que sempre me orientaram e deram todo apoio, emocional e financeiro, para que eu pudesse concluir a graduação em engenharia elétrica e ter a oportunidade de cursar e concluir o mestrado em engenharia mecânica.

Agradeço também a minha irmã e a todos os familiares que me apoiaram e ajudaram de alguma forma para que eu pudesse estar aqui.

A minha esposa Mariana de Oliveira pelo seu companheirismo, apoio e compreensão dos momentos difíceis.

Ao meu orientador, o professor, Manoel Antônio da Fonseca Costa Filho pela dedicação ao me orientar durante o curso e também ao meu coorientador Antônio Guilherme Garcia Lima.

A todos os amigos e colegas que fiz durante o mestrado, pois contribuíram de alguma forma, especialmente ao Félix do Rêgo Barros, ao David Ricardo de Mendonça Soares, ao Valmir de Oliveira Junior, a Érika Castanho Magalhães de Moraes, a Raama Costa Alves e ao Bruno Campos.

Agradeço a maioria dos professores da Faculdade de Engenharia da UERJ que mesmo com todas as adversidades sempre se dedicaram para que os alunos tivessem a melhor formação acadêmica, social e profissional.

Agradeço a todos os meus amigos que sempre me incentivaram e torceram para o meu sucesso profissional.

Agradeço ao Professor Wanderley Freitas Lemos, do CEFET-NI, pela sua dedicação durante o curso técnico e que de alguma forma me motivou a cursar Engenharia.

Agradeço a UERJ por fornecer toda a estrutura e pessoas capacitadas necessárias para o andamento e conclusão deste curso.

Agradeço à FAPERJ pela bolsa de Mestrado concedida, especialmente em um momento tão difícil para a ciência Brasileira.

A Bené e a Malu pela companhia.

## RESUMO

SILVA, Caio Gonçalves da Silva e *Avaliação do uso do método PV-f-Chart na cidade do Rio de Janeiro*. 2019. 64f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) - Faculdade de Engenharia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro (UERJ), Rio de Janeiro, 2019.

As energias renováveis crescem em ritmos exponenciais tanto no Brasil quanto no mundo sendo a energia fotovoltaica a matriz renovável que mais cresce dentre as fontes alternativas de energia. Contudo a energia solar fotovoltaica possui caráter intermitente já que depende diretamente de condições climáticas que variam sazonalmente. Portanto esta dissertação tem como objetivo a aplicação do método PV F-Chart para calcular a estimativa de desempenho de um sistema fotovoltaico na cidade do Rio de Janeiro levando em consideração as condições climáticas da localidade, pois se diferenciam das condições climáticas onde o método foi utilizado com sucesso. O método proposto foi testado comparando resultados simulados através do método PV F-Chart com medições reais do sistema em operação. Como os módulos fotovoltaicos em operação já estavam instalados a doze anos, foi necessário calcular uma taxa de degradação que esses módulos sofreram ao longo do tempo e foi constatada uma taxa de 3,02% de degradação ao ano do sistema. Em relação ao método proposto foi possível obter bons resultados, ou seja, estimativas próximas aos valores reais com um erro médio em torno de 6,9% levando em consideração que a maioria dos *softwares* comerciais possuem uma faixa de erro entre 5% a 7%. Estas diferenças foram em parte produzidas pelas diferenças entre os dados de radiação solar médios mensais disponíveis e os dados de radiação solar medidos.

Palavras-chave: Fotovoltaico; PV F-Chart; Energia Renovável.

## ABSTRACT

SILVA, Caio Gonçalves da Silva e *Evaluation of the use of the PV-f-Chart method in the city of Rio de Janeiro*. 2019. 64f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) - Faculdade de Engenharia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro (UERJ), Rio de Janeiro, 2019.

Renewable energies grow at exponential rates both in Brazil and in the world, with photovoltaic energy being the fastest growing renewable matrix among alternative energy sources. However, photovoltaic solar energy has an intermittent character since it depends directly on climatic conditions that vary seasonally. Therefore, this dissertation aims to apply the PV F-Chart method to calculate the performance estimate of a photovoltaic system in the city of Rio de Janeiro taking into account the local climatic conditions, as they differ from the climatic conditions where the method was used successfully. The proposed method was tested by comparing simulated results using the PV F-Chart method with actual measurements of the system in operation. As the photovoltaic modules in operation had already been installed for twelve years, it was necessary to calculate the degradation rate that these modules suffered over time and a rate of 3.02% of degradation per year of the system was found. Regarding the proposed method, it was possible to obtain good results, that is, estimates close to the real values with an average error of around 6.9% taking into account that most commercial software have an error range between 5% to 7%. These differences were partly produced by the differences between the average monthly solar radiation data available and the measured solar radiation data.

Keywords: Photovoltaic; PV F-Chart; Renewable energy.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - O Efeito Fotovoltaico .....	18
Figura 2 - O arranjo fotovoltaico .....	18
Figura 3 - Curva I-V.....	19
Figura 4 - Curva P-V sobreposta com a curva I-V. ....	20
Figura 5 - Influência da Irradiação no desempenho do módulo FV. ....	20
Figura 6 - Influência da Temperatura no desempenho do módulo FV. ....	21
Figura 7 - Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica. ....	22
Figura 8 - Associação Série de módulos fotovoltaicos. ....	23
Figura 9 - Associação em paralelo de módulos fotovoltaicos.....	24
Figura 10- Localização e vista do conjunto fotovoltaico da UERJ.....	25
Figura 11- Localização do piranômetro. ....	28
Figura 12- Disposição dos Termopares.....	29
Figura 13- Fixação dos Termopares.....	29
Figura 14- Quadro Elétrico do Sistema Fotovoltaico. ....	30
Figura 15- Diagrama do <i>Hardware</i> de Monitoramento. ....	31
Figura 16- Quadro do <i>Hardware</i> cFP. ....	31
Figura 17- Interface do Supervisório Labview. ....	33
Figura 18- Curva IV para o cálculo da potência de cada módulo.....	38
Figura 19- Curva IV com irradiação constante de $1000W/m^2$ e variação de temperatura de 0, 25, 50 e $75^{\circ}C$ .....	39
Figura 20- Curva IV com temperatura constante de $25^{\circ}C$ e variação de irradiação de 200, 400, 600, 800 e $1000W/m^2$ .....	40
Figura 21- Comparação dos valores de parâmetros entre [1] e simulação.....	47
Figura 22- Energia mensal produzida pelo módulo 01. ....	48
Figura 23- Energia mensal produzida pelo módulo 02. ....	49
Figura 24- Energia mensal produzida pelo módulo 03. ....	49
Figura 25- Taxa de degradação mensal dos módulos 01,02 e 03. ....	50
Figura 26- Taxa de degradação individual dos módulos 01,02 e 03. ....	51
Figura 27- Taxa de degradação global. ....	52



Figura 28- Dados do Sundata. ....	53
Figura 29- Temperatura Média Horária. ....	53
Figura 30- Resultado da Simulação PV F-Chart.....	54
Figura 31- Simulação PV F-Chart com degradação para o módulo 01. ....	54
Figura 32- Simulação PV F-Chart com degradação para o módulo 02. ....	55
Figura 33- Simulação PV F-Chart com degradação para o módulo 03. ....	55
Figura 34- Comparação entre medido e simulado P01. ....	56
Figura 35- Comparação percentual entre medido e simulado P01. ....	56
Figura 36- Comparação entre medido e simulado P02.....	57
Figura 37- Comparação percentual entre medido e simulado P02. ....	57
Figura 38- Comparação entre medido e simulado P03.....	58
Figura 39- Comparação percentual entre medido e simulado P03. ....	58

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1	Dados do módulo MSX120 .....	26
Tabela 2	Tabela de comparação dos valores de parâmetros entre [1] e simulação. ....	46

## LISTA DE SÍMBOLOS

$I_{SC}$	Corrente de curto-circuito
$V_{OC}$	Tensão de circuito aberto
$P_{MP}$	Ponto de máxima potência
$I_{MP}$	Corrente de máxima potência
$V_{MP}$	Tensão de máxima potência
$k$	constante de boltzmann
$T$	temperatura de operação da célula fotovoltaica em Kelvin
$q$	carga do elétron
$I_{ph}$	Corrente foto-gerada
$I_0$	Corrente de saturação reversa
$n$	fator de idealidade do diodo
$R_S$	Resistência Série
$R_{SH}$	Resistência Paralela
$V$	Tensão nos terminais da célula fotovoltaica
$I$	corrente nos terminais da célula fotovoltaica
$V_{conj}$	Tensão fornecida pelo conjunto
$I_{conj}$	corrente fornecida pelo conjunto
$k_i$	Coefficiente de Temperatura da corrente
$k_v$	Coefficiente de Temperatura da tensão
$T_c$	Temperatura da célula no interior do módulo
$T_m$	Temperatura medida na superfície traseira do módulo
$G$	Irradiância medida no módulo
$G_{STC}$	Irradiância solar de referência
$\Delta T$	Diferença de temperatura entre a célula e a superfície traseira do modulo em uma irradiância de $1000W/m^2$
$n_s$	número de células fotovoltaicas que compõe o módulo fotovoltaico
$V_T$	Tensão térmica

$T_{stc}$	Temperatura padrão de ensaio de painéis fotovoltaicos
$I_{ar}$	Corrente do arranjo fotovoltaico
$V_{ar}$	Tensão do arranjo fotovoltaico
$M_p$	número de módulos em paralelo
$M_s$	número de módulos em série
$I_L$	Corrente de carga
$R_L$	Resistência de carga
$P_{mod}$	Potência de cada módulo
$V_{med}$	Tensão medida
$I_{med}$	Corrente medida
TDM	Taxa de degradação mensal do mês de referência para cada módulo.
$E_{md}$	Energia produzida que foi medida pelo módulo degradado durante o mês de referência.
$E_{mn}$	Energia produzida que foi simulada pelo módulo novo durante o mês de referência.
TDI	Taxa de degradação individual de cada módulo.
$E_{mdi}$	Energia produzida medida pelo módulo degradado durante todo o período de medições.
$E_{mni}$	Energia produzida simulada pelo módulo novo durante todo o período de medições.
TDG	Taxa de degradação global do sistema.
$w$	Módulo de referência
$TDG_A$	Taxa de degradação global anual.
$t$	Tempo em anos em que o sistema está em operação.
$A_c$	Área do módulo fotovoltaico
$\bar{I}_T$	Média horária mensal da radiação solar na superfície inclinada
$\bar{\eta}_i$	Média mensal da eficiência do sistema fotovoltaico para a hora $i$
$\bar{K}_T$	Média mensal do índice de claridade diário.
$\bar{H}_0$	Média mensal da radiação solar extraterrestre diária.
$r_t$	Proporção de radiação total de uma hora para o total de um dia.

$\overline{H_d}$	Média mensal da radiação solar difusa diária
$\overline{H}$	Média da radiação solar diária mensal
$r_d$	Relação entre a radiação difusa horária e a radiação difusa diária em uma superfície horizontal em função da duração do dia.
$R_b$	Relação entre a radiação direta incidente em uma superfície com inclinação “beta” e aquela incidente em uma superfície horizontal.
$\beta$	Inclinação do sistema fotovoltaico a partir da horizontal.
$\rho_g$	Refletância do solo
$\eta_{mp,ref}$	Eficiência do ponto de máxima potência na condição de referência.
$\eta_e$	Eficiência do inversor.
$\mu_{mp}$	Coefficiente de temperatura no ponto de máxima potência.
$\overline{T_{a,i}}$	Média mensal da temperatura ambiente para a hora $i$ .
$T_{ref}$	Temperatura nas condições de referência
$\tau$	Transmitância do painel.
$\alpha$	Absorvância do painel.
$U_L$	Coefficiente de perda de calor global do painel.

## SUMÁRIO

	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	14
1	<b>A ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA</b> .....	17
1.1	<b>O Efeito Fotovoltaico</b> .....	17
1.2	<b>Características Elétricas dos módulos fotovoltaicos</b> .....	18
1.2.1	<u>Influência da radiação solar</u> .....	20
1.2.2	<u>Influência da temperatura</u> .....	21
1.2.3	<u>Representação elétrica do módulo fotovoltaico</u> .....	21
1.2.4	<u>Associação de células e módulos fotovoltaicos</u> .....	23
1.2.4.1	Associação Série .....	23
1.2.4.2	Associação em Paralelo .....	23
2	<b>MATERIAIS E MÉTODOS</b> .....	25
2.1	<b>O sistema fotovoltaico da UERJ</b> .....	25
2.1.1	<u>Características dos painéis fotovoltaicos MSX120</u> .....	26
2.1.2	<u>Conjunto de Sensores</u> .....	26
2.1.2.1	Piranômetro .....	26
2.1.2.2	Transdutor de Tensão .....	27
2.1.2.3	Transdutores de Corrente .....	27
2.1.2.4	Disposição dos Sensores .....	27
2.1.3	O sistema de monitoramento .....	30
2.1.4	O supervisorio .....	31
2.2	<b>Método de análise dos dados</b> .....	34
2.2.1	Simulação da Curva I-V do módulo fotovoltaico de fábrica .....	34
2.2.1.1	<u>Validação da simulação</u> .....	39
2.2.2	Simulação da Curva I-V do módulo fotovoltaico em operação atualmente... ..	40
2.2.3	Cálculo da taxa de degradação de cada módulo FV e global do conjunto ... ..	41
2.2.3.1	<u>Taxa de degradação mensal</u> .....	42
2.2.3.2	<u>Taxa de degradação Individual</u> .....	42
2.2.3.3	<u>Taxa de degradação Global</u> .....	43

2.2.3.4	<u>Taxa de degradação Global Anual</u> .....	43
2.2.4	<b>Método PV F Chart</b> .....	44
2.2.4.1	<u>Estrutura do PV F Chart</u> .....	44
2.2.4.2	<u>Análise do Método PV F Chart</u> .....	46
3	<b>RESULTADOS</b> .....	48
3.1	<b>Cálculo da Taxa de Degradação</b> .....	48
3.1.1	<u>Energia Produzida</u> .....	48
3.1.2	<u>Taxa de degradação mensal</u> .....	50
3.1.3	<u>Taxa de degradação Individual</u> .....	50
3.1.4	<u>Taxa de degradação global</u> .....	51
3.2	<b>Simulação PV F-Chart</b> .....	52
4	<b>CONCLUSÃO</b> .....	59
4.1	<b>SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS</b> .....	60
	<b>REFERÊNCIAS</b> .....	62

## INTRODUÇÃO

As fontes fósseis de energia dominam a matriz energética mundial até os dias de hoje, porém as questões ambientais modernas como a redução de emissão de gases tóxicos e o aquecimento global geraram uma busca por fontes de energia mais limpas sendo as energias renováveis como eólica, solar, biomassa, entre outras, protagonistas nessa busca por um mundo mais sustentável.

Neste quesito o Brasil ocupa uma situação singular, pois de acordo com a EPE (Empresa de Pesquisa Energética) 83,3% da matriz energética nacional é composta por fontes renováveis. Contudo 66,6% da matriz energética é proveniente de hidrelétricas [2].

Apesar de ser uma fonte renovável e segura de fornecimento de energia elétrica as hidrelétricas possuem grandes impactos ambientais, tais como danos a fauna e a flora em larga escala, mudanças irreversíveis de ecossistemas e até mesmo remoções de populações inteiras [3].

Tendo em vista esse cenário cresce o interesse por fontes renováveis de energia que possuam menor impacto ambiental como a energia fotovoltaica e a energia eólica para complementar a matriz energética nacional.

No mundo a energia fotovoltaica lidera em capacidade instalada, em 2018 cerca de 100 GW foram adicionados a capacidade total instalada de energia solar, o que representou cerca de 55% das fontes de energias renováveis. A energia fotovoltaica já exerce um papel expressivo e crescente em muitos países em relação a geração de energia elétrica como em Honduras, no qual, 12,1% da matriz energética é composta por energia fotovoltaica, seguida da Itália e Grécia com aproximadamente 8,2%, Alemanha 7,7% e Japão 6,5% [4].

Diante dessa conjuntura de rápido crescimento da energia fotovoltaica a perspectiva é de que num breve futuro esse tipo de energia renovável venha a ser a principal fonte de complementação das gerações de base.

A energia solar fotovoltaica possui caráter intermitente já que depende diretamente da irradiação solar e condições climáticas que variam sazonalmente. Portanto não é fácil fazer previsões de gerações de energia assertivas a longo prazo.

Esta dissertação tem como propósito a aplicação do método PV F-Chart, que é um método paramétrico usado para calcular a estimativa de desempenho médio a longo prazo de um sistema fotovoltaico. Este método será aplicado na cidade do Rio de Janeiro



com a finalidade de verificar se é uma boa ferramenta para a previsão de produção de energia elétrica. Levando em consideração as condições climáticas do Rio de Janeiro, pois se diferenciam das condições climáticas onde o método foi utilizado com sucesso. A escolha deste método consiste na sua facilidade de implementação.

Este trabalho é composto por quatro capítulos. O primeiro capítulo aborda os aspectos teóricos, como o efeito fotovoltaico, as características elétricas dos painéis fotovoltaicos, assim como os tipos de ligações possíveis entre esses painéis. A influência das condições climáticas, como temperatura e irradiação solar, nos módulos fotovoltaicos, e a representação elétrica de uma célula ou módulo fotovoltaico.

No capítulo 2, é exposto todo o sistema que foi usado para fazer o monitoramento e as medições dos módulos fotovoltaicos em operação e também são explicadas todas as etapas que foram utilizadas para realizar todas as simulações que geraram os resultados. No terceiro capítulo são apresentados todos os resultados obtidos por simulação, bem como os valores reais obtidos por meio do monitoramento e a comparação entre essas duas categorias. Já o último capítulo é composto pela conclusão de todos os resultados obtidos durante o desenvolvimento da dissertação, com a finalidade de atender ao objetivo proposto.

O método PV F-Chart foi desenvolvido por Klein e Beckman em 1985 [5], porém esse método é fundado em conceitos que começaram com Whillier, em 1953, que desenvolveu o conceito de *usabilidade* (conceito  $\phi$ ), onde é proposta a fração da média mensal da radiação solar horária a médio prazo incidente em uma superfície horizontal [6]. Logo após, Hottel e Whillier, em 1955, elaboraram o conceito da utilização média mensal dependente da localização para o conceito  $\phi$  [7].

Em 1963, Liu e Jordan generalizaram o conceito de Whillier para a utilização horária média mensal dependente da localização [8]. Em 1978, Klein desenvolveu a função da utilização média mensal diária, e Evans et al. desenvolveu modelos híbridos de componentes fotovoltaicos e térmicos [9].

Em 1981, Siegel et al. desenvolveu o método para estimar a média mensal de energia disponível por sistemas fotovoltaicos [10] e Evans desenvolveu um procedimento simples para a previsão de saída elétrica média mensal de módulos fotovoltaicos [11].

Clark et al. em 1983, desenvolveu um algoritmo computacional simples para avaliar a função de utilização horária,  $\phi$  [12]. Um ano depois em 1984 Clark et al. Desenvolveu

um método para prever o desempenho médio a longo prazo de sistemas fotovoltaicos [13].

Então, em 1985, Klein e Beckman desenvolveram o método PV F-Chart, que fornece estimativas do desempenho a longo prazo de sistemas fotovoltaicos com e sem baterias [5].

A precisão do método PV F-Chart foi comprovada por [14] levando em consideração estações experimentais localizadas nos Estados Unidos estabelecidas em *Boston, Massachusetts* e em *Las Cruces, New Mexico*. Neste estudo foi verificado uma diferença de 4% entre os dados simulados e os dados de medições reais.

Alguns autores, fora dos Estados Unidos, também comprovaram a precisão desse método com comparações experimentais. Conforme [15], com experimentos em Malta, foram verificadas divergências de +1% e -1% para alguns meses de comparação entre dados simulados pelo PV F-Chart e dados medidos. Já para [16], com experimentos no norte da Índia, foi constatada uma diferença de 1,5% no desempenho final do sistema entre o previsto pelo PV F-Chart e os dados coletados. Segundo o próprio autor o método PV F-Chart é adequado para realizar previsões de desempenho fotovoltaico para a localidade.

Com isso é possível afirmar que o método PV F-Chart possui uma boa precisão para estimativas de desempenho fotovoltaico, porém os estudos realizados que comprovam sua eficácia foram realizados no hemisfério Norte, logo essa dissertação tem como objetivo verificar se o método PV F-Chart também é eficaz no hemisfério sul, mais especificamente na cidade do Rio de Janeiro, Brasil.

## 1 A ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

A transformação em energia elétrica proveniente da energia contida na radiação luminosa é um fenômeno físico conhecido como efeito fotovoltaico. Este efeito ocorre em certos tipos de materiais semicondutores que absorvem a energia oriunda dos fótons existentes na radiação luminosa incidente e conseguem transformar essa energia em eletricidade através da quebra de ligações químicas existentes no material semicondutor e liberar elétrons. [17]

As células fotovoltaicas podem ser fabricadas de diferentes materiais semicondutores, porém o mais utilizado é o silício, cerca de 95%, pois é um material abundante e barato em comparação a outros materiais semicondutores. [18]

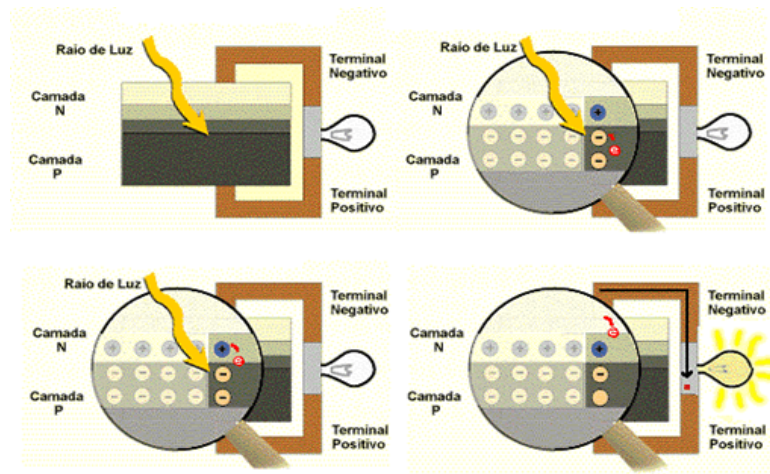
### 1.1 O Efeito Fotovoltaico

A célula fotovoltaica é composta pela junção de duas camadas de material semicondutor, uma do tipo P, que apresenta falta de elétrons e outra do tipo N, que apresenta excesso de elétrons. Como a camada do tipo N possui elétrons em excesso, esses elétrons fluem para a camada tipo P para preencher as lacunas deixadas pela falta de elétrons e essa movimentação causa um campo elétrico dentro do material chamado de barreira de potencial.

Quando a luz atravessa a camada tipo N fornece energia suficiente para que os elétrons vençam a barreira de potencial e consigam se movimentar da camada N para a camada P. Os elétrons em movimento são coletados pelos eletrodos metálicos fixados na borda do material semicondutor e, se houver um circuito fechado entre esses eletrodos os elétrons irão circular em direção ao eletrodo da camada N formando uma corrente elétrica [18]. Um resumo do efeito fotovoltaico pode ser visto na Figura 1.

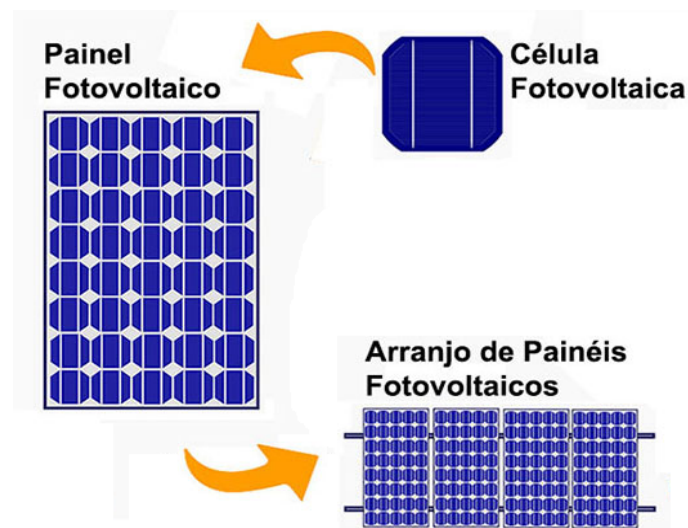
As principais células fotovoltaicas conhecidas tem individualmente uma tensão muito baixa, cerca de 0,5V a 0,8V, para se obter um nível de tensão para utilização prática essas células são conectas em série e formam um módulo fotovoltaico. Já o conjunto de módulos que podem ser conectados em série e/ou paralelo é chamado de arranjo fotovoltaico. [19]. Esse conceito é visto na Figura 2.

Figura 1: - O Efeito Fotovoltaico



Fonte: 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)> Acessado em: 12 de mar. de 2019.

Figura 2: - O arranjo fotovoltaico



Fonte: Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/celula-fotovoltaica.html>> Acessado em: 11 de nov. de 2019.

## 1.2 Características Elétricas dos módulos fotovoltaicos

O comportamento de um módulo fotovoltaico não é como o de uma fonte elétrica convencional, uma bateria, por exemplo que apresenta uma tensão constante em seus terminais. Em um módulo fotovoltaico, a tensão elétrica depende da corrente e vice-versa.

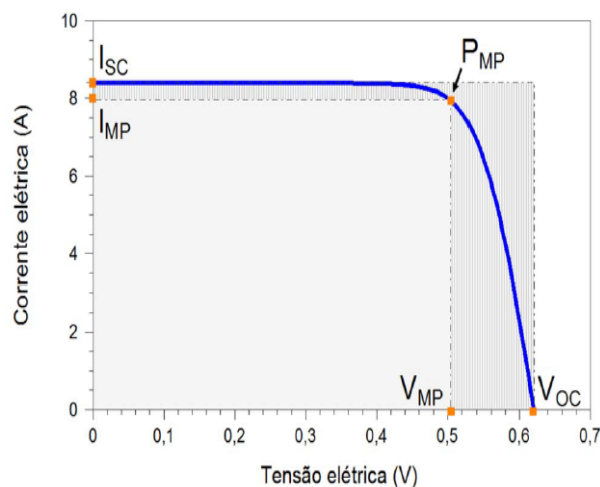
A curva característica corrente versus tensão é definida como a "representação dos valores de corrente de saída de um conversor fotovoltaico em função da tensão para condições preestabelecidas de temperatura e irradiação". [17] A curva característica I-V pode ser vista na Figura 3.

Para cada curva I-V existe também uma curva P-V (relação potência-tensão) como a curva da Figura 4 e qualquer módulo apresenta curvas semelhantes às exibidas aqui.

Para cada curva I-V há cinco pontos de extrema importância, pois eles caracterizam um módulo fotovoltaico. Esses pontos são:

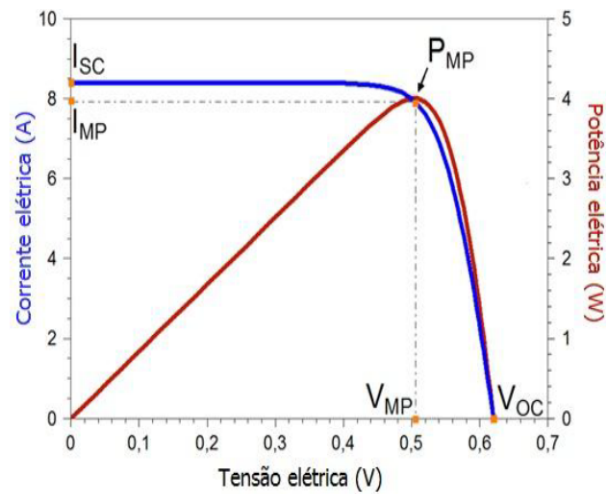
- Corrente de curto-circuito ( $I_{SC}$ ) – É o valor da corrente fornecida pelo módulo quando seus terminais estão em curto-circuito.
- Tensão de circuito aberto ( $V_{OC}$ ) – É o valor da tensão fornecida pelo módulo quando seus terminais estão desconectados.
- Ponto de máxima potência ( $P_{MP}$ ) – É o ponto em que o módulo fornece sua máxima potência à carga.
- Corrente de máxima potência ( $I_{MP}$ ) – É o valor da corrente nos terminais do módulo quando ele fornece sua máxima potência.
- Tensão de máxima potência ( $V_{MP}$ ) – É o valor da tensão nos terminais do módulo quando ele fornece sua máxima potência.

Figura 3: - Curva I-V.



Fonte: [19]

Figura 4: - Curva P-V sobreposta com a curva I-V.



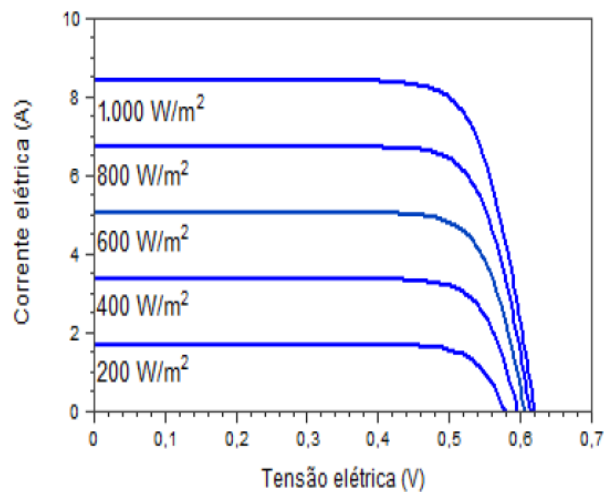
Fonte: [19]

### 1.2.1 Influência da radiação solar

A corrente que um módulo fotovoltaico pode fornecer depende diretamente da irradiação incidente sobre ele, ou seja, com pouca luz, a corrente fornecida pelo painel é bem pequena e faz com que sua capacidade de fornecer energia seja severamente reduzida.

Essa dependência direta entre a corrente de um módulo fotovoltaico e a irradiação incidente pode ser vista na Figura 5.

Figura 5: - Influência da Irradiação no desempenho do módulo FV.

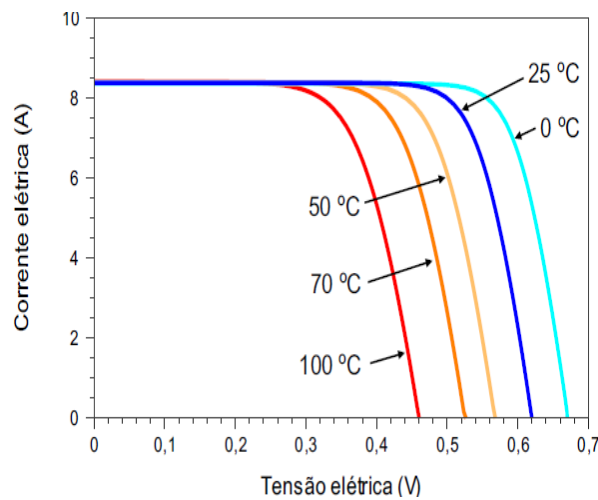


Fonte: [19]

### 1.2.2 Influência da temperatura

A tensão fornecida pelo módulo fotovoltaico é influenciada pela temperatura em que se encontra o módulo, porém a relação não é direta como na relação irradiação-corrente. Em temperaturas mais baixas as tensões são maiores e em temperaturas mais altas as tensões são menores, como pode ser visualizado na Figura 6.

Figura 6: - Influência da Temperatura no desempenho do módulo FV.



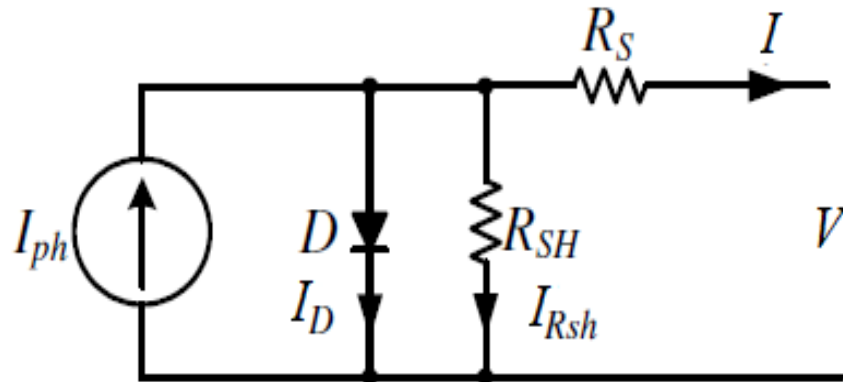
Fonte: [19]

### 1.2.3 Representação elétrica do módulo fotovoltaico

O circuito equivalente de uma célula fotovoltaica é representado como o da Figura 7, em que o diodo representa a junção  $p - n$ ,  $R_S$  é a resistência série que representa a resistência do semicondutor dopado, a resistência do contato entre o silício e os contatos metálicos e a resistência dos bornes. Já o  $R_P$  é a resistência em paralelo que representa as imperfeições na junção  $p - n$  e no material semicondutor.

Esse modelo é conhecido como modelo de diodo simples e 5 parâmetros. Existem outros modelos de maior complexidade, porém este modelo é suficiente para representar o comportamento de uma célula, módulo ou arranjo fotovoltaico. [20].

Figura 7: - Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica.



Fonte: [21]

Logo a equação característica da célula fotovoltaica é:

$$I = I_{ph} - I_0 \left[ e^{\left( \frac{V + IR_S}{n \cdot V_T} \right)} - 1 \right] - \frac{V + IR_S}{R_{SH}} \quad (1.1)$$

onde:

$$V_T = \frac{kT}{q} \quad (1.2)$$

$k \rightarrow$  constante de boltzmann=  $1,381 \times 10^{-23} J/K$

$T \rightarrow$  temperatura de operação da célula fotovoltaica em Kelvin

$q \rightarrow$  carga do elétron=  $1,602 \times 10^{-19} C$

$I_{ph} \rightarrow$  é a corrente foto-gerada.

$I_0 \rightarrow$  corrente de saturação reversa

$n \rightarrow$  fator de idealidade do diodo  $1 \leq n \leq 2$

$R_S \rightarrow$  Resistência Série

$R_{SH} \rightarrow$  Resistência Paralela

$V \rightarrow$  Tensão nos terminais da célula fotovoltaica

$I \rightarrow$  corrente nos terminais da célula fotovoltaica



## 1.2.4 Associação de células e módulos fotovoltaicos

### 1.2.4.1 Associação Série

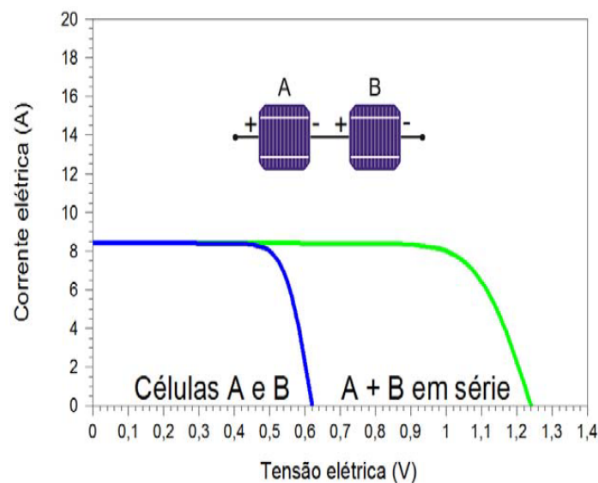
Quando células ou módulos fotovoltaicos idênticos são conectados em série, ou seja, terminal positivo de um dispositivo é conectado ao terminal negativo de outro dispositivo, a tensão de saída do conjunto corresponde à soma de tensão fornecida por cada um dos módulos e a corrente do conjunto é a mesma em todos os módulos. Logo temos as seguintes relações:

$$V_{conj} = V_1 + V_2 + \dots + V_n$$

$$I_{conj} = I_1 = I_2 = I_n$$

A curva característica I-V da associação série entre células fotovoltaicas pode ser vista na Figura 8.

Figura 8: - Associação Série de módulos fotovoltaicos.



Fonte: [19]

### 1.2.4.2 Associação em Paralelo

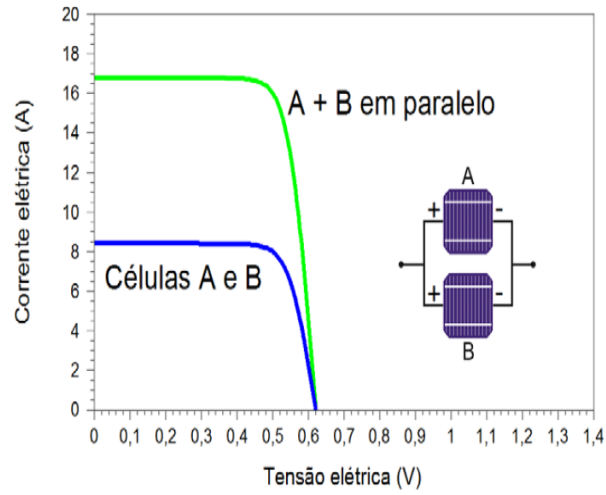
Quando células ou módulos fotovoltaicos idênticos são ligados em paralelo, isto é, os terminais positivos são ligados entre si assim como os terminais negativos, a corrente fornecida pelo conjunto é a soma das correntes fornecidas por cada módulo do conjunto. Já a tensão do conjunto é a mesma tensão de cada módulo individualmente. Portanto temos as seguintes relações:

$$I_{conj} = I_1 + I_2 + \dots + I_n$$

$$V_{conj} = V_1 = V_2 = V_n$$

A curva característica I-V da associação em paralelo entre células fotovoltaicas pode ser vista na Figura 9.

Figura 9: - Associação em paralelo de módulos fotovoltaicos.



Fonte: [19]

## 2 MATERIAIS E MÉTODOS

### 2.1 O sistema fotovoltaico da UERJ

O sistema fotovoltaico da UERJ foi instalado em 2007, no campus São Cristóvão, proveniente de uma doação em 2006 da empresa *British Petroleum Solar* (BP Solar) e encontra-se em funcionamento até o momento no modo *off grid*, porém não havia nenhum tipo de coleta de dados do sistema até o presente momento. O sistema é composto de 15 módulos fotovoltaicos modelo MSX120, ou seja, cada painel possui 120Wp, totalizando um sistema de 1800Wp, sendo que a unidade Wp representa a potência medida quando o sistema é irradiado por uma luz com a potência de  $1000W/m^2$ , à temperatura de  $25^{\circ}C$ . Durante o experimento foram monitorados somente sete painéis fotovoltaicos, no qual, todos os sete módulos estão ligados em paralelo e o conjunto fotovoltaico está ligado a uma carga de quatro resistências de  $6\Omega$  em paralelo, totalizando uma carga equivalente de  $1,5\Omega$ . A carga instalada é puramente resistiva, ou seja, a diferença de potencial aplicada é proporcional à corrente elétrica, isto é, a resistência é independente da diferença de potencial e da corrente conforme a Lei Ohm ( $V = RI$ ).

A instalação foi feita em uma plataforma na cobertura do prédio anexo com orientação para o norte geográfico e com uma inclinação de  $32,5^{\circ}$ , como pode ser visto na Figura 10. O local foi escolhido criteriosamente, pois não apresenta sombreamento em nenhuma hora do dia por parte das construções vizinhas durante todo o ano.

Figura 10: - Localização e vista do conjunto fotovoltaico da UERJ.



Fonte: O Autor

### 2.1.1 Características dos painéis fotovoltaicos MSX120

A Tabela 1 apresenta as características elétricas de cada módulo MSX120 de acordo com a folha de dados (datasheet) do fabricante.

Tabela 1: Dados do módulo MSX120

Potência Máxima ( $P_{MP}$ )	120W
Tensão na Potência Máxima ( $V_{mp}$ )	33,7V
Corrente na Potência Máxima ( $I_{mp}$ )	3,56A
Corrente de curto-circuito ( $I_{SC}$ )	3,87A
Tensão de Circuito Aberto ( $V_{OC}$ )	42,1V
Coefficiente de Temperatura $I_{SC}$ ( $k_i$ )	$(0,065 \pm 0,015)\%/^{\circ}C$
Coefficiente de Temperatura $V_{OC}$ ( $k_v$ )	$-(80 \pm 10)mV/^{\circ}C$

Além das informações apresentadas na folha de dados da empresa BP solar, também foram utilizados dados complementares como fator de idealidade do diodo, resistência série e resistência paralela que foram adotados de [21]. Os valores dos dados apresentados por [21] que foram utilizados são:

$$\text{Fator de idealidade do diodo } (n) = 1,397$$

$$\text{Resistência Série } (R_S) = 0,47\Omega$$

$$\text{Resistência paralela } (R_{sh}) = 1365\Omega$$

### 2.1.2 Conjunto de Sensores

O sistema de monitoramento é composto por um total de 33 sensores, no qual, se dividem em um piranômetro, 23 termopares, um sensor de tensão e oito sensores de corrente.

#### 2.1.2.1 Piranômetro

Foi utilizado o piranômetro fabricado pela Kipp & Zonen, modelo CMP3. Este equipamento é construído com um sensor termopar que permite a medição da energia solar total que é recebida do espectro solar e de todo o hemisfério. A unidade de saída deste instrumento é em mV proporcional a radiação incidente.

O piranômetro CMP3 destina-se a medições de radiação global de ondas curtas na faixa espectral de 300 a 2800nm, o que é suficiente, pois a faixa espectral solar utilizada por módulos fotovoltaicos de silício corresponde a luz visível e ao infravermelho perto do visível [17]. Este instrumento tem capacidade de medições até  $2000W/m^2$  com sensibilidade de  $10\mu V/W/m^2$  e uma faixa de temperatura de operação que varia de  $-40^{\circ}C$  à  $80^{\circ}C$ .

#### 2.1.2.2 Transdutor de Tensão

O transdutor de tensão utilizado para o experimento foi o da empresa SECON, modelo 50V420ADC-24VDC, em que sua faixa de medição é de 0 até 50V em corrente contínua. Seu sinal de saída é na faixa de 4-20mA em CC proporcional e com temperatura máxima de operação de  $70^{\circ}C$ .

#### 2.1.2.3 Transdutores de Corrente

Todos os transdutores de corrente utilizados são da empresa SECON, porém em dois modelos diferentes, o modelo 05T420ADC e o modelo 35C420ADC. O modelo 05T420ADC foi utilizado para a leitura individual de corrente dos módulos fotovoltaicos, pois abrange a faixa de 0 até 5A com saída em 4-20mA em CC. Já o modelo 35C420ADC foi utilizado para a medição de corrente contínua de todo o conjunto fotovoltaico, pois opera em uma faixa de 0 até 50A com saída em 4-20mA em CC.

#### 2.1.2.4 Disposição dos Sensores

O piranômetro está preso à estrutura metálica de fixação dos módulos fotovoltaicos, com a mesma inclinação do conjunto fotovoltaico, para a medição direta da irradiação incidente sobre os mesmos como pode ser observado na Figura 11.

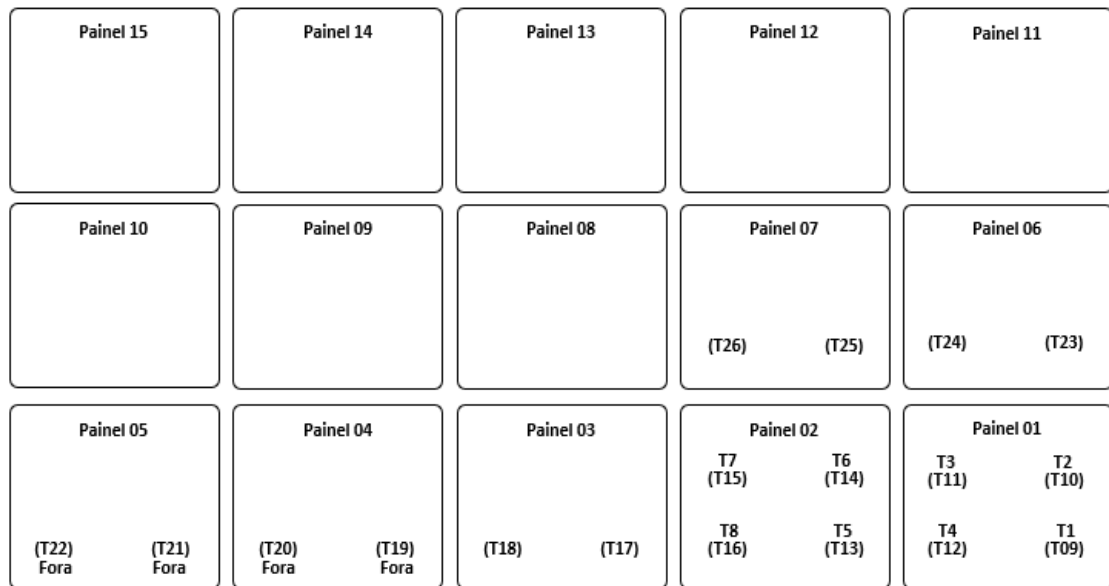
Figura 11: - Localização do piranômetro.



Fonte: O Autor

Dos 23 termopares instalados, oito estão distribuídos no painel 01, e mais oito no painel 02, sendo que quatro estão na face iluminada e quatro estão na parte traseira de cada módulo. Dos sete termopares restantes, os painéis 03, 06 e 07 possuem dois termopares na parte traseira cada um e um termopar destinou-se para a medição da temperatura ambiente. A disposição e a fixação dos termopares podem ser vistas na Figura 12 e na Figura 13, respectivamente.

Figura 12: - Disposição dos Termopares.



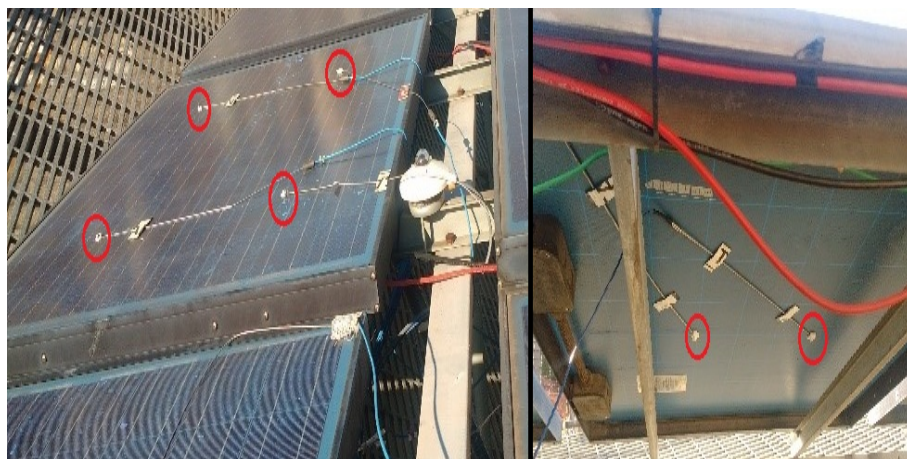
T32 – Temperatura Ambiente (Também utilizado para o cálculo da umidade)

TX – Temperatura face Iluminada

(TX) – Temperatura parte traseira

Fonte: O Autor

Figura 13: - Fixação dos Termopares.



Fonte: O Autor

Já os transdutores de tensão e corrente ficam dispostos em um quadro elétrico onde recebem os terminais dos módulos fotovoltaicos para realizar as medições como pode ser visto na Figura 14.

Figura 14: - Quadro Elétrico do Sistema Fotovoltaico.



Fonte: O Autor

### 2.1.3 O sistema de monitoramento

O sistema de monitoramento utilizado foi o *compact field point* (cFP) da *National Instruments*, neste sistema, cada bloco de medição possui dois cartões, um para a conexão dos cabos (chamado CB) e o outro é um conversor analógico/digital e condicionador de sinal.

O conjunto é composto por uma controladora (cFP 2020), que é responsável por coordenar e armazenar todos os dados proveniente dos blocos de medição. Dois conversores analógico/digital (cFP AI-110), sendo um para a leitura das correntes individuais de cada módulo e leitura da corrente total do conjunto e o outro para a leitura da tensão e irradiação. O *hardware* de monitoramento também possui quatro leitores de temperatura (cFP TC-120), e um cartão CB especial, com funções específicas para o condicionamento de sinais de termopares, pois possui um sensor de temperatura que é encarregado de compensar a junta fria.

Na Figura 15 e Figura 16 são apresentados os diagramas do arranjo físico do hardware de monitoramento e as conexões físicas dos hardwares respectivamente.

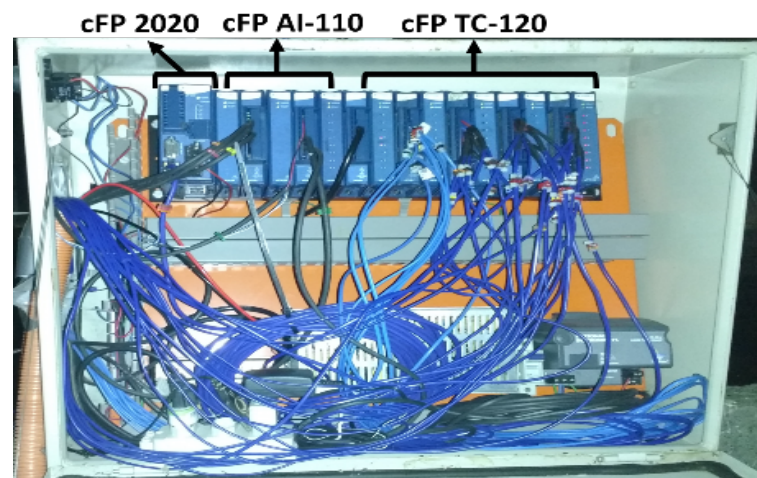


Figura 15: - Diagrama do *Hardware* de Monitoramento.

CPU cFP 2020	cFP AI-110	CB-1	cFP AI-110	CB-1	cFP TC-120	CB-3	cFP TC-120	CB-3	cFP TC-120	CB-3	cFP TC-120	CB-3
	Medição das correntes individuais de cada módulo e corrente total do conjunto		Medição da tensão do conjunto e irradiação		Medição de temperatura (TC01 a TC08)		Medição de temperatura (TC09 a TC16)		Medição de temperatura (TC17 a TC24)		Medição de temperatura (TC25 a TC32)	

Fonte: O Autor

Figura 16: - Quadro do *Hardware* cFP.



Fonte: O Autor

#### 2.1.4 O supervisor

Para supervisionar todas as ações do sistema de monitoramento, assim como gerenciar a comunicação entre o computador e o cFP e registrar todos os dados, foi utilizado um algoritmo desenvolvido pelo doutorando David Ricardo de Mendonça Soares no programa *Labview*.

Na interface do programa é possível visualizar em tempo real todas as leituras realizadas pelos instrumentos bem como todos esses valores são registrados e armazenados

em um arquivo para posterior consulta e análise, como pode ser visualizado na Figura 17.

O registro dos dados é feito a cada minuto, no qual o valor do minuto registrado é a média dos últimos 60 segundos já que a taxa de amostragem escolhida foi um valor por segundo.

Figura 17: - Interface do Supervisório Labview.



Fonte: O Autor

## 2.2 Método de análise dos dados

O método de análise dos dados é realizado de acordo com as seguintes etapas.

1. Simulação da curva I-V do módulo fotovoltaico de fábrica - permite definir a quantidade de energia que um módulo ou conjunto produziria desconsiderando o efeito da degradação.
2. Simulação da curva I-V do módulo em operação atualmente - Esta etapa possibilita prever valores de tensão e corrente para qualquer ponto de operação de cada registro feito pelo sistema de monitoramento.
3. Cálculo da taxa de degradação de cada módulo FV e global do conjunto.
4. Simulação do método PV F-Chart - É a etapa na qual são mostrados os resultados da simulação da programação do PV-F-Chart.

### 2.2.1 Simulação da Curva I-V do módulo fotovoltaico de fábrica

Este item tem o objetivo de proporcionar uma comparação do módulo FV novo, sem degradação, com o módulo que está operando atualmente após doze anos de sua instalação. Desta forma foi possível comparar um módulo novo com um módulo degradado utilizando as mesmas condições climáticas.

Para cada ponto registrado pelo sistema de monitoramento foi feita uma simulação da curva I-V de operação do módulo fotovoltaico, dadas as condições climáticas como temperatura e irradiação levando em consideração os dados de fábrica, ou seja, nesta etapa foi traçada a curva I-V de cada módulo simulando o desempenho deles desconsiderando o efeito da degradação.

O ponto de operação de cada módulo é o mesmo, pois a carga é fixa em  $1,5\Omega$ , os módulos são idênticos e estão ligados em paralelo. Apesar disso, o ponto de operação varia de acordo com as condições de temperatura e irradiação, logo, conhecer a curva I-V de operação de cada módulo em determinadas condições climáticas possibilita fazer uma previsão de funcionamento real do módulo para qualquer ponto de operação.

Para esta etapa o ponto de interesse é o ponto de operação da carga, ou seja o ponto da curva I-V em que o módulo opera de acordo com a carga instalada que é de  $1,5\Omega$ .

A simulação para encontrar a curva característica I-V de cada módulo em cada ponto foi feita no matlab e todas as equações utilizadas foram retiradas de [21] como é mostrado no item 4.

A seguir é apresentada a estrutura da implementação em matlab para gerar os pontos das curvas I-V de cada dado coletado.

1. Importação dos dados coletados pelo sistema de monitoramento que foram registrados em um arquivo .txt.
2. Cálculo da temperatura média – como cada módulo fotovoltaico possui quatro ou duas leituras de temperatura em sua parte traseira a temperatura de entrada será a média dessas quatro ou duas temperaturas.
3. Cálculo da temperatura da célula – A temperatura medida no módulo não é a mesma temperatura que está dentro da célula fotovoltaica, portanto é necessário que se faça uma correção desta temperatura. Para a correção do efeito da temperatura utilizou-se a expressão 2.1, no qual, foi elaborada por [22] a partir de estudos experimentais levando em consideração um vasto número de painéis fotovoltaicos.

$$T_c = T_m + \frac{G}{G_{STC}} \cdot \Delta T \quad (2.1)$$

onde:

$T_c$  = Temperatura da célula no interior do módulo [ $^{\circ}C$ ]

$T_m$  = Temperatura medida na superfície traseira do módulo [ $^{\circ}C$ ]

G = Irradiância medida no módulo [ $W/m^2$ ]

$G_{STC}$  = Irradiância solar de referência [ $1000W/m^2$ ]

$\Delta T$  = Diferença de temperatura entre a célula e a superfície traseira do modulo em uma irradiância de  $1000W/m^2$ . Nesse caso  $\Delta T = 3$ . [22]

A equação 2.1 não é vista com muita frequência na literatura, pois leva em consideração a temperatura na parte de trás do painel e não a temperatura ambiente, como é o caso mais comum.

4. Concepção do modelo de um painel fotovoltaico - Para a concepção do modelo de um painel fotovoltaico as primeiras equações que tem que se levar em consideração de acordo com [21] são:

$$I_0 = \left( I_{SC} - \frac{V_{OC} - I_{SC}R_S}{R_{SH}} \right) e^{-\frac{V_{OC}}{n_s V_t}} \quad (2.2)$$

$$I_{ph} = I_0 e^{\frac{V_{OC}}{n_s V_t}} + \frac{V_{OC}}{R_{SH}} \quad (2.3)$$

Onde:

$n_s$  é o número de células fotovoltaicas que compõe o módulo. Para o módulo MSX120  $n_s = 72$ .

Porém essas equações consideram as condições padronizadas de ensaio de painéis fotovoltaicos ( $G = 1000W/m^2$  e  $T = 25^\circ C$ ). Para incluir os efeitos de irradiação e temperatura essas equações são modificadas.

- (a) Dependência da irradiação para  $I_{SC}$  e  $I_{ph}$

$$I_{SC}(G) = I_{SC}G \quad (2.4)$$

$$I_{ph}(G) = I_{ph}G \quad (2.5)$$

- (b) Dependência da irradiação para  $V_{OC}$

$$V_{OC}(G) = \ln \left( \frac{I_{ph}G \cdot R_{sh} - V_{OC}(G)}{I_0 \cdot R_{sh}} \right) n_s V_t \quad (2.6)$$

Esta equação deve ser resolvida por algum método numérico. No caso foi escolhido o método de Newton-Raphson, onde geralmente, o resultado converge entre três a oito iterações, considerando um erro de 0,0001 como critério de parada.

- (c) Dependência da temperatura para  $V_{OC}$

$$V_{OC}(T) = V_{OC} + k_v (T - T_{stc}) \quad (2.7)$$

Onde:

$T_{stc}$  é a temperatura padrão de ensaio de painéis fotovoltaicos ( $25^{\circ}C$ )

(d) Dependência da temperatura para  $I_{SC}$

$$I_{SC}(T) = I_{SC} \left( 1 + \frac{k_i}{100} (T - T_{stc}) \right) \quad (2.8)$$

(e) Dependência da temperatura para  $I_0$

$$I_0(T) = \left( I_{SC}(T) - \frac{V_{OC}(T) - I_{SC}(T) R_S}{R_{SH}} \right) e^{-\frac{V_{OC}(T)}{n_s V_t}} \quad (2.9)$$

(f) Dependência da temperatura para  $I_{ph}$

$$I_{ph}(T) = I_0(T) e^{\frac{V_{OC}(T)}{n_s V_t}} + \frac{V_{OC}(T)}{R_{SH}} \quad (2.10)$$

(g) O princípio da superposição é aplicado nas equações 2.4, 2.5, 2.6, 2.7, 2.8, 2.9 e 2.10 a fim de incluir em uma única equação os efeitos de irradiação e temperatura.

5. Cálculo de  $V(G,T)$  - Nesse momento calcula-se  $V_{OC}(G,T)$  referente a cada ponto e logo em seguida é feita a divisão do intervalo  $0 - V_{OC}(G,T)$  em pequenas partes a fim de que cada parte do intervalo será um ponto  $V(G,T)$  na curva I-V. Foi adotado a divisão em 70 partes.
6. Cálculo de  $I(G,T)$  - Usando a equação 1.1 é possível calcular a corrente elétrica em função da temperatura e irradiação para cada ponto de  $V(G,T)$ .
7. Curva I-V - Com todos os pontos  $V(G,T)$  e  $I(G,T)$  calculados foi possível montar a curva I-V de cada momento registrado para cada módulo monitorado.
8. Cálculo da tensão e corrente do arranjo fotovoltaico

$$I_{ar} = I(G,T) \cdot M_p$$

$$V_{ar} = V(G,T) \cdot M_s$$

onde:

$I_{ar}$  é a corrente do arranjo

$V_{ar}$  é a tensão do arranjo

$M_p$  é o número de módulos em paralelo

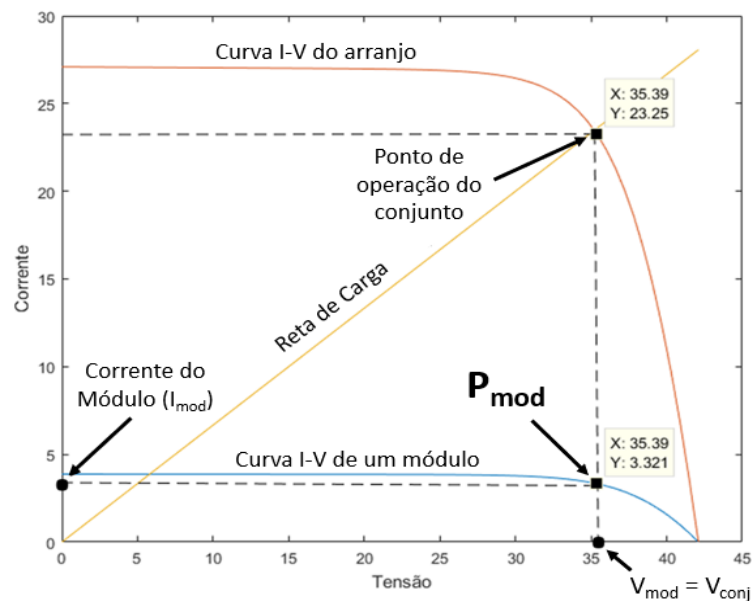
$M_s$  é o número de módulos em série

9. Cálculo da reta de carga – Nesta seção são calculados todos os pontos da reta de carga e que um deles coincide com o ponto na curva I-V de operação dos módulos fotovoltaicos.

$$I_L = \frac{V_{ar}}{R_L} \quad (2.11)$$

10. Potência em cada módulo ( $P_{mod}$ ) – Primeiro é traçado a curva I-V do arranjo e em seguida a curva I-V do módulo em questão, logo após é plotada a reta de carga. No ponto da reta de carga que coincide com a curva I-V do arranjo temos o ponto de operação do conjunto e como o conjunto está ligado em paralelo todos os módulos tem o mesmo valor de tensão que esse ponto, ou seja, ( $V_{mod} = V_{conj}$ ). A corrente do módulo em questão ( $I_{mod}$ ) será a ordenada do ponto  $V_{mod}$  e portanto temos que a potência em cada módulo será o produto de  $V_{mod}$  com  $I_{mod}$ . Esse item é ilustrado na Figura 18.

Figura 18: - Curva IV para o cálculo da potência de cada módulo.



Fonte: O Autor

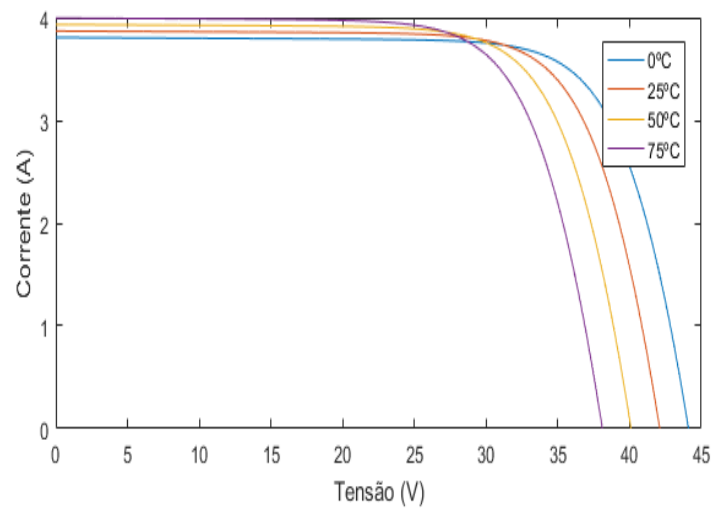


### 2.2.1.1 Validação da simulação

A implementação da simulação apresentada na seção anterior foi validada ao simular algumas curvas I-V e compará-las com a folha de dados e com [21].

A primeira simulação foi feita com o painel BPMSX120 com irradiação constante de  $1000W/m^2$  e com diferentes temperaturas, como pode ser vista na Figura 19.

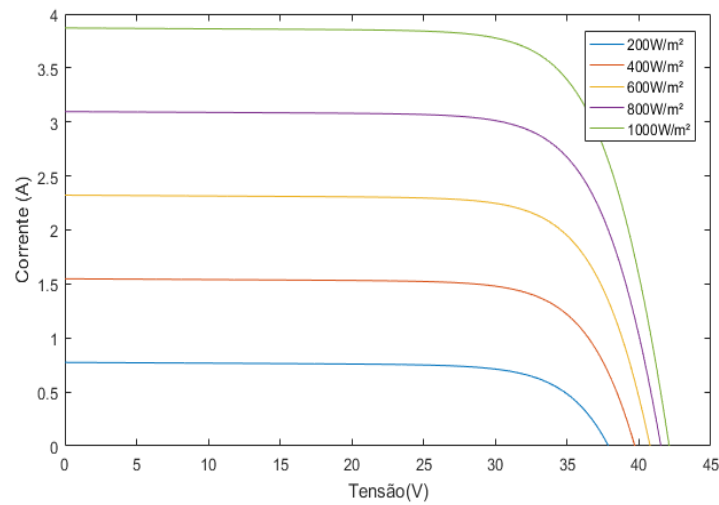
Figura 19: - Curva IV com irradiação constante de  $1000W/m^2$  e variação de temperatura de  $0, 25, 50$  e  $75^{\circ}C$



Fonte: O Autor

Logo após foi feita uma simulação com o painel BPMSX120 com temperatura constante de  $25^{\circ}C$  e com diferentes irradiações, como pode ser vista na Figura 20

Figura 20: - Curva IV com temperatura constante de  $25^{\circ}C$  e variação de irradiação de 200, 400, 600, 800 e  $1000W/m^2$



Fonte: O Autor

Com os resultados das simulações mostrados na Figura 19 e Figura 20 é possível afirmar que o modelo implementado está de acordo com os valores encontrados na folha de dados e em [21] tanto para a dependência da temperatura, quanto para a dependência da irradiação.

### 2.2.2 Simulação da Curva I-V do módulo fotovoltaico em operação atualmente

Em seguida são apresentados os resultados de simulação da curva I-V dos módulos que estão em operação atualmente no sistema fotovoltaico, ou seja, módulos com doze anos de operação e conseqüentemente degradados. Esta etapa tem como objetivo encontrar o ponto de máxima potência ( $P_{mp}$ ) para cada registro de dados para que se possa fazer a comparação com o método PV F-Chart.

De acordo com [23], um módulo fotovoltaico operando em condições tropicais, não tem mudanças significativas no seu ponto de tensão de circuito aberto ( $V_{OC}$ ) devido a degradação, ao longo do tempo, porém para os outros pontos da curva I-V há mudanças significativas nos valores.

Como a tensão de circuito aberto praticamente não apresenta alteração em seu valor devido a degradação foi adotado o mesmo valor de tensão de circuito aberto da simulação do módulo de fábrica para esta etapa. Logo, para a construção da curva I-V

há dois pontos, além de ( $V_{OC}$ ), e o ponto de operação que é formado pela tensão medida ( $V_{med}$ ) e a corrente medida ( $I_{med}$ ).

Portanto, para encontrar os parâmetros que faltam, foi utilizado como base a equação característica da célula fotovoltaica, que é a dada por 2.12.

$$I_{med} = I_{ph} - I_0 \left[ e^{\left( \frac{V_{med} + I_{med} R_S}{n \cdot V_T} \right)} - 1 \right] - \frac{V_{med} + I_{med} R_S}{R_{Sh}} \quad (2.12)$$

Em seguida, foi feita a substituição da equação 2.3 em 2.12 que resultou na expressão dada por:

$$I_{med} = I_0 \left[ e^{\frac{V_{OC}}{n V_T}} - e^{\left( \frac{V_{med} + I_{med} R_S}{n \cdot V_T} \right)} + 1 \right] - \frac{V_{med} + I_{med} R_S + V_{OC}}{R_{Sh}} \quad (2.13)$$

Na sequência o termo  $I_0$  obtido em 2.2 é utilizado em 2.13 resultando em uma nova equação que possibilita calcular a corrente de curto circuito ( $I_{SC}$ )

$$I_{SC} = \frac{I_{med}(R_{Sh} + R_S) + V_{med} - V_{OC}}{(R_{Sh} + R_S) \left[ 1 + e^{\frac{-V_{OC}}{n V_T}} - e^{\left( \frac{V_{med} + I_{med} R_S - V_{OC}}{n \cdot V_T} \right)} \right]} + \frac{V_{OC}}{R_{Sh} + R_S} \quad (2.14)$$

Com o novo valor de  $I_{SC}$  é possível substituí-lo na equação 2.2 e obter o valor de  $I_0$  e logo após, com o valor de  $I_0$ , é possível encontrar o valor de  $I_{ph}$ , através da equação 2.3.

Assim sendo, podemos utilizar o método descrito no item 5 da seção anterior para a construção da curva I-V para o módulo fotovoltaico em operação, atualmente.

Após a construção da curva é preciso encontrar o ponto de máxima potência, pois será o ponto de comparação com o método do PV F-Chart. Para encontrá-lo basta varrer todos os pontos da curva I-V e encontrar o maior valor do produto entre tensão e corrente da cada ponto da curva, ou seja:

$$P_{mp} = \max(V \times I) \quad (2.15)$$

### 2.2.3 Cálculo da taxa de degradação de cada módulo FV e global do conjunto

Este item descreve o cálculo da taxa de degradação de cada módulo e a taxa global de degradação do conjunto fotovoltaico. Posteriormente, isso possibilita que essa taxa seja incorporada na simulação do PV-F-Chart.

Para determinar a taxa de degradação de cada módulo foi calculada uma taxa mensal, onde a média das taxas mensais corresponde à taxa de degradação de cada módulo. A determinação da taxa mensal foi feita de acordo com a comparação da energia produzida por um módulo em operação atualmente no mês referente com a quantidade de energia supostamente produzida pelo mesmo módulo sem degradações.

A taxa de degradação é calculada mensalmente com o objetivo de assimilar a variação de perda de eficiência sazonal dos módulos fotovoltaicos devido a sujeira depositada sobre a superfície dos módulos e que pode variar de acordo com as condições climáticas do local como, por exemplo, a frequência e a intensidade de chuvas, conforme é descrito em [24].

### 2.2.3.1 Taxa de degradação mensal

Para o cálculo da taxa de degradação mensal de cada módulo FV foi utilizada a equação 2.16, em que é comparada a produção total de energia do módulo degradado, obtido por medição, com a produção total de energia produzida por um módulo novo, obtida pela simulação, durante o período de cada mês em que foram feitas as medições.

$$TDM = \left(1 - \frac{\sum E_{md}}{\sum E_{mn}}\right) \times 100\% \quad (2.16)$$

onde:

$TDM$  é a taxa de degradação mensal do mês de referência para cada módulo.

$E_{md}$  é a energia produzida que foi medida pelo módulo degradado durante o mês de referência.

$E_{mn}$  é a energia produzida que foi simulada pelo módulo novo durante o mês de referência.

### 2.2.3.2 Taxa de degradação Individual

Para o cálculo da taxa de degradação individual de cada módulo FV foi utilizada a equação 2.17, em que é comparada a energia total produzida que foi medida em um módulo degradado com a energia total produzida que foi simulada em um módulo novo durante todo o período de medições.

$$TDI = \left(1 - \frac{\sum E_{mdi}}{\sum E_{mni}}\right) \times 100\% \quad (2.17)$$

onde:

$TDI$  é a taxa de degradação individual de cada módulo.

$E_{mdi}$  é a energia produzida medida pelo módulo degradado durante todo o período de medições.

$E_{mni}$  é a energia produzida simulada pelo módulo novo durante todo o período de medições.

### 2.2.3.3 Taxa de degradação Global

Para o cálculo da taxa de degradação global, que mede a degradação do sistema como um todo, foi utilizado a equação 2.18, em que é comparada a energia total produzida por todos os módulos degradados com a energia total produzida por todos os módulos novos durante todo o período de medições.

$$TDG = \left(1 - \frac{\sum_{w=1}^3 E_{mdi_w}}{\sum_{w=1}^3 E_{mni_w}}\right) \times 100\% \quad (2.18)$$

onde:

$TDG$  é a taxa de degradação global do sistema.

$E_{mdi}$  é a energia produzida pelo módulo degradado durante todo o período de medições.

$E_{mni}$  é a energia produzida pelo módulo novo durante todo o período de medições.

$w$  é o módulo de referência.

### 2.2.3.4 Taxa de degradação Global Anual

Após a obtenção da taxa de degradação global em que foi possível medir a degradação do sistema ao longo do período de doze anos, é possível também estimar a degradação global anual, ou seja, o quanto que o sistema se degrada anualmente através da equação 2.19.

$$TDG_A = 1 - (1 - TDG)^{1/t} \quad (2.19)$$

onde:

$TDG_A$  é a taxa de degradação global anual.

$t$  é o tempo em anos em que o sistema está em operação.

#### 2.2.4 Método PV F Chart

Este método foi escolhido pela simplicidade de implementação e por apresentar de maneira satisfatória resultados condizentes com casos reais e simulações de softwares de mercado [1].

O método PV F-Chart é um método paramétrico para calcular a estimativa do desempenho médio a longo prazo de um sistema fotovoltaico. Este método consiste em combinações de expressões para calcular a radiação horária de um local a partir do valor da radiação média mensal e então o valor médio horário da temperatura ambiente para prever o desempenho do sistema fotovoltaico. [1]

Muitos estudos identificaram a precisão do método PV F-Chart como [14], [25], e [13]. Além de [13] relatar que o método PV F-Chart convergiu com as simulações horárias do TRNSYS, citando uma diferença anual entre os dois métodos de apenas 4%.

##### 2.2.4.1 Estrutura do PV F Chart

A energia horária obtida pela média mensal produzida pelo sistema fotovoltaico para  $i$  hora pode ser encontrada usando a seguinte equação.

$$\overline{E}_i = A_c \overline{I}_T \overline{\eta}_i \quad (2.20)$$

onde:

$A_c$  é a área do módulo fotovoltaico [ $m^2$ ]

$\overline{I}_T$  é a média mensal da radiação solar horária na superfície inclinada [ $MJ/m^2$ ]

$\overline{\eta}_i$  é a média mensal da eficiência do sistema fotovoltaico para a hora  $i$

A média mensal da radiação solar horária incidente na superfície inclinada,  $\overline{I}_T$ , pode ser encontrada de acordo com a equação 2.21 [1].

$$\overline{I}_T = \overline{K}_T \overline{H}_0 \left[ \left( r_t - \frac{\overline{H}_d}{\overline{H}} r_d \right) R_b + \frac{\overline{H}_d}{\overline{H}} r_d \left( \frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + \rho_g r_t \left( \frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \right] \quad (2.21)$$

onde:

$\overline{K_T}$  é a média mensal do índice de claridade diário.

$\overline{H_0}$  é a média mensal da radiação solar extraterrestre diária. [ $MJ/m^2$ ]

$r_t$  é a proporção de radiação total de uma hora para o total de um dia.

$\overline{H_d}$  é a média mensal da radiação solar difusa diária [ $MJ/m^2$ ]

$\overline{H}$  é a média da radiação solar diária mensal [ $MJ/m^2$ ]

$r_d$  é a relação entre a radiação difusa horária e a radiação difusa diária em uma superfície horizontal em função da duração do dia.

$R_b$  é a relação entre a radiação direta incidente em uma superfície com inclinação “beta” e aquela incidente em uma superfície horizontal [%]

$\beta$  é a inclinação do sistema fotovoltaico a partir da horizontal. [ $graus$ ]

$\rho_g$  é a refletância do solo [ $0 \leq \rho_g \leq 1$ ]

A eficiência média mensal  $\overline{\eta}_i$  do sistema fotovoltaico para a hora  $i$  pode ser encontrada de acordo com a equação 2.22.

$$\overline{\eta}_i = \eta_{mp,ref} \eta_e \left[ 1 + \frac{\mu_{mp}}{\eta_{mp,ref}} (\overline{T_{a,i}} - T_{ref}) + \frac{\mu_{mp} \overline{I_T} \tau \alpha}{\eta_{mp,ref} U_L} (1 - \eta_{mp,ref}) Z_i \right] \quad (2.22)$$

onde:

$\eta_{mp,ref}$  é a eficiência no ponto de máxima potência na condição de referência.

$\eta_e$  é a eficiência do inversor.

$\mu_{mp}$  é o coeficiente de temperatura no ponto de máxima potência.

$\overline{T_{a,i}}$  é a média mensal da temperatura ambiente para a hora  $i$ . [ $^{\circ}C$ ]

$T_{ref}$  é a temperatura nas condições de referência [ $^{\circ}C$ ]

$\tau$  é a transmitância do painel.

$\alpha$  é a absorvância do painel.

$U_L$  é o coeficiente de perda de calor global do painel.

$Z_i$  pode ser expresso empiricamente como:

$$Z_i = \left( \frac{\overline{I_0}}{\overline{I_T}} \right)^2 (a_1 b_1 + a_2 b_2 + a_3 b_3) \quad (2.23)$$

onde:

$$a_1 = R_b^2 + \rho (1 - \cos \beta) R_b + \rho^2 \frac{(1 - \cos \beta)^2}{4}$$

$$a_2 = R_b (1 + \cos\beta - 2R_b) + \rho (1 + \cos\beta - 2R_b) \frac{1 - \cos\beta}{2}$$

$$a_3 = \left[ \frac{1 - \cos\beta}{2} - R_b \right]^2$$

$$b_1 = -0,1551 + 0,9226\bar{K}_T$$

$$b_2 = 0,1456 + 0,0544 \cdot \ln(\bar{K}_T)$$

$$b_3 = \bar{K}_T (0,2769 - 0,3184\bar{K}_T)$$

#### 2.2.4.2 Análise do Método PV F Chart

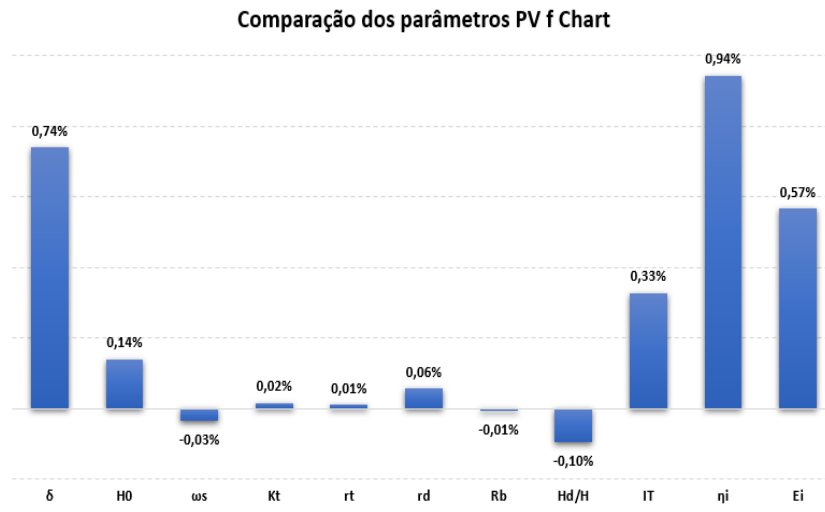
Para a análise do modelo implementado no excel do PV F-Chart foi feita a simulação de acordo com o próprio exemplo de implementação que é disponibilizado em [1]. Logo foram encontrados valores compatíveis com os que foram apresentados pelos autores, como pode ser visto através da Tabela 2 e da Figura 21, a comparação entre os valores dos parâmetros obtidos pela simulação em excel e os valores dos parâmetros apresentados por [1].

Tabela 2: Tabela de comparação dos valores de parâmetros entre [1] e simulação.

Parâmetro	Referência [1]	Simulação	Erro (%)
$\delta$	-2,4	-2,42	0,74%
$H_0$	27,4	27,44	0,14%
$\omega_s$	88	87,97	-0,03%
$K_t$	0,481	0,481	0,02%
$r_t$	0,129	0,129	0,01%
$r_d$	0,123	0,123	0,06%
$R_b$	1,347	1,347	-0,01%
$H_d/H$	0,448	0,448	-0,10%
$I_T$	2,0	2,01	0,33%
$\eta_i$	0,090	0,091	0,94%
$E_i$	86	86,49	0,57%



Figura 21: - Comparação dos valores de parâmetros entre [1] e simulação.



Fonte: O Autor

Como foi visto na Tabela 2 e na Figura 21, a maior diferença entre o valor apresentado por [1] e a simulação feita no excel não chega a 1%. Portanto é possível dizer que o modelo de simulação proposto no excel apresenta resultados consistentes.

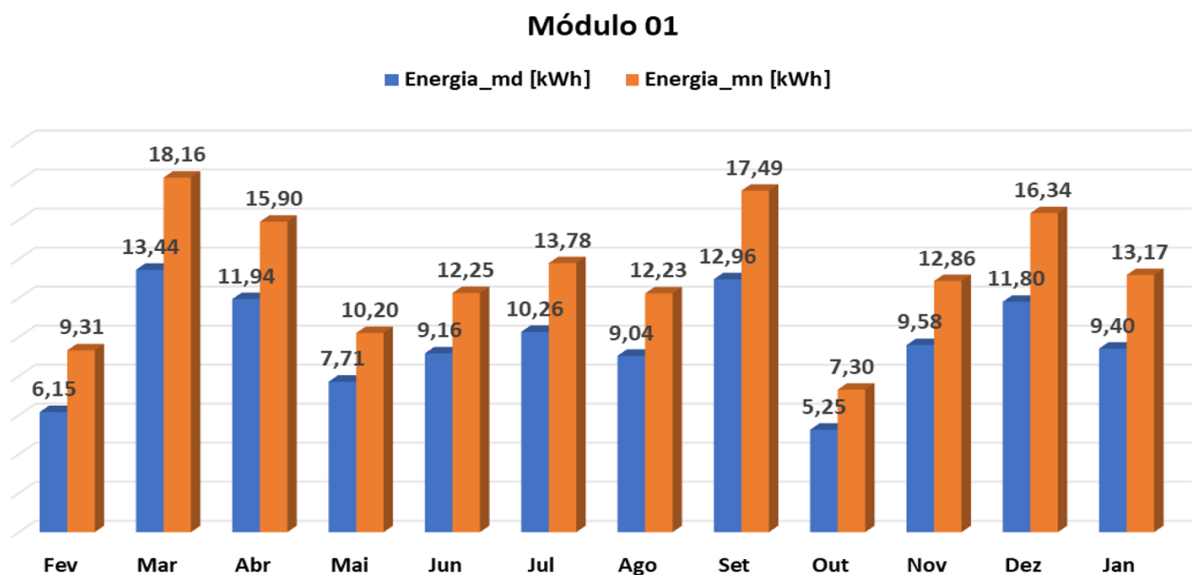
### 3 RESULTADOS

#### 3.1 Cálculo da Taxa de Degradação

##### 3.1.1 Energia Produzida

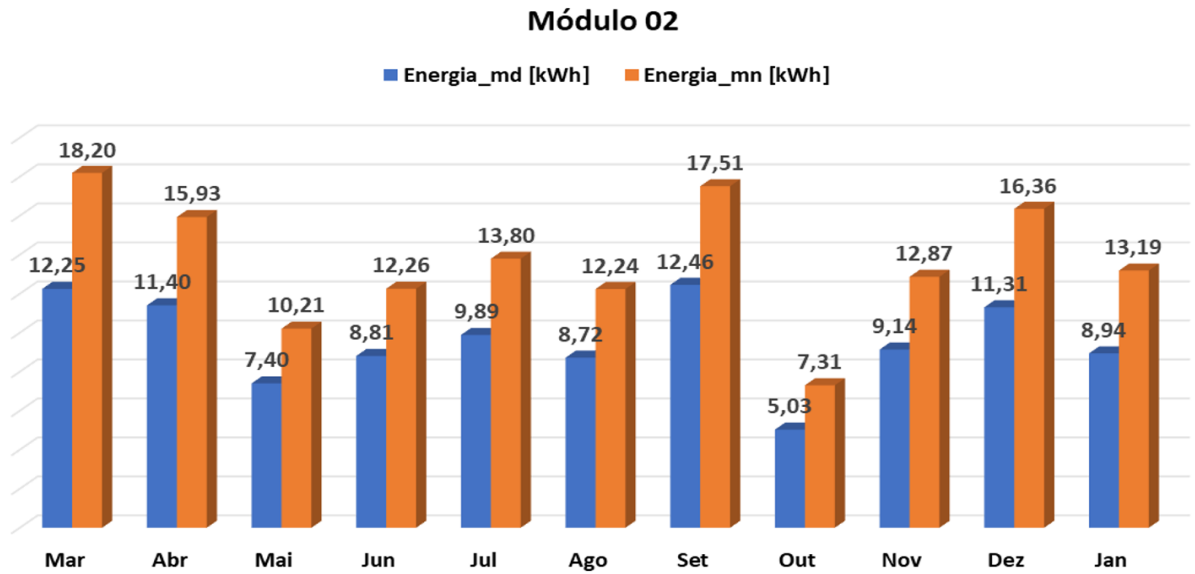
Após registro e simulação dos dados coletados foi obtido o desempenho dos módulos 01, 02 e 03 com relação a energia mensal produzida. Os gráficos apresentados na Figura 22, Figura 23 e na Figura 24 apresentam os resultados da energia produzida pelos módulos já degradados, ou seja, a produção real em 2018 em comparação com o que eles produziriam se estivessem novos com as mesmas condições climáticas. Os subscritos mn e md representam módulo novo e modulo degradado respectivamente.

Figura 22: - Energia mensal produzida pelo módulo 01.



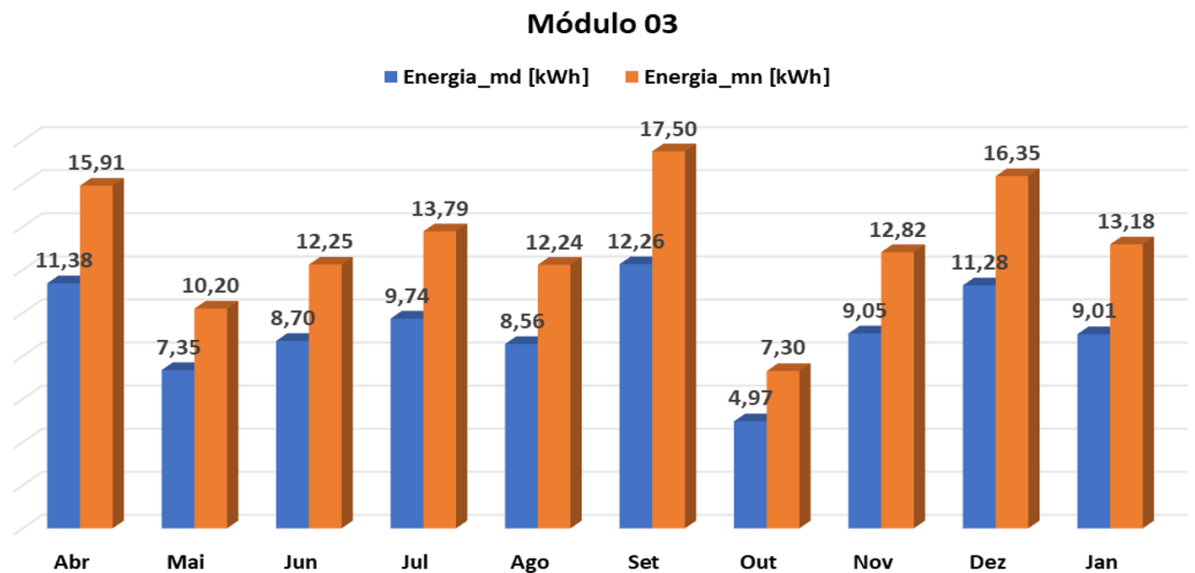
Fonte: O Autor

Figura 23: - Energia mensal produzida pelo módulo 02.



Fonte: O Autor

Figura 24: - Energia mensal produzida pelo módulo 03.

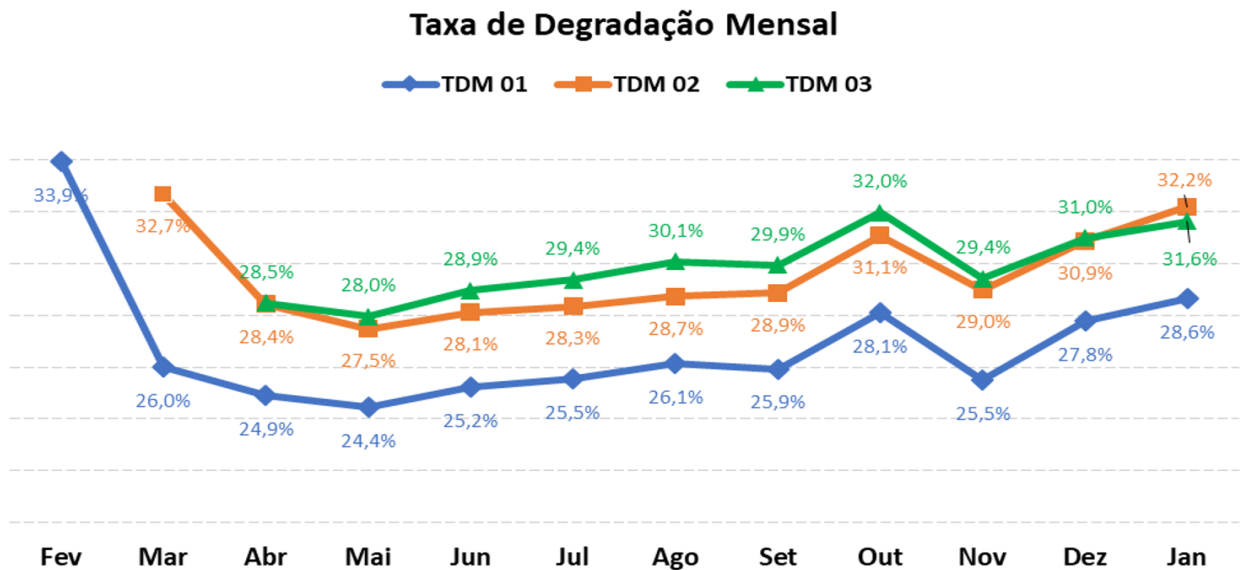


Fonte: O Autor

### 3.1.2 Taxa de degradação mensal

No gráfico apresentado na Figura 25 é possível visualizar a taxa de degradação de cada mês que cada módulo fotovoltaico obteve a partir da comparação de energia produzida entre o módulo novo e o módulo degradado.

Figura 25: - Taxa de degradação mensal dos módulos 01,02 e 03.

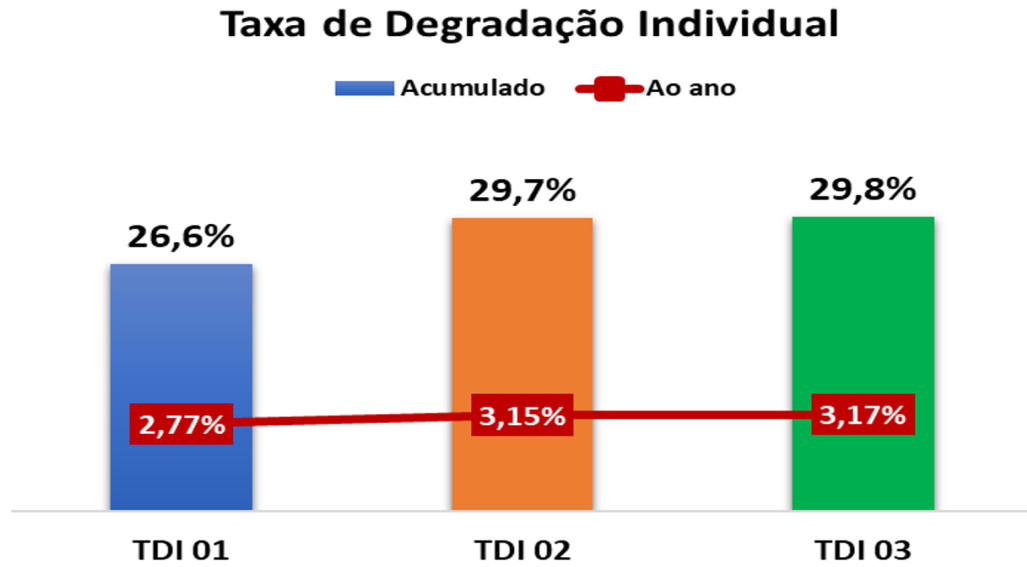


Fonte: O Autor

### 3.1.3 Taxa de degradação Individual

Após os cálculos das taxas mensais, foi calculada uma taxa de degradação individual para cada módulo que é a representação de um fator único de degradação atrelado a um módulo específico. As taxas de degradações individuais (TDI) podem ser vistas na Figura 26.

Figura 26: - Taxa de degradação individual dos módulos 01,02 e 03.

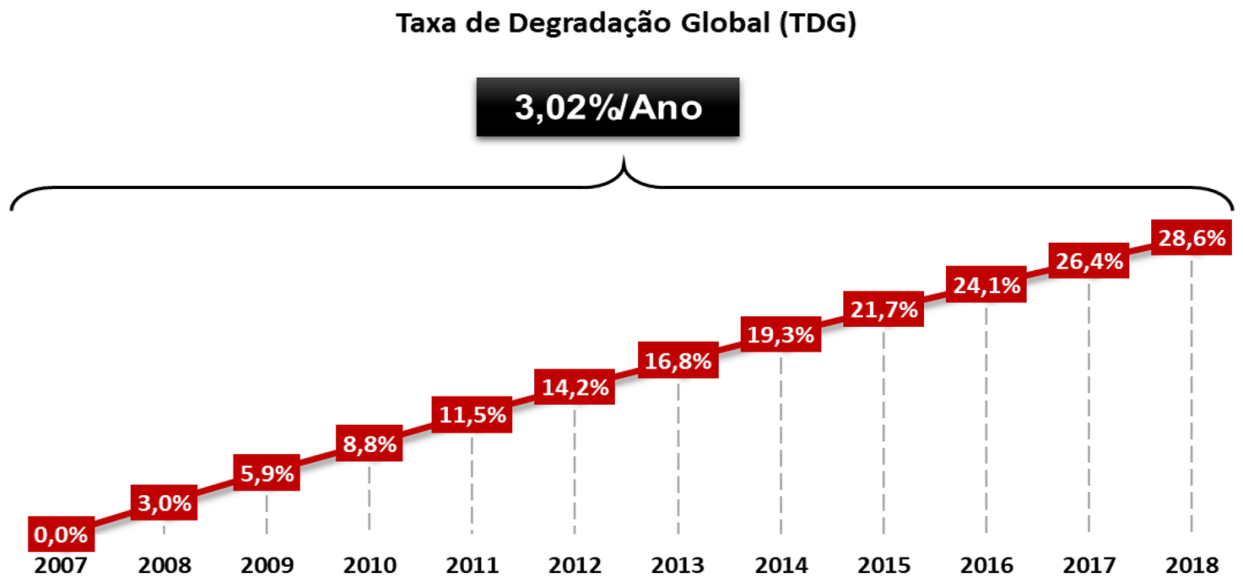


Fonte: O Autor

#### 3.1.4 Taxa de degradação global

A taxa de degradação global, isto é, a taxa de degradação que representa o sistema como um todo, foi calculada e foi atingida uma taxa acumulada de 28,6% ao longo de onze anos, o que representa uma taxa de 3,02% ao ano de degradação como pode ser visto na Figura 27.

Figura 27: - Taxa de degradação global.



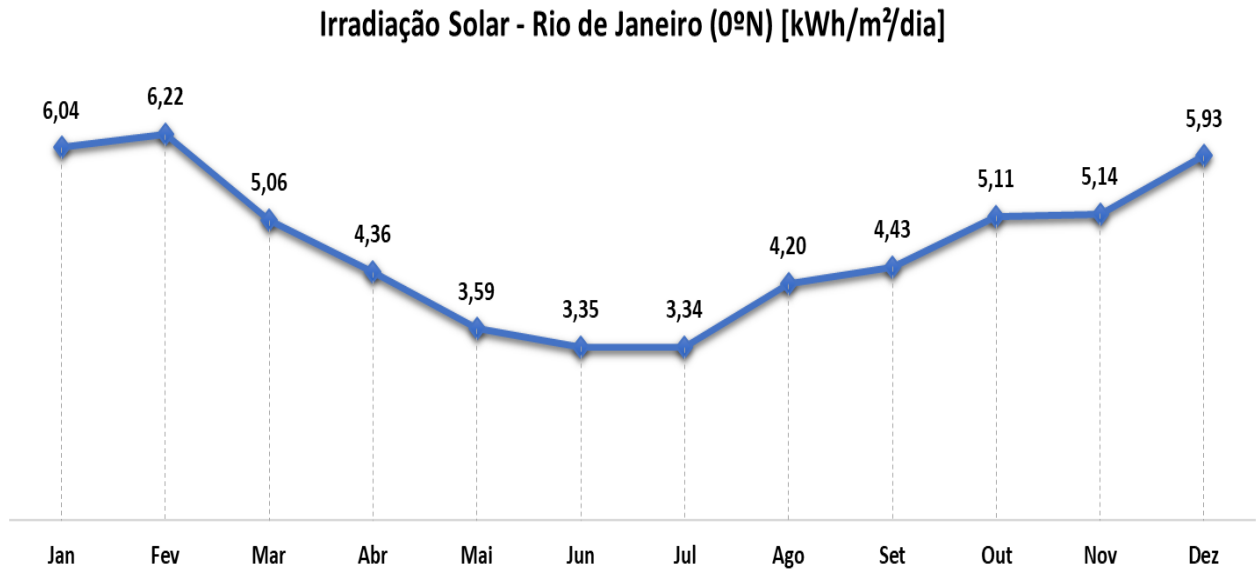
Fonte: O Autor

### 3.2 Simulação PV F-Chart

De acordo com as equações descritas na seção 2.2.4.1 foi feita a previsão de produção de energia pelo método PV F-Chart. Os dados de entrada de irradiação solar e temperatura foram extraídos da base de dados de sites governamentais como o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) [26] e o Alerta Rio [27], respectivamente.

Os dados de irradiação solar provêm do programa sundata [28], como pode ser visto na Figura 28, onde é calculada a média diária mensal de acordo com Atlas Brasileiro de Energia Solar - 2ª Edição. Já os dados de temperatura são provenientes do sistema Alerta Rio que é o sistema de monitoramento climático da cidade do Rio de Janeiro. A temperatura média horária mensal foi calculada de acordo com a base de dados de temperaturas entre os anos 2008 e 2018 e podem ser vistos na Figura 29.

Figura 28: - Dados do Sundata.



Fonte: O Autor

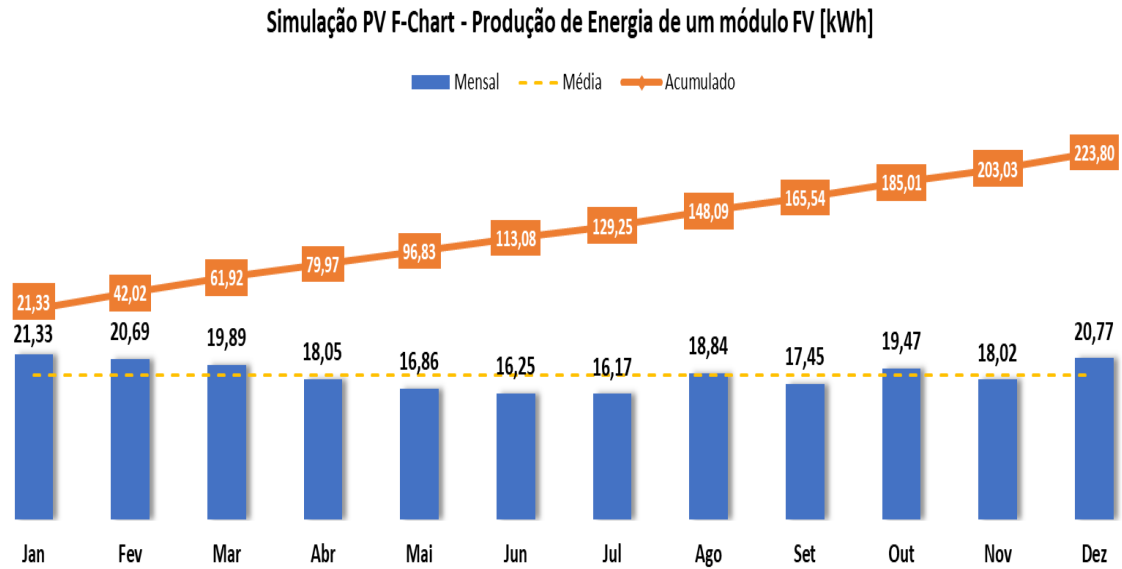
Figura 29: - Temperatura Média Horária.

Médias Mensais Horárias da Temperatura [°C] (Média 2008 à 2018)												
Horário	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Mai	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
0-1	26,6	27,0	25,7	24,5	22,1	21,1	21,1	21,2	22,1	22,2	24,0	25,6
1-2	26,3	26,6	25,5	24,2	21,8	20,9	20,8	20,9	21,8	22,0	23,8	25,3
2-3	26,1	26,4	25,4	24,0	21,6	20,6	20,6	20,7	21,6	21,8	23,6	25,1
3-4	26,0	26,1	25,2	23,8	21,4	20,4	20,4	20,5	21,4	21,5	23,6	24,8
4-5	25,7	25,9	25,0	23,7	21,3	20,2	20,3	20,3	21,3	21,5	23,3	24,7
5-6	25,6	25,9	24,9	23,6	21,2	20,1	20,2	20,2	21,2	21,5	23,3	24,7
6-7	25,7	26,2	25,1	23,7	21,1	20,1	20,1	20,2	21,5	21,9	23,6	24,9
7-8	26,4	27,0	26,0	24,5	21,9	20,7	20,7	21,1	22,4	22,7	24,3	25,7
8-9	27,3	28,1	26,9	25,3	22,9	21,8	21,6	22,1	23,4	23,5	25,1	26,5
9-10	28,2	29,1	27,8	26,1	23,7	22,6	22,4	22,9	24,3	24,3	25,9	27,4
10-11	29,2	30,1	28,8	26,9	24,3	23,2	23,1	23,7	25,1	25,1	26,6	28,3
11-12	30,1	31,0	29,5	27,7	25,2	24,0	24,0	24,6	25,9	25,8	27,2	29,0
12-13	30,7	31,6	30,0	28,5	25,8	24,6	24,7	25,3	26,5	26,3	27,6	29,6
13-14	31,2	31,9	30,1	28,5	26,1	25,0	25,0	25,5	26,7	26,4	27,7	29,9
14-15	31,2	31,8	29,8	28,2	26,1	25,1	25,0	25,5	26,4	26,2	27,6	29,8
15-16	30,9	31,4	29,2	27,7	25,6	24,9	24,8	25,2	26,0	25,8	27,3	29,3
16-17	30,3	30,7	28,6	27,0	25,0	24,3	24,2	24,6	25,4	25,3	26,8	28,8
17-18	29,6	30,0	27,9	26,2	24,3	23,4	23,4	23,9	24,7	24,8	26,3	28,0
18-19	28,8	29,3	27,3	25,8	23,9	23,0	22,8	23,3	24,2	24,2	25,8	27,4
19-20	28,2	28,7	27,0	25,6	23,6	22,6	22,6	23,0	23,8	23,8	25,4	27,0
20-21	27,8	28,3	26,7	25,4	23,3	22,3	22,2	22,6	23,4	23,4	25,1	26,7
21-22	27,5	27,9	26,4	25,1	23,0	22,0	21,9	22,2	23,0	23,1	24,8	26,4
22-23	27,2	27,5	26,2	24,8	22,7	21,7	21,6	21,8	22,7	22,8	24,6	26,1
23-24	26,9	27,2	25,9	24,6	22,4	21,4	21,3	21,5	22,4	22,5	24,3	25,9

Fonte: O Autor

Após feita a simulação do programa PV F-Chart, foram obtidos os resultados de produção de energia média mensal, como é mostrado na Figura 30, onde é possível observar a produção média mensal e o acumulado durante o período de doze meses.

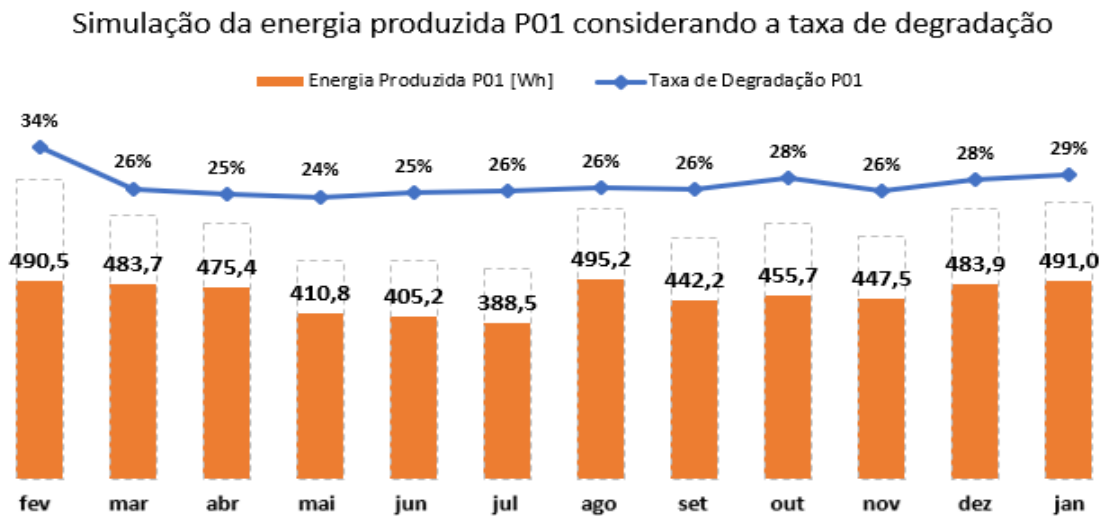
Figura 30: - Resultado da Simulação PV F-Chart.



Fonte: O Autor

Com os devidos resultados da simulação do PV F-Chart, foram aplicados a taxa de degradação correspondente a cada mês e a cada módulo, obtendo assim um novo resultado de simulação, porém, agora levando em consideração a degradação sofrida ao longo do tempo. Na Figura 31 é apresentada a simulação de produção de energia do módulo 01 levando em consideração a sua taxa de degradação mensal.

Figura 31: - Simulação PV F-Chart com degradação para o módulo 01.

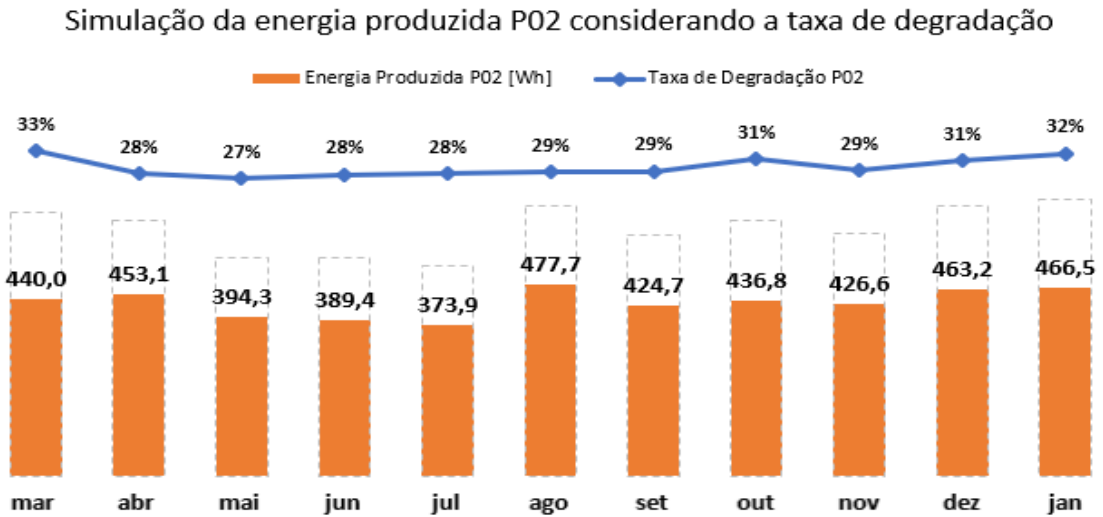


Fonte: O Autor



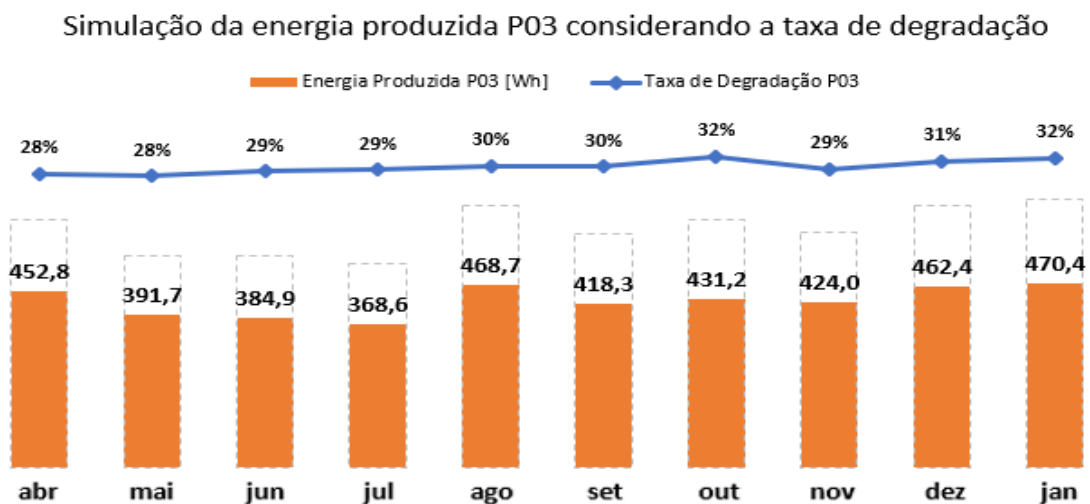
Na Figura 32 e Figura 33 são apresentados as simulações de produção de energia dos módulos 02 e 03, respectivamente levando em consideração as suas taxas de degradações mensais.

Figura 32: - Simulação PV F-Chart com degradação para o módulo 02.



Fonte: O Autor

Figura 33: - Simulação PV F-Chart com degradação para o módulo 03.



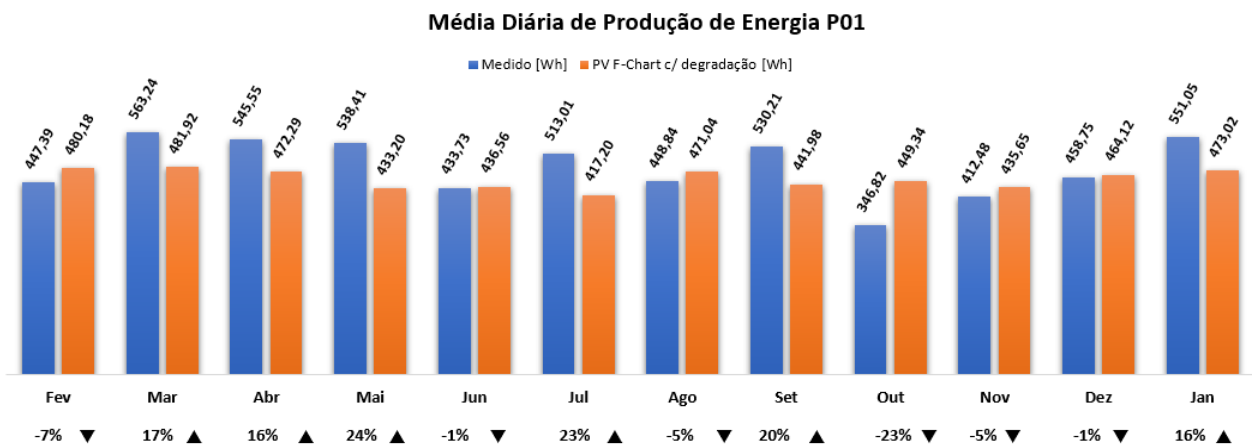
Fonte: O Autor

Agora que foram vistas as simulações de produção de energia baseado no programa PV F-chart levando em consideração as taxas de degradação, serão apresentadas, nos

próximos gráficos, as comparações dos valores que foram obtidos através de simulação com os valores que foram medidos pelo sistema de monitoramento.

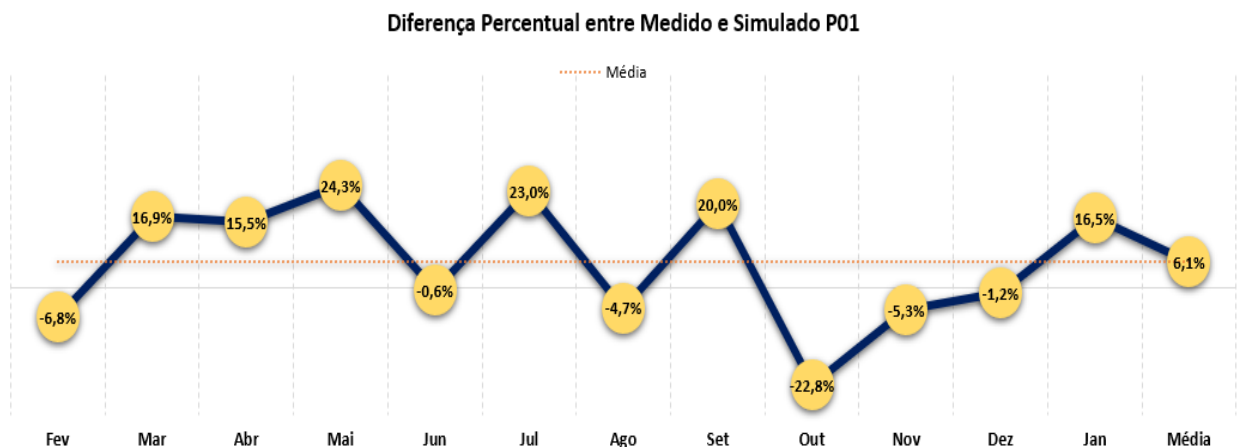
A seguir a Figura 34 e a Figura 35 mostram as diferenças nas produções de energia entre os valores medidos e os simulados levando em conta a degradação para o módulo 01.

Figura 34: - Comparação entre medido e simulado P01.



Fonte: O Autor

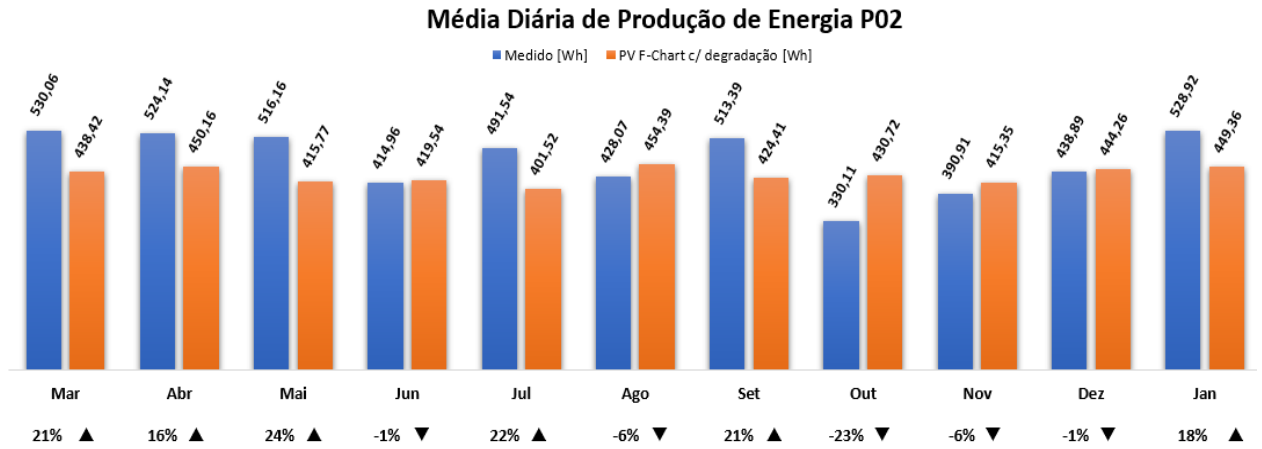
Figura 35: - Comparação percentual entre medido e simulado P01.



Fonte: O Autor

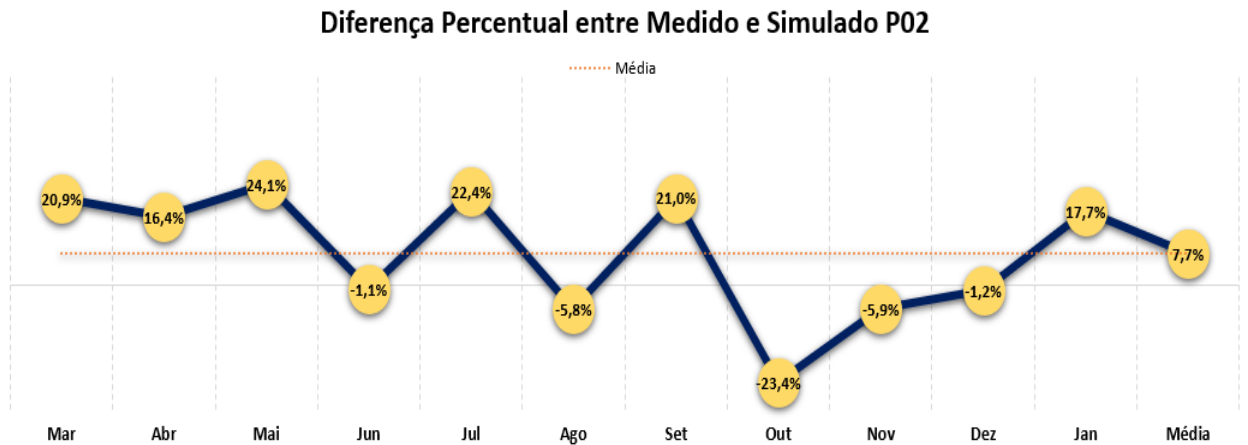
Agora, a Figura 36 e a Figura 37 apresentam as diferenças de produção de energia para o módulo 02.

Figura 36: - Comparação entre medido e simulado P02.



Fonte: O Autor

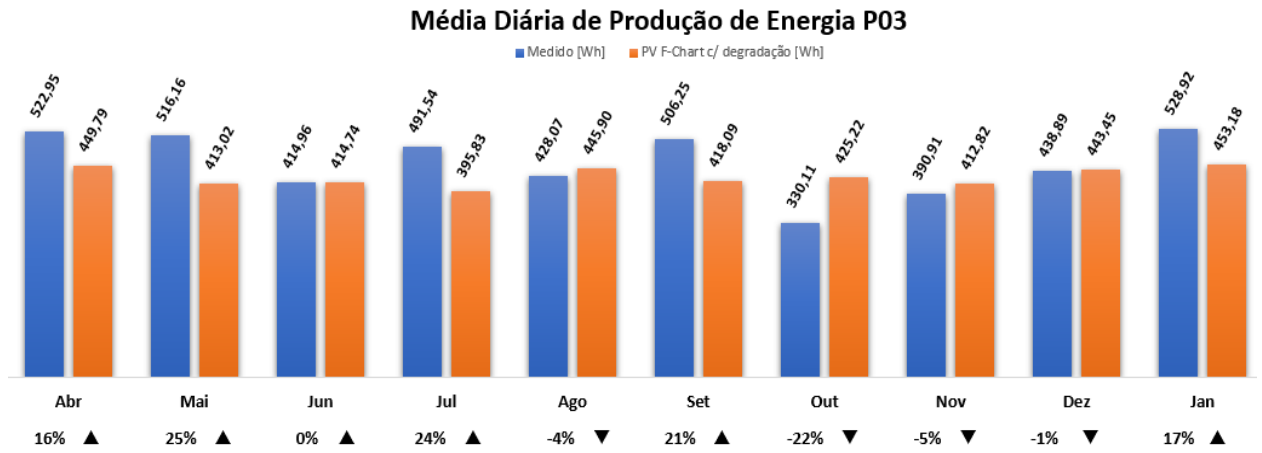
Figura 37: - Comparação percentual entre medido e simulado P02.



Fonte: O Autor

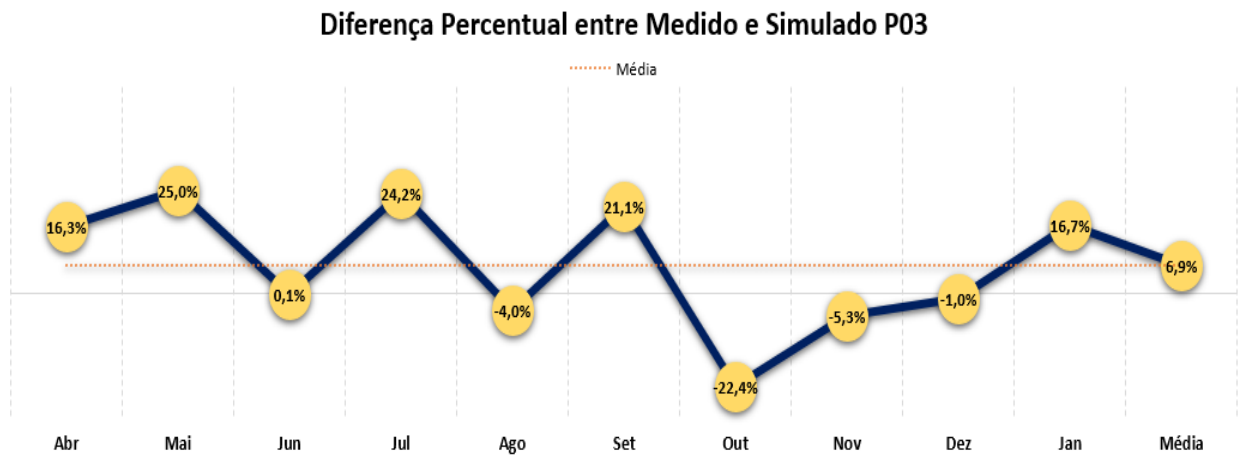
E, finalmente a Figura 38 e a Figura 39 exibem a diferença de produção de energia para o módulo 03.

Figura 38: - Comparação entre medido e simulado P03.



Fonte: O Autor

Figura 39: - Comparação percentual entre medido e simulado P03.



Fonte: O Autor

## 4 CONCLUSÃO

A dissertação apresentada neste trabalho fundamentou-se em verificar se a implementação do método PV F-Chart para estimar a produção de energia elétrica através da energia fotovoltaica. Com base nos resultados obtidos, entende-se que esta ferramenta é ajustada para executar o projeto proposto, levando em conta as condições climáticas do Rio de Janeiro.

Quanto a todo o sistema de aquisição e monitoramento de dados descrito no capítulo 2, é possível afirmar que atuou com êxito em suas funções na maior parte do tempo, porém gerou *outliers* que precisaram ser revisados.

A programação da simulação numérica da curva I-V implementada no Matlab mostrou-se consistente diante das variações climáticas reais, como temperatura e irradiação solar, resultando nas curvas I-V teóricas obtidas. Porém, é importante destacar que ao gerar uma curva I-V por registro, ou seja, a cada minuto registrado, resulta em uma tarefa que demanda esforço computacional ao se calcular dados para um mês ou um ano. É preciso otimizar a simulação para poder fazer gerar resultados com maior velocidade.

Quanto a taxa de degradação encontrada que foi de 2,77%, 3,15% e 3,17% ao ano para o módulo 01, módulo 02 e módulo 03, respectivamente e uma taxa de degradação global de 3,02% ao ano, mostra como os módulos individualmente se degradam de maneira diferente apesar de estarem sob as mesmas condições como o módulo 01 que apresentou uma taxa de degradação menor do que os módulos 02 e 03.

As taxas de degradação encontradas estão acima da média mundial, segundo [30] a taxa de degradação média para sistemas de silício policristalino é de 0,59%. Porém as taxas de degradação calculadas neste trabalho ficaram próximas a taxa de degradação de 2,96% ao ano encontrada por [23], no qual, o módulo fotovoltaico estudado por [23] é do mesmo fabricante dos módulos estudados nessa dissertação e com um clima parecido com o do Rio de Janeiro. Como a taxa de degradação encontrada foi bem acima da média é preciso considerar como uma variável com impacto significativo em projetos fotovoltaicos, inclusive projetos a longo prazo.

Em relação aos resultados da simulação do PV F-Chart foi obtida uma diferença média entre a produção real e o simulado de 6,1% para o módulo 01, 7,7% para o módulo

02 e 6,9% para o módulo 03, com uma média global do sistema de 6,9%, ou seja, a implementação do PV F-Chart para esse caso fez uma previsão 6,9% menor do que foi realmente obtido através dos registros de dados reais.

Embora seja uma diferença significativa, ainda assim, é uma boa representação da realidade, pois como mostrado por [31] em um estudo comparativo entre os resultados dos principais *softwares* de projeto fotovoltaico com dados reais, foi concluído que os softwares PVsyst e PVWatts foram os que tiveram melhores resultados apresentando um erro inferior do que 4,7%. O PV\*sol obteve o pior desempenho chegando próximo de 10% de diferença e a maioria dos softwares estudados ficaram na faixa de 5% a 7%. Logo, é possível afirmar que apesar de uma diferença significativa entre os dados simulados e reais os resultados da simulação do PV-F Chart ficaram dentro de uma faixa porcentual aceitável para projetos fotovoltaicos.

Um dos motivos para a diferença entre os dados simulados e os dados reais é devido ao banco de dados de irradiação solar média adotado. De acordo com [19] ao comparar dados de irradiação solar disponíveis para o território brasileiro percebeu-se que há divergências significativas entre as diferentes fontes desses dados. Outro ponto importante é que a coleta dos dados reais de irradiação solar foram feitas num período de dez a doze meses, ou seja, no máximo um ano de coleta de dados, o que pode influenciar no resultado final, pois a base de dados adotada para a simulação, o sundata [26], disponibiliza uma média mensal referente a dez anos.

Logo, é possível concluir que o método PV F-Chart realmente possui facilidade de implementação como descrito por [1] e obteve bons resultados para o Rio de Janeiro, onde o clima tropical diverge do clima do hemisfério norte para onde o método foi desenvolvido. Esse método tem o potencial de ser uma boa ferramenta para dimensionamento de projetos fotovoltaicos de maneira simples e eficaz.

#### 4.1 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Melhorar a interface do sistema de monitoramento e acrescentar mais dados como, por exemplo, a curva I-V instantânea e produção de energia. Assim como o acesso remoto via internet aos dados registrados e a própria interface.

Cálculo da taxa de degradação com um maior número de dados temporais, assim como uma variação de métodos de cálculo da taxa de degradação.

Calcular uma taxa de degradação intrínseca ao módulo fotovoltaico e uma taxa de redução da eficiência do módulo devido a poeira e a sujeira acumulada sobre a superfície.

Incorporar ao método PV F-chart outras funções de cálculo, além de, melhorar os cálculos existentes para aumentar a assertividade da simulação como cálculos de incerteza de parâmetros climáticos e de sensores de monitoramento, perda de eficiência devido a poeira e sujeira acumulada na superfície do módulo e cálculo de sombreamento.

## REFERÊNCIAS

- [1] HABERL, J.; CHO, S. Literature review of uncertainty of analysis methods (pv f-chart program), report to the texas commission on environmental quality. energy systems laboratory, texas a&m university. 10 2004.
- [2] EPE. *Balço Energético Nacional 2019*. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2019>>. Acesso em: 29 de nov. de 2019.
- [3] JUNIOR, A. M. et al. Vantagens e desvantagens da energia hidráulica. *Acta Iguazu*, v. 2, n. 4, p. 20–28, 2013.
- [4] RENEWABLES 2019 Global Status Report. Disponível em: <[https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/gsr\\_2019\\_full\\_report\\_en.pdf](https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/gsr_2019_full_report_en.pdf)>, 2019. Acesso em: 29 de nov. de 2019.
- [5] S.A., B. W. K. *PV F-Chart User's Manual: DOS Version*. F-Chart Software, 4406 Fox Bluff Road, Middleton, Wisc. 53562. Disponível em: <<http://www.fchartsoftware.com/>>. Acesso em: 29 de nov. de 2019.
- [6] WHILLIER, A. *Solar energy collection and its utilization for house heating*. Tese (Doutorado) — Massachusetts Institute of Technology, 1953.
- [7] H.C., W. A. H. Evaluation of flat-plate collector performance. In: THE UNIVERSITY OF ARIZONA. *Trans. of the Conference on the Use of Solar Energy -The Scientific Basis*. [S.l.], 1955. v. 2., p. 74–104.
- [8] LIU, B. Y.; JORDAN, R. C. A rational procedure for predicting the long-term average performance of flat-plate solar-energy collectors. In: CITESEER. *Solar Energy*. [S.l.], 1963.
- [9] EVANS, D. L.; FACINELLI, W. A.; OTTERBEIN, R. T. Combined photovoltaic/thermal system studies. *NASA STI/Recon Technical Report N*, v. 79, 1978.



- [10] SIEGEL, M.; KLEIN, S.; BECKMAN, W. A simplified method for estimating the monthly-average performance of photovoltaic systems. *Solar Energy*, Elsevier, v. 26, n. 5, p. 413–418, 1981.
- [11] EVANS, D.; FACINELLI, W. A.; KOEHLER, L. Simplified design guide for estimating photovoltaic flat array and system performance. *Unknown*, 1981.
- [12] CLARK, D.; KLEIN, S.; BECKMAN, W. Algorithm for evaluating the hourly radiation utilizability function. 1983.
- [13] CLARK, D.; KLEIN, S.; BECKMAN, W. A method for estimating the performance of photovoltaic systems. *Solar Energy*, Elsevier, v. 33, n. 6, p. 551–555, 1984.
- [14] MENICUCCI, D. et al. Verification of photovoltaic system modeling codes based on system experiment data. In: NEW MEXICO ENGINEERING RESEARCH INSTITUTE, UNIVERSITY OF NEW MEXICO. *Conf. Rec. IEEE Photovoltaic Spec. Conf.;(United States)*. [S.l.], 1984.
- [15] YOUSIF, C. Comparison study between the performance of tracking and stationary solar photovoltaic systems in malta. ETA-Florence, 2002.
- [16] UMAR, N. et al. Comparison of different pv power simulation softwares: case study on performance analysis of 1 mw grid-connected pv solar power plant. *vol*, v. 7, p. 11–24.
- [17] ZILLES, R. et al. *Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica*. [S.l.]: Oficina de Textos, 2016.
- [18] VILLALVA, M.; GAZOLI, J. *Energia Solar Fotovoltaica - Conceitos e Aplicações*. [S.l.: s.n.], 2012. ISBN 978-85-365-0416-2.
- [19] PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. *Rio de Janeiro*, v. 1, p. 47–499, 2014.
- [20] DUFFIE, J.; BECKMAN, W. *Solar Engineering of Thermal Processes*. Wiley, 2013. ISBN 9781118415412. Disponível em: <<https://books.google.com.br/books?id=5uDdUfMgXYQC>>.

- [21] SERA, D.; TEODORESCU, R.; RODRIGUEZ, P. Pv panel model based on datasheet values. In: IEEE. *2007 IEEE international symposium on industrial electronics*. [S.l.], 2007. p. 2392–2396.
- [22] KING, D. L.; KRATOCHVIL, J. A.; BOYSON, W. E. *Photovoltaic array performance model*. [S.l.]: United States. Department of Energy, 2004.
- [23] NDIAYE, A. et al. Degradation evaluation of crystalline-silicon photovoltaic modules after a few operation years in a tropical environment. *Solar Energy*, v. 103, p. 70 – 77, 2014. ISSN 0038-092X. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X14000772>>.
- [24] BARROS, F. et al. Evaluation of the efficiency loss of photovoltaic modules due to urban dirt - a case study. In: *In: 25th. International Congress of Mechanical Engineering*. [S.l.: s.n.], 2019, Uberlândia–MG.
- [25] HOOVER, E. Solcel-ii: An improved photovoltaic system analysis program. 02 1980.
- [26] SUNDATA. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata&>>. Acesso em: 23 de ago. de 2019.
- [27] ALERTA Rio. Disponível em: <<http://alertario.rio.rj.gov.br/>>. Acesso em: 23 de ago. de 2019.
- [28] CEPEL. Disponível em: <[http://www.cepel.br/pt\\_br/](http://www.cepel.br/pt_br/)>. Acesso em: 23 de ago. de 2019.
- [29] BARROS, F.; FILHO, M. Development of a software simulation systems photovoltaic power generation (pv) solar heating (sas). In: . [S.l.: s.n.], 2015.
- [30] JORDAN, D. C.; KURTZ, S. R. Photovoltaic degradation rates—an analytical review. *Progress in photovoltaics: Research and Applications*, Wiley Online Library, v. 21, n. 1, p. 12–29, 2013.
- [31] OLIVEIRA, L. G. M. *Avaliação de fatores que influenciam na estimativa de geração e operação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica*. Tese (Doutorado) — PPGE, UFMG, Belo Horizonte, 2017.