



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE ENERGIAS RENOVÁVEIS

EDUARDO AURELIANO QUEIRÓZ DE LIMA

**SIMULAÇÃO *AS BUILT* DE PROJETO FOTOVOLTAICO CONSIDERANDO
DIFERENTES CRITÉRIOS DE PERDAS TÉRMICAS E PERDAS POR SUJIDADE**

FORTALEZA

2019

EDUARDO AURELIANO QUEIRÓZ DE LIMA

SIMULAÇÃO *AS BUILT* DE PROJETO FOTOVOLTAICO CONSIDERANDO
DIFERENTES CRITÉRIOS DE PERDAS TÉRMICAS E PERDAS POR SUJIDADE.

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia de Energias Renováveis do Centro de Tecnologia da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do título de Engenheiro de Energias Renováveis.

Orientadora: Prof. Dra. Ana Fabíola Leite Almeida.

FORTALEZA

2019

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Biblioteca Universitária
Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

- L697s Lima, Eduardo Aureliano Queiróz de.
Simulação As Built de projeto fotovoltaico considerando diferentes critérios de perdas térmicas e perdas por sujidade / Eduardo Aureliano Queiróz de Lima. – 2019.
78 f. : il. color.
- Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia de Energias Renováveis, Fortaleza, 2019.
Orientação: Profa. Dra. Ana Fabíola Leite Almeida.
1. Fotovoltaico. 2. Perdas Térmicas. 3. Sujidade. I. Título.

CDD 621.042

EDUARDO AURELIANO QUEIRÓZ DE LIMA

SIMULAÇÃO AS *BUILT* DE PROJETO FOTOVOLTAICO CONSIDERANDO
DIFERENTES CRITÉRIOS DE PERDAS TÉRMICAS E PERDAS POR SUJIDADE

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao
Curso de Graduação em Engenharia de
Energias Renováveis do Centro de Tecnologia
da Universidade Federal do Ceará, como
requisito parcial à obtenção do título de
Engenheiro de Energias Renováveis.

Aprovada em: ___/___/_____.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dra. Ana Fabíola Leite Almeida (Orientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dra. Maria Alexandra Sousa Rios
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Francisco Nivaldo Aguiar Freire
Universidade Federal do Ceará (UFC)

A Deus.

Aos meus pais, Norma e Márcio.

AGRADECIMENTOS

A universidade pelo ensino de excelência.

A Prof. Dra. Fabíola Almeida, pela excelente orientação.

A professora Maria Alexandra, participante da banca examinadora, pelo tempo, pelas valiosas colaborações e sugestões.

Aos colegas da turma pelas reflexões, discussões e sugestões recebidas.

Aos colegas do estágio supervisionado pelo auxílio e disponibilidade de recursos usados na produção deste trabalho.

Aos meus amigos, pelo apoio em momentos de necessidade.

"I don't want easy. Easy doesn't make you
grow. Easy doesn't make you think."
Madonna.

RESUMO

As energias renováveis têm se tornado uma opção importante na diversificação da matriz elétrica brasileira em termos de inovação e sustentabilidade. A energia solar, uma fonte limpa e confiável, destaca-se por suas vantagens operacionais e disponibilidade do recurso, o sol. Atrelado a seus benefícios, o sistema fotovoltaico – como todo sistema real – enfrenta perdas, que são responsáveis pela incapacidade de se aproveitar totalmente o recurso em seu processo produtivo, logo, são obstáculos ao desempenho dos sistemas em operação. De uma forma geral, as perdas são parâmetros de entrada considerados na fase de projeto, por meio das quais buscam-se obter previsões de desempenho que se aproximem ao máximo do sistema projetado. Este trabalho analisa os parâmetros de performance de uma planta conectada à rede denominada neste documento como *SFV Pacajus CE*, localizada na cidade de Pacajus, estado do Ceará; e compará-los com as previsões obtidas na simulação como construída visando explorar e avaliar os critérios de perda térmicas e perdas devido a sujidade. Os resultados apresentaram curvas de geração mensal com comportamentos semelhantes à curva real, cujo erro médio absoluto oscilou de 6.92% para 8.97%.

Palavras-chave: Fotovoltaico. Perdas Térmicas. Sujidade.

ABSTRACT

Renewable energy have become an important option for diversifying the brazilian electrical grid in terms of innovation and sustainability. Solar power, a clean and reliable source, stands out for its operational advantages and resource availability, the sun. Linked to its benefits, the photovoltaic system - like any real system - faces losses, which are responsible for the inability to take full advantage of the resource in its productive process, thus, such losses are obstacles to the system performance during operation. In general, losses are input parameters considered in the project stage, through which it's seeked to obtain performance forecasts that best match the projected system. This paper analyzes the performance parameters of a grid connected plant denominated in this document as SFV Pacajus CE, located in the city of Pacajus, state of Ceará; and compares them with the predictions obtained in as built simulation to explore and rate the proposed criteria of thermal and soiling. The results showed that predicted monthly energy production curves have similar behavior with real production, whose medium absolute error was evaluated among 6.92% to 8.97%.

Keywords: Photovoltaic. Thermal Losses. Soiling.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Componentes da radiação solar	06
Figura 2 – Diagrama de bandas de energia	08
Figura 3 – Efeito fotovoltaico sobre módulo	09
Figura 4 – Célula de silício monocristalino (esquerda) e policristalino (direita)	11
Figura 5 – Célula de filme fino	12
Figura 6 – Estrutura completa dos módulos	12
Figura 7 – Diagrama esquemático de SFV conectado à rede	13
Figura 8 – Topologia do inversor em ponte (esquerda) e semiponte (direita)	14
Figura 9 – Esquema de operação do diodo <i>by-pass</i>	16
Figura 10 – Esquema de reflexão e transmissão em superfície transparente	18
Figura 11 – Circuito térmico convencional para um módulo fotovoltaico	20
Figura 12 – Esquema ANN representado por caixa preta	23
Figura 13 – Janela da seção <i>System Variant</i> do <i>Pvsyst</i> ®.....	26
Figura 14 – Janela de entrada do <i>PowerTrack</i> ® <i>Software</i>	27
Figura 15 – Esquema de monitoramento do <i>PowerTrack</i> ® <i>software</i>	28
Figura 16 – Sistema Fotovoltaico Pacajus CE	28

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1	– Participação de cada fonte na geração distribuída em 2017.....	01
Gráfico 2	– Espectro de radiação solar que atinge a superfície da terra.....	05
Gráfico 3	– Modulação em dois níveis de tensão.....	14
Gráfico 4	– Comportamento de onda tensão/corrente durante chaveamento	17
Gráfico 5	– Δ CI médio diário em vários intervalos de WS e RH e probabilidade da ocorrência do valor médio em cada intervalo	24
Gráfico 6	– Δ CI médio diário em vários intervalos de WS, RH, PM ₁₀ e probabilidade da ocorrência do valor médio em cada intervalo	25
Gráfico 7	– Comparação para variantes com 7% de sujidade anual	42
Gráfico 8	– Comparação para variantes com 3-7 (%) de sujidade mensal	42
Gráfico 9	– Comparação para variantes com coeficiente térmico de 18.12 W/m ² K ..	43
Gráfico 10	– Efeito da velocidade na estimativa do coeficiente convectivo	44
Gráfico 11	– Fatores de desempenho para variantes com sujidade anual de 7%	45
Gráfico 12	– Fatores de desempenho para variantes com sujidade mensal 3-7 (%) ...	45
Gráfico 13	– Erro percentual das variantes com sujidade anual 7%	46
Gráfico 14	– Erro percentual das variantes com sujidade mensal de 3-7 (%)	46
Gráfico 15	– Perfil anual de radiação para estações do NSRDB e <i>Pvsyst</i> ®	48
Gráfico 16	– Fatores de desempenho reais segundo NSRDB e <i>Pvsyst</i> ®	48
Gráfico 17	– Simulações considerando base de dados <i>Meteonorm</i> e NSRDB	50
Gráfico 18	– Erro percentual comparado após remodelagem	50

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Módulo Jinko Solar®	30
Tabela 2 – Inversor Fronius® Eco	30
Tabela 3 – Dados do circuito do SFV Pacajus Ceará	31
Tabela 4 – Parâmetros fixos do sistema	33
Tabela 5 – Propriedades para cálculo dos números adimensionais	35
Tabela 6 – Correlações segundo Hammami.....	36
Tabela 7 – Parâmetros e cálculos da convecção	37
Tabela 8 – Correlação e cálculo da convecção segundo Wattmufet	37
Tabela 9 – Cálculo das resistências térmicas de condução	38
Tabela 10 – Parâmetros do cálculo do coeficiente de radiação	38
Tabela 11 – Coeficiente global de troca de calor	39
Tabela 12 – Percentual de sujidade	40
Figura 13 – Parâmetros de perda térmica e sujidade para as simulações	40
Figura 14 – Dados do medidor Elkor® MII do SFV Pacajus CE	41
Figura 15 – Dados de irradiância global horizontal para importação no <i>Pvsyst</i> ®	49

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANN	<i>Artificial Neural Network</i>
ASHRAE	<i>American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers</i>
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CRESESB	Centro de Referência as Energias Solar e Eólicas Sérgio de S. Brito
EVA	Etil Vinil Acetato
FUNCEME	Fundação Cearense de Meteorologia e Recursos Hídricos
GD	Geração Distribuída
IEA	<i>International Energy Agency</i>
LID	<i>Light Induced Degradation</i>
MLP	Modulação de Largura de Pulso
MME	Ministério de Minas e Energia
MPP	<i>Maximum Power Point</i>
MPPT	<i>Maximum Power Point Track</i>
NBR	Norma Brasileira Regulamentadora
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
NSRDB	<i>National Solar Radiation Database</i>
OC	<i>Open Circuit</i>
PWM	<i>Pulse Width Modulation</i>
QGBT	Quadro Geral de Baixa Tensão
QCA	Quadro de Corrente Alternada
QPCA	Quadro de Proteção de Corrente Alternada
RH	<i>Relative Humidity</i>
SC	<i>Short Circuit</i>
SFV	Sistema Fotovoltaico
trad.	Tradutor
WD	<i>Wind Direction</i>
WS	<i>Wind Speed</i>
ZWS	<i>Zero White Space</i>

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	1
1.1	Motivação	2
1.2	Objetivos.....	2
1.2.1	<i>Objetivos Gerais</i>	2
1.2.2	<i>Objetivos Específicos</i>	2
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	4
2.1	Recurso Solar	4
2.2	Efeito Fotovoltaico	6
2.3	Sistema Fotovoltaico.....	9
2.3.1	<i>Módulo Fotovoltaico</i>	9
2.3.2	<i>Inversor</i>	12
2.4	Perdas do Sistema Fotovoltaico	14
2.4.1	<i>Sombreamento Parcial dos Módulos</i>	14
2.4.2	<i>Descasamento dos Módulos (Mismatch)</i>	15
2.4.3	<i>Perdas do Inversor</i>	16
2.4.4	<i>Light Induced Degradation (LID)</i>	17
2.4.5	<i>Perdas Ópticas</i>	17
2.4.6	<i>Perdas Térmicas</i>	18
2.4.7	<i>Perdas Ôhmicas</i>	21
2.4.8	<i>Perdas por Sujidade</i>	22
2.5	Softwares de Trabalho	25
2.5.1	<i>Pvsyst® Photovoltaic Software</i>	25
2.5.2	<i>PowerTrack® Software</i>	26
2.6	Visão Geral do Sistema.....	29
2.6.1	<i>Especificação dos Módulos</i>	31
2.6.2	<i>Especificação dos Inversores</i>	31
2.6.3	<i>Dimensionamento do Sistema</i>	32
3	METODOLOGIA.....	29
4	MODELAGEM DO SISTEMA	34
4.1	Modelagem dos Parâmetros Fixos	34
4.2	Modelagem dos Parâmetros Variáveis	35
4.2.1	<i>Perdas Térmicas</i>	36
4.2.2	<i>Perdas por Sujidade</i>	40
5	RESULTADOS E DISCUSSÃO	42

5.1.1	<i>Avaliação da Geração Elétrica</i>	42
5.1.2	<i>Avaliação do Fator de Desempenho</i>	45
5.1.3	<i>Incertezas da Radiação Solar</i>	48
5.1.4	<i>Remodelagem e Avaliação do Resultado</i>	50
6	CONCLUSÃO	53
7	REFERÊNCIAS	55
8	APÊNDICES	58
9	ANEXOS	64

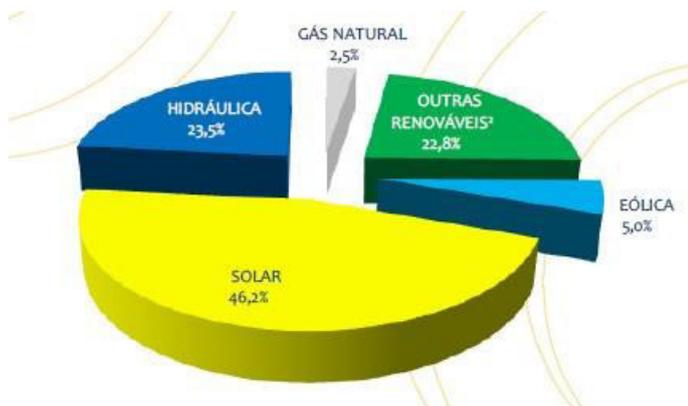
1 INTRODUÇÃO

A crescente diversificação da matriz energética nacional é denotada pelo avanço expressivo da geração elétrica por meio de complementares às fontes hídrica e térmica convencionais, tais como energia eólica, solar e biomassa. As energias renováveis complementam o setor tradicional em ambas aplicações de geração centralizada e distribuída, sendo a segunda definida como um sistema de geração diretamente conectado à rede de distribuição e/ou situada no próprio local de consumo como descreve o artigo 14º do Decreto Lei nº 5.163/2004, atualizada pelo decreto 786/2017.

Estabeleceram-se em 2012, de acordo com a resolução normativa da ANEEL nº 482, as diretrizes para um consumidor brasileiro gerar energia elétrica por meio de sistemas conectados à rede, desde que movidos por fontes renováveis. O consumidor ainda poderia fornecer o excedente à concessionária, participando de um sistema de “compensação” de energia, por meio do qual, a geração injetada se transformaria em créditos válidos para redução do consumo medido pela concessionária (ANEEL, 2012). A resolução mobilizou o mercado de geração distribuída (GD), que têm mostrado bons resultados no setor elétrico do país.

Os sistemas GD saltaram de 104 GWh produzidos em 2016 para 359 GWh produzidos em 2017 (crescimento de 245%), dos quais a energia solar representa a maior parcela de geração em consideração as fontes renováveis, o que totalizou 46,2% no ano. Em termos de capacidade instalada a liderança fotovoltaica desempenhou 170,5 MW do grupo GD que totaliza 246,1 MW, como mostra no gráfico 1 (MME, 2018).

Gráfico 1 – Participação de cada fonte na geração distribuída em 2017.



Fonte: Balanço Energético Nacional (2018).

Apesar do crescimento o país ainda possui um grande potencial a ser aproveitado, são mais de 8 milhões de metros quadrados somando-se a aspectos meteorológicos favoráveis a implementação de sistemas complementares de energia economicamente sustentáveis (ANEEL, 2008), no entanto, para se avaliar a viabilidade de tais sistemas faz-se necessário um conjunto de estudos dotados da confiabilidade técnica desejada nas decisões responsáveis por transformar projetos em empreendimentos, dentro desses estudos pode-se destacar a análise de perdas, uma ferramenta de suma importância para o aumento de eficiência energética de sistemas fotovoltaicos.

1.1 Motivação

As perdas térmicas e por sujidade são responsáveis pela maior parcela de ineficiência em sistemas fotovoltaicos – individualmente podem ultrapassar 15% de energia perdida, - dependendo das condições de instalação (DGS, 2013) o que despertou o interesse de muitos estudiosos a explorar formas de prever, mitigar ou inibir esse problema.

Visando propor um entendimento para a problemática dos parâmetros de perda em simulações de SFVs, este trabalho empenha-se em comparar resultados de previsões de desempenho de uma planta instalada em 2016, sistema fotovoltaico Pacajus CE – SFV Pacajus CE – a qual já se têm dados de operação.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivos Gerais

Este trabalho teve como objetivo modelar e simular o SFV Pacajus CE no que se refere majoritariamente à interação dos equipamentos (painéis, inversores, condutores) e elementos de circuito com o ambiente para diferentes critérios de perda e comparar os resultados com o desempenho real do sistema.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Simulação do SFV considerando como fixo e não ajustável: localidade do empreendimento, modelo do painel, modelo do inversor, percurso e modelo do cabeamento;
- Avaliar metodologias propostas para determinação dos fatores de perda;
- Comparar as curvas de geração elétrica mensal e fator de desempenho do SFV entre os dados colhidos e os dados simulados para os critérios de perdas térmicas e perdas por sujidade;
- Analisar os erros obtidos na simulação e propor explicações para as possíveis causas;
- Analisar a medição de radiação proveniente de relatórios do SFV e comparar com os valores considerados em simulação, comparar os valores de radiação da base de dados do software com outras fontes.

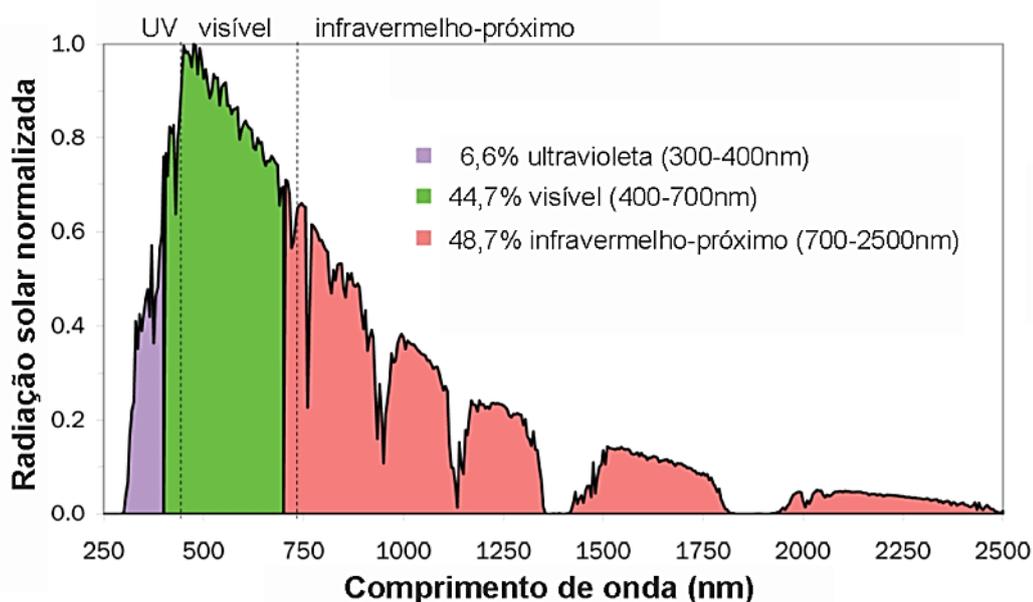
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 Recurso Solar

O sol é o astro dominante do nosso sistema planetário, contendo cerca de 99,8% da massa total. Sua energia é gerada no núcleo por meio de reações termonucleares cujo interior atinge temperaturas acima de 15 milhões Kelvin e pressões 350 bilhões de vezes maior que atmosfera terrestre. Essas reações transformam os prótons de Hidrogênio na partícula alfa de Hélio, que possui um núcleo 0,7% menos massivo que seu reagente. Essa diferença em massa é expelida até a superfície da estrela e então propagada na forma de luz e calor, um fenômeno que toma milhões de anos para se consolidar (SARAIVA et. al, 2015).

Pode-se definir radiação solar como a energia radiante que provem da fotosfera solar – camada superficial de plasma de 300 km e temperatura média de 5800 K – e incide sobre a atmosfera terrestre. A quantidade de energia radiante propagando-se em uma superfície por unidade de tempo e de área é definida como *irradiância*. A irradiância solar ao atingir a Terra, também denominada constante solar, tem valor médio de 1,36 kW/m² com variação de $\pm 3,4\%$ ao ano devido a geometria elíptica do planeta (GOSWAMI, 2015).

Gráfico 2 – Espectro de radiação solar que atinge a superfície da terra.

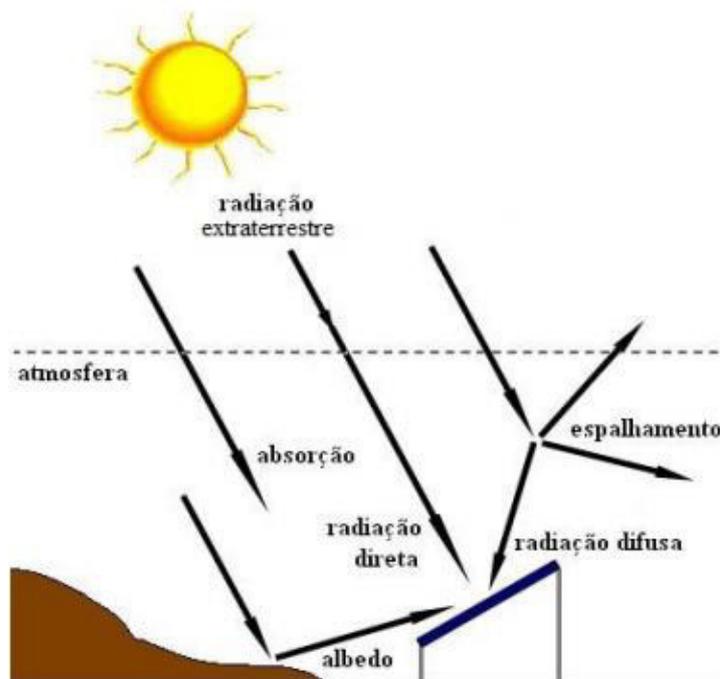


Fonte: Adaptada de Liou (2002).

Quanto aos comprimentos de onda, o gráfico 2 divide os tipos de radiação em luz visível e radiação infravermelha, que compõem a maior parcela da irradiação solar, enquanto menos de 7% desse valor corresponde ao terceiro tipo: radiação ultravioleta (LIOU, 2002).

Quanto à forma de propagação a radiação solar divide-se em radiação direta, difusa e albedo, como mostra a figura 1. Enquanto a componente direta não sofre deflexão, sendo responsável por sombras nítidas, a componente difusa, por enfrentar obstáculos em sua trajetória (vapor d'água, gases, poeira e o componentes do ar), sofre desvios antes de atingir uma superfície opaca. O albedo é o resultado da reflexão da radiação solar em superfícies inclinadas do entorno (PINHO e GALDINO, 2014).

Figura 1 – Componentes da radiação solar.



Fonte: Pinho et. al., (2008).

Segundo Pinho e Galdino (2014) constante solar não representa o valor efetivo a atingir a superfície terrestre, devido as reduções que atmosfera terrestre impõe sobre a radiação inicial, tais como absorção, reflexão e espalhamento. É adotado o valor 1 kW/m² solar como constante efetiva para padrões de ensaio a pressão atmosférica de 1 atm e temperatura ambiente de 20 °C (GOSWAMI, 2015).

2.2 Efeito Fotovoltaico

A conversão direta de energia fotovoltaica em eletricidade sem a presença de um processo térmico dá-se em materiais semicondutores, que por sua vez, são capazes de produzir corrente elétrica ao serem excitados por fótons provenientes da fonte solar. Este fenômeno foi observado pelo físico francês Alexandre-Edmond Becquerel (1820-1891), que demonstrou a essência da aplicação fotovoltaica por meio um material semicondutor capaz de gerar diferença de potencial elétrico ao ser excitado pela luz solar (PINHO e GALDINO, 2014).

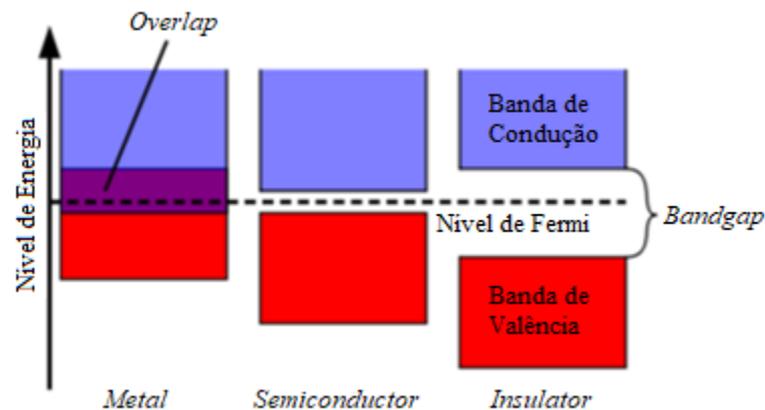
Segundo Goswami (2015) o comportamento dos semicondutores é explicado pela disposição dos elétrons nos orbitais em volta do núcleo, de forma a existir uma quantidade mínima de energia necessária para manter a estabilidade dessa configuração. Esses materiais, tem seus elétrons distribuídos em camadas e subcamadas – estabelecidas pelas forças de atração do núcleo – de tal forma que as camadas mais internas requerem uma quantidade maior de energia proveniente de uma fonte externa para romper essas forças, fazendo com que os elétrons da camada mais externa – camadas de valência – sejam os mais suscetíveis a interagir com elétrons de átomos vizinhos.

Quando os elétrons mais externos são excitados a ponto de saltarem para fora do átomo de origem, o tornando um íon de carga positiva, e ser ligado a um átomo vizinho, o tornando o íon de carga negativa, as forças de atração entre tais íons com cargas opostas ocasionarão a ligação iônica (GOSWAMI, 2015).

Alguns elétrons da camada de valência podem ser tão energeticamente ativos e suficientemente distantes do núcleo que a impressão de uma mínima força os causariam um deslocamento para fora do átomo. Esses elétrons são responsáveis pela condução de calor e eletricidade e tal região é chamada de banda de condução. A diferença energética entre o elétron na camada de valência e o elétron na camada anterior é chamada de banda proibida ou *bandgap* (GOSWAMI, 2015).

De uma forma geral, GOSWAMI (2015) infere que materiais com banda condução completa tendem a possuir *bandgaps* vazios (superiores a 3 eV) são chamados de *isolantes*, enquanto materiais com banda de condução relativamente vazias e *bandgaps* preenchidos classificam os materiais como *condutores* – representados majoritariamente pelos metais; logo os materiais com banda de condução parcialmente preenchida e *bandgaps* inferiores ou iguais a 3 eV e suficientemente superiores a zero classificam os semicondutores. A figura 2 exibe uma relação entre níveis de energia e a classificação dos materiais quanto à condução de eletricidade.

Figura 2 – Diagrama de bandas de energia.



Fonte: Adaptada de Hanania et al., (2015).

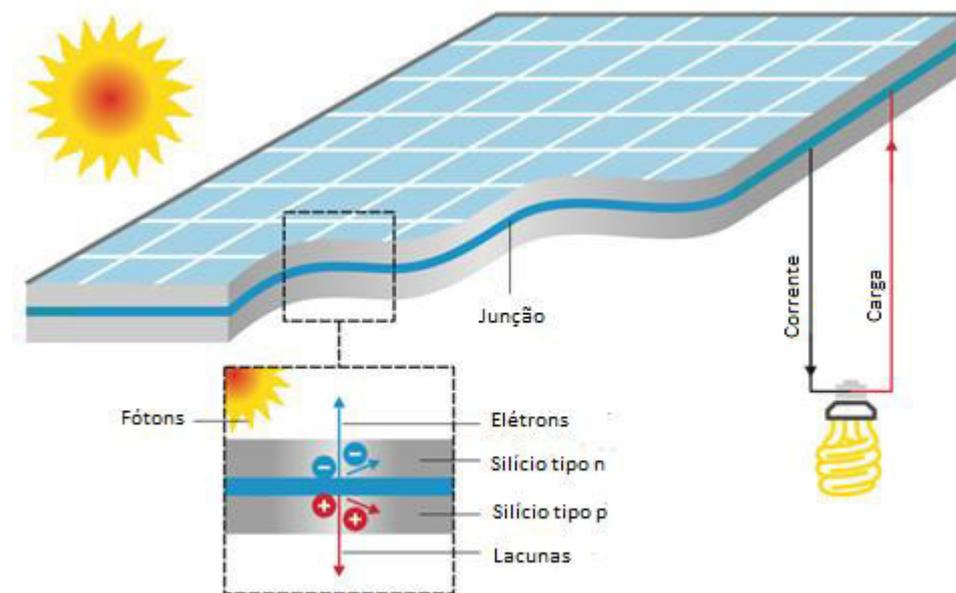
Semicondutores podem ser intrínsecos ou extrínsecos, sendo os intrínsecos representados por materiais puros e extrínsecos por materiais que possuam impurezas em sua configuração molecular, chamados de dopantes. Dopagem é o processo de inserir materiais cujas camadas de valência apresentam excesso ou deficiência de elétrons em relação ao semicondutor, mesmo que os dopantes sejam eletricamente neutros. Quando a impureza possui mais elétrons de valência que o semicondutor é denominada *dopante-n*, no caso contrário é denominada *dopante-p*, ou seja, o semicondutor p possui menos elétrons de valência do que o semicondutor de referência (GOSWAMI, 2015).

Os semicondutores n possuem potencial para se tornarem íons de carga positiva caso seu excesso de elétrons seja removido, da mesma forma que os semicondutores p possuem potencial para se tornarem íons de carga negativa caso sua deficiência de elétrons seja suprida. Segundo Goswami (2015) define-se como junção pn, a união entre regiões semicondutora p e n, de tal forma que a junção resultante possui carga positiva nas proximidades do material n e carga negativa nas proximidades do material p. Nessa configuração as cargas negativas do lado p restringem o movimento de outros elétrons do lado n para o lado p, por meio das forças elétricas de repulsão, enquanto os elétrons do lado p têm seu deslocamento para o lado n facilitado pelas cargas positivas então presentes. Tais cargas positivas podem ser interpretadas como espaços a se preencher com elétrons, o que faz com que a junção pn tenha o comportamento de diodo.

De acordo com Pinho e Galdino (2014), o efeito fotovoltaico consiste em incrementar a energia dos elétrons da camada de valência em no valor da incidência dos fótons,

em proporção unitária, de tal forma que se essa energia é igual ou maior que o *bandgap* e elétron saltará para a zona de condução, podendo mover-se livremente. Quando a energia é inferior ao *bandgap*, o salto não ocorrerá, fazendo com que a energia dos fótons incremente a energia cinética dos elétrons, o que será manifestado pelo aumento de temperatura. Nota-se que a proporção unitária, ou seja, um fóton pode excitar somente um elétron por vez, torna-se um dos poderosos limitantes de desempenho do semiconductor, fazendo com que a eficiência de conversão fóton-elétron seja baixa nesses materiais.

Figura 3 – Efeito fotovoltaico sobre módulo.



Fonte: Adaptado de IEA, (2011).

Da forma como é ilustrado na figura 3, a incidência de fótons no semiconductor promove uma diferença de potencial elétrico do lado n para o lado p, que é constatada na geração de elétrons livres no lado n, viabilizando, portanto, o posicionamento de um circuito por onde os elétrons livres fluirão até um ponto de aplicação desejada. Nota-se que ao fluir elétrons livres originados do lado n, lacunas com carga positiva surgirão e, assim, parte dos elétrons gerados tentarão retornar ao lado n afim de preencher e eliminar os espaços de carga positiva, logo, a chave para o aproveitamento do efeito fotovoltaico consiste na aplicação de uma camada fina de semiconductor dopado-n em proporção suficientemente menor que a camada semicondutora p, fazendo com que o acúmulo de elétrons no lado n seja reduzido durante a consolidação do efeito fotovoltaico, evitando sobrecarga térmica na estrutura (GOSWAMI, 2015).

Em suma, a tecnologia fotovoltaica consiste na aplicação de materiais semicondutores dopados afim de se transformar a energia do sol em eletricidade, por meio de células fotovoltaicas, sendo o silício o material mais empregado na produção de tais células, cuja dopagem comumente encontrada são o fósforo como impureza para lado negativo e o boro como impureza para o lado positivo. Dessa forma, as células podem ser agregadas em quantidades maiores, atribuindo a este grupo a definição de módulos fotovoltaicos, que podem ser aplicados diretamente em objetos de consumo em corrente contínua (CC) ou em objetos de consumo em corrente alternada (CA), sendo necessária para este caso transformação CC-CA por meio de um inversor fotovoltaico (PINHO e GALDINO, 2014).

2.3 Sistema Fotovoltaico

O SFV pode ser definido como o conjunto de dispositivos responsáveis pela captação, conversão, condução, adequação e controle da energia solar no que se refere a sua transformação em eletricidade. Dessa forma, os elementos básicos do SFV são os módulos e inversores, e banco de armazenamento para o caso de sistemas desconectados da rede.

No SFV chama-se de *arranjo fotovoltaico* a configuração de módulos em série e paralelo que visa gerenciar a tensão e corrente de entrada em um inversor. *String* é a denominação atribuída ao número de módulos em série, dessa forma um conjunto de *strings* constitui um arranjo fotovoltaico.

2.3.1 Módulo Fotovoltaico

Definidos como um agrupamento de células fotovoltaicas conectadas eletricamente, os módulos são a tecnologia comercial pronta disponibilizada para venda pelos fabricantes, sendo a potência pico nominal, em Wp, a principal especificação desse produto. A potência pico indica a geração instantânea módulo sob condições de 1 kW/m² à temperatura fixa de 1 °C, que são as condições de ensaio padrão (LUQUE e HEGEDUS, 2003).

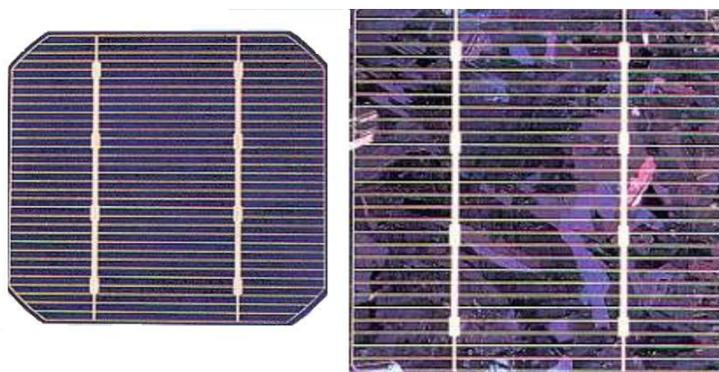
O silício é o material mais empregado na fabricação de células fotovoltaicas, tendo em vista sua qualidade como material semicondutor e sua disponibilidade na natureza, sendo o segundo material mais abundante na crosta terrestre, representando 27,7% do total e ficando

atrás apenas do oxigênio (GOMES, 2018). As principais tecnologias do ramo incluem: silício cristalino e filmes finos semicondutores.

Classifica-se o silício cristalino quanto à pureza: em monocristalino (único cristal) ou policristalino (múltiplos cristais). De acordo com Luque e Hegedus (2003) a tetra valência estável do silício somado a afinidade com o oxigênio faz com que sua forma natural encontrada seja majoritariamente em óxidos e silicatos. O silício sinteticamente isolado oxida com facilidade, o que lhe garante propriedades anticorrosivas.

A extração de cristais do óxido de silício confere a produção de silício monocristalino, nesse caso os cristais são, ainda, desoxidados em fornos de grande porte, então purificados e solidificados. O silício policristalino é produzido de forma semelhante, porém apresenta um rigor térmico e mecânico inferior, em ambos os casos podem ser produzidos pelo corte de lingotes tratados termicamente e no caso específico do silício policristalino, pelo corte em fitas ou deposição em substrato. Dessa forma as células de silício mono cristalino tornam-se mais eficientes, porém de custo superior à opção policristalina (GOSWAMI, 2015). A figura 4 ilustra os dois tipos de célula.

Figura 4 – Célula de silício monocristalino (esquerda) e policristalino (direita).



Fonte: CRESESB (2008).

As células de filmes finos (figura 5) correspondem à aplicação da substância semicondutora fotoreativa em finas camadas de substrato, geralmente vidro. Nesse caso, o silício amorfo é um dos principais materiais utilizados, além do dissileneto de cobre e índio em conjunto do telureto de cádmio (CdTe). Devido a elevada taxa de absorção luminosa desses materiais, uma espessura teórica menor é suficiente para converter a luz solar. A diferença entre os filmes finos e os semicondutores cristalinos está na interligação, as células de filmes finos

são interligadas externamente por meio de enfitamento, o que resulta de ranhuras transparentes entre as células; já as células cristalinas são soldadas umas as outras (GOSWAMI, 2015).

Figura 5 – Célula de filme fino.



Fonte: ASMAC (2019).

De uma forma geral, os módulos podem possuir de 36 a 216 células fotovoltaicas. Em se tratando de silício policristalino, as células são encapsuladas por meio de vidro temperado de alta resistência, material EVA e filme tedlar. O conjunto (figura 6) é acoplado a uma caixa de conexões com os terminais negativo e positivo e uma moldura de alumínio anodizado (PINHO e GALDINO, 2014).

Figura 6 – Estrutura completa dos módulos.



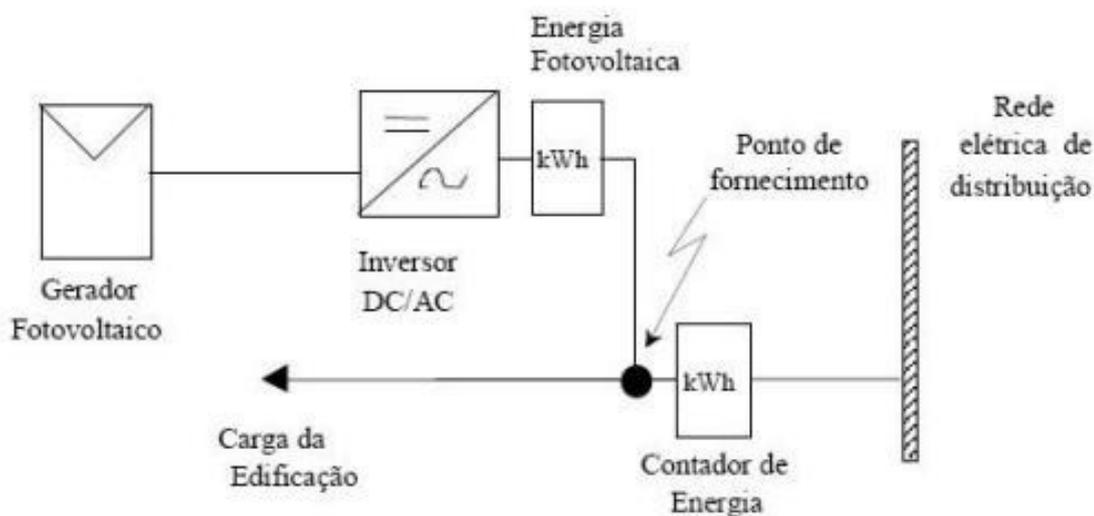
Fonte: Adaptado de ZWS (2019).

2.3.2 Inversor

A natureza contínua da intensidade da corrente elétrica proveniente dos módulos demonstra a necessidade de um equipamento que realize a transformação para corrente ou tensão alternada. Este equipamento é denominado *inversor*.

Em se tratando de sistemas *off-grid*, ou seja, são desconectados da rede e apresentam módulos interligados a um controlador de carga que gerencia a corrente de saída das *strings*, o inversor *off-grid* produz uma tensão com forma de onda que se aproxima de uma senóide, visando minimizar as distorções harmônicas. Nos sistemas conectados à rede, o inversor *grid-tie* – também chamado de *string inverter* – opera sincronizado à rede elétrica, produzindo corrente alternada. A conexão direta à rede, como ilustrada na figura 7, torna-se uma referência de tensão e frequência para o funcionamento desse inversor (DGS, 2013).

Figura 7 – Diagrama esquemático de SFV conectado à rede.



Fonte: Adaptada de Zilles (2008).

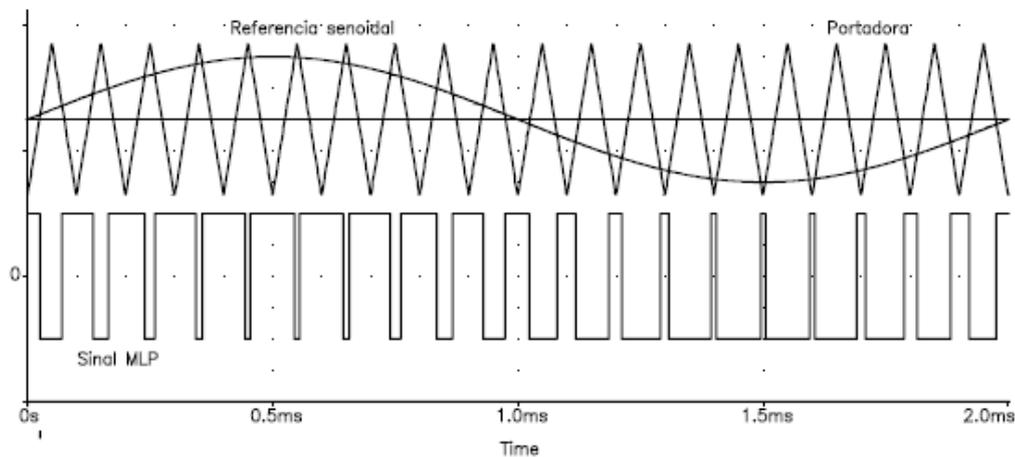
Dessa forma o circuito simplificado de conversão CC-CA consiste na fonte de alimentação CC dirigida a três pares de interruptores em paralelo cujas fases (CA) são saídas individuais dos pares e o acionamento depende da alternância de abertura e fechamento dos trechos chaveados.

O método comumente utilizado por inversores *on-grid* para realizar a conversão CC-CA é a *modulação por largura de pulso*, MLP – ou PWM, *pulse width modulation*. A modulação em alta frequência permite a obtenção de sinal alternado em baixa frequência (sinal

modulado) por meio da comparação com uma tensão de referência (tensão de saída almejada) com um sinal triangular na tensão de entrada (portadora) cuja frequência determina a frequência de comutação do chaveamento (POMILIO, 1998).

Segundo Pomilio (1998) a tensão de saída do inversor é constituída por uma sucessão de ondas retangulares com amplitude igual a tensão de entrada, porém duração variável. Dessa forma a largura das ondas retangulares, definida pela frequência do chaveamento, indicará regiões de menor e maior área de acordo com a referência adotada, fazendo com que o comportamento da onda se aproxime do sinal alternado (senoide).

Gráfico 3 – Modulação em dois níveis de tensão.

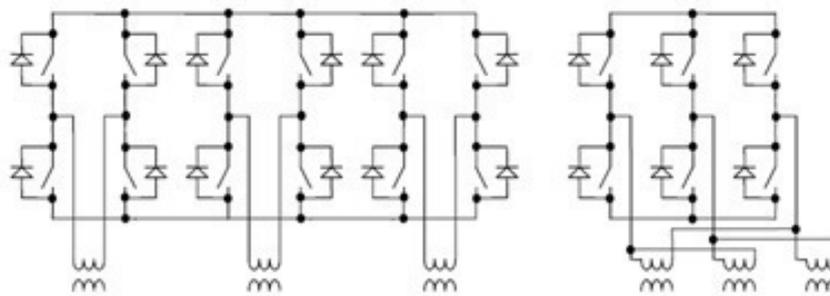


Fonte: Adaptada de Pomilio (1998).

O gráfico 3 mostra uma onda de frequência triangular usada para produção de tensão em dois níveis.

Em se tratando dos inversores trifásicos existem dois arranjos possíveis: uso de três circuitos de conversão CC-CA monofásicos (12 transistores para o controle do chaveamento) também chamado de ponte completa ou o arranjo chamado semiponte (6 transistores) que é o mais utilizado na prática (POMILIO, 1998). A figura 8 mostra as topologias citadas.

Figura 8 – Topologia do inversor em ponte (esquerda) e semiponte (direita).



Fonte: Adaptada de Pomilio (1998).

2.4 Perdas do Sistema Fotovoltaico

Ao longo deste trabalho serão apresentados alguns aspectos de perdas que são aplicáveis ao SFV analisado. Uma parte desses aspectos é intrínseca a condições ambientais tais como sombras, impurezas, temperatura e a outra parte depende das condições dos componentes do sistema: módulos, inversores, condutores. As principais perdas presentes em sistemas fotovoltaicos incluem sombreamento parcial devido à presença de objetos ou bloqueio físico do arranjo, descasamento dos módulos nas conexões ao inversor (*mismatch*), perdas elétricas do inversor, LID (*Light Induced Degradation*), perdas ôhmicas (perdas por efeito joule) nas conexões CC e CA além das perdas térmicas no arranjo e perdas devido a sujidade nos módulos, sendo estas o foco do estudo para as simulações propostas nesse trabalho.

2.4.1 Sombreamento Parcial dos Módulos

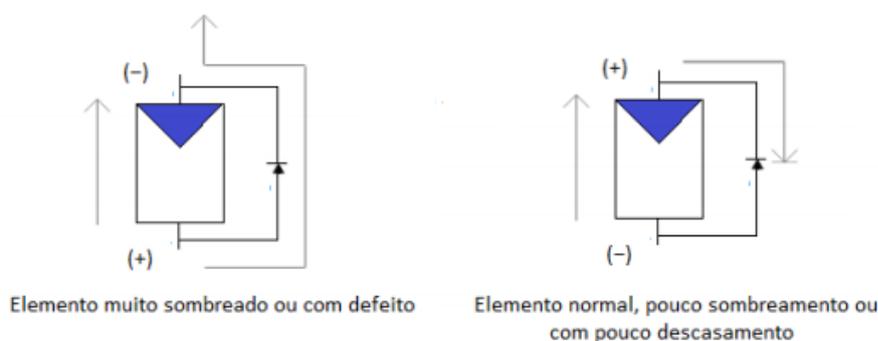
Trata-se do sombreamento dos módulos, geralmente causado pela presença de prédios, árvores e outras estruturas dispostas em altura – incluindo a disposição de módulos adjacentes, que por estarem muito próximos uns dos outros se tornam capazes de bloquear parcialmente a incidência solar sobre o arranjo. Este fator pode ser imprevisível quando se trata da disposição de objetos na superfície dos módulos como por exemplo folhas de árvores, lixo, fezes de animais etc (EKICI e KOPRU, 2017).

Tomando o bloqueio de irradiação solar sobre uma célula do módulo por um objeto – uma folha árvore por exemplo – a ligação em série terá sua amperagem limitada por esta célula, que por receber menos energia radiante, reduz a potência entregue ao inversor. Além

disso a energia não convertida é dissipada em forma de calor e acumulada na célula, formando o que se chama de *hotspot* ou ponto quente, sendo um dos principais causadores do aumento da temperatura do módulo (PINHO e GALDINO, 2014).

Tal problema pode ser contornado pelo uso de diodos *by-pass* – como ilustrado na figura 9 – também chamados de diodos de desvio. Segundo Pinho e Galdino (2014), os diodos de desvio podem ser conectados em paralelo na série de células de modo a oferecer um caminho alternativo para corrente quando ocorre a necessidade de dissipação de potência devido a uma região sombreada, evitando o *hotspot*.

Figura 9 – Esquema de operação do diodo *by-pass*.



Fonte: CRESESB (2017).

2.4.2 Descasamento dos Módulos (*Mismatch*)

O sistema fotovoltaico é composto por arranjos constituídos por associações de módulos ligados a inversores. Essas associações são geralmente em série e paralelo, dessa forma diz-se que um conjunto de *strings* (associações de módulos em série) se conecta a um determinado inversor, como dito anteriormente. Os limites dessa conexão são determinados pelos limites de tensão de circuito aberto e corrente de curto circuito do inversor – V_{OC} e I_{SC} , respectivamente. A potência do inversor, evidentemente, determina a quantidade de módulos a ser conectados em seus terminais (KOIRALA, SAHAN e HENZE, 2009).

Os inversores possuem o *Maximum Power Point Tracking* ou MPPT, que é responsável por captar os pontos de maior potência do arranjo em determinadas condições de tensão e corrente e convertê-los de modo a aproveitar o maior valor potência sem ultrapassar os limites do inversor. Por atuarem em todo o arranjo, é extremamente aconselhado que as *strings* possuam a mesma quantidade de módulos entre si e que os módulos sejam do mesmo

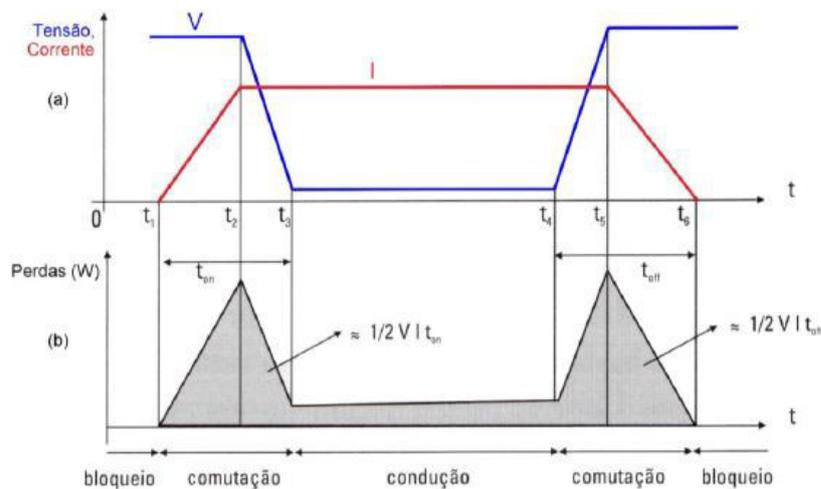
tipo, pois a diferença operacional dos mesmos ocasionaria no nivelamento de tensão-corrente do MPPT pelo valor da *string* com menor potência, no caso de um sombreamento parcial, por exemplo (GOSWAMI, 2015).

2.4.3 Perdas do Inversor

O inversor de um SFV *on-grid*, sendo responsável por transmitir o fluxo de potência para a rede, deve se adequar ao comportamento de onda da tensão de saída, possuindo também a mesma fase e de forma a permitir o paralelismo entre os componentes geradores. Estes se dividem entre inversores comutados pela rede, caso em que há a sincronização com o sinal de referência (rede elétrica) e inversores de comutação forçada em que um circuito eletrônico auxiliar é responsável pela coleta e envio dos parâmetros de referência para o inversor (POMILIO, 1998).

A modulação do sinal de tensão durante a conversão CC-CA compreende três estados de chaveamento do circuito: bloqueio, comutação e condução. As perdas no inversor ocorrem nas etapas de comutação, mostradas no gráfico 4 (PINHO e GALDINO, 2014).

Gráfico 4 – Comportamento de onda tensão/corrente durante chaveamento.



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

No estado de comutação ($t=t_1$) o dispositivo inicia a condução e desencadeia a elevação da corrente ao seu valor máximo ($t=t_2$). A tensão reduz-se até seu mínimo ($t=t_3$) devido a potência resultante – produto tensão-corrente ($V \times I$). Nesta etapa, assim como na sequência

inversa ($t=t_4$), ocorrem perdas por comutação. No estado de condução ($t_3 < t < t_4$) ocorrem as respectivas perdas V_{XI} por condução (PINHO e GALDINO, 2014).

2.4.4 Light Induced Degradation (LID)

Trata-se de uma perda decorrente da exposição do módulo cristalino às primeiras horas de sol durante sua operação. Isso ocorre devido à formação de complexos de boro e oxigênio durante o efeito da exposição à luz (SOPORI et. al., 2012).

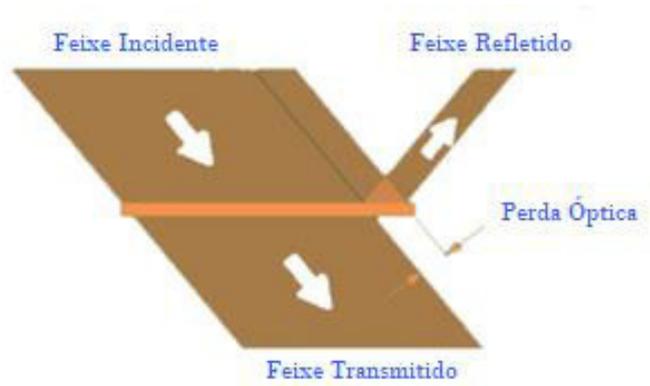
De acordo com Sopori et al. (2012) o processo de fabricação dos módulos pela rota Czochralski, que envolve o derretimento de silício, faz com que o mesmo capte oxigênio ao retornar à sua forma sólida. O oxigênio presente ao ser estimulado pela luz solar nas primeiras horas de exposição do módulo torna-se positivamente carregado e difunde-se na liga silício formando complexos moleculares com o dopante receptor boro. Os grupos boro-oxigênio possuem níveis de energia capazes de capturar elétrons para si em suas vacâncias, diminuindo a capacidade de condução de corrente da junção pn.

2.4.5 Perdas Ópticas

Quando um feixe luminoso incide na superfície de separação entre dois meios com diferentes características uma parcela desse feixe é refletida numa direção simétrica em relação à normal da superfície, com ângulo igual ao ângulo de incidência e o feixe restante é refratado, propagando-se no meio. A intensidade dos feixes refletidos e transmitidos é avaliada pela refletância R e pela transmitância T – propriedades que dependem do tipo de material – e respectivamente representam a razão entre as amplitudes dos campos elétricos de seus feixes em relação ao campo elétrico de incidência. Tal fenômeno pode ser explicado pelos modelos de Fresnel, que descrevem as relações de transmissão e reflexão na interface de dois materiais transparentes com índices de refração n_1 e n_2 (FOWLES, 1968).

Dessa forma as perdas ópticas ou perdas por reflexão correspondem à parcela de incidência solar não aproveitada devido à reflexão parcial de raios solares nas interfaces da superfície do módulo – ar/vidro, vidro/EVA e EVA/célula – evitando a chegada da incidência efetiva na célula (ECO SOLAR, 2019).

Figura 10 – Esquema de reflexão e transmissão em superfície transparente.



Fonte: Adaptado de ECO SOLAR (2019).

2.4.6 Perdas Térmicas

A radiação solar, responsável pelo efeito fotovoltaico, também interfere negativamente na geração ao transferir energia na forma de calor ocasionando o aumento da temperatura interna dos módulos que, por sua vez, limita a tensão de saída do arranjo devido à redução do *bandgap* causada ao material semicondutor. A temperatura de operação do módulo é resultante de um equilíbrio entre o calor gerado pelo módulo e o calor transmitido do módulo para o ambiente ou outros materiais, que pode ocorrer de três formas: condução entre os materiais que estão em contato com o mesmo, convecção entre as correntes de ar que trocam calor com as superfícies superior e inferior do módulo e transferência radiante que as células fotovoltaicas conseguem emitir se estiverem aquecidas em uma temperatura suficientemente alta (GOMÉZ, 2009).

Segundo Gómez (2009) a condução de calor dos módulos ocorre devidos aos gradientes de temperatura entre os mesmos e materiais adjacentes e a capacidade que o módulo tem de transferir esse calor é atribuída a sua resistência térmica condutiva, nesse caso deve ser considerado o efeito global da condução do arranjo contabilizando todas as resistências condutivas dos materiais.

A resistência térmica condutiva R_{cond} medida em $m^2.K/W$ é definida como a razão da espessura L em metros do material por sua condutividade térmica k em $W/m.K$ (INCROPERA et al., 2007):

$$R_{cond} = \frac{L}{k} \quad (1)$$

A convecção ocorre devido a ação do fluido que transfere calor para longe do material ao mover-se sobre a superfície do mesmo. Em módulos fotovoltaicos o vento é o responsável por esse fenômeno e sua velocidade tem forte influência na transmissão de calor. Nesse caso a resistência térmica é atribuída em termos do coeficiente de transferência por convecção h medido em $W/m^2.K$ de acordo com a equação (INCROPERA, 2007):

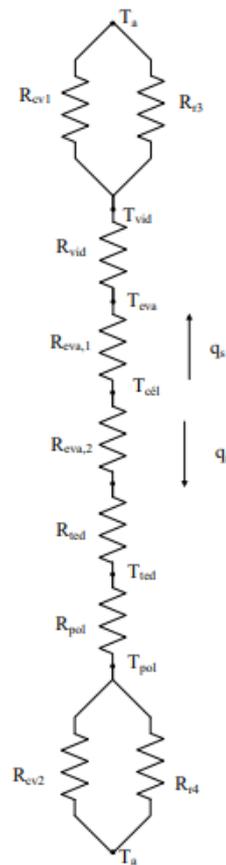
$$R_{conv} = \frac{1}{h} \quad (2)$$

A última forma pela qual o módulo poderia transmitir calor está atrelada a capacidade das matérias de emitir radiação em temperaturas suficientemente altas. Esta propriedade denominada *emissividade*, ϵ , relaciona o potencial de emissão de radiação de um corpo qualquer e um corpo negro, sendo este capaz de emitir radiação em sua totalidade para a superfície. A resistência devido à radiação pode ser expressa em termos do coeficiente de transferência h_r , sendo esse fortemente influenciado pela temperatura do sistema. A equação descreve (INCROPERA et al., 2007):

$$R_{conv} = \frac{1}{h_r} \quad (3)$$

De uma forma geral, pode-se descrever um circuito térmico para o módulo capaz de esquematizar as resistências em série e em paralelo afim de se obter uma equação generalizada para o coeficiente global de transferência de calor U em um módulo fotovoltaico, medido em W/m^2K . Considerando a estrutura básica de um módulo fotovoltaico para um estudo realizado pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Ruschel, Gasparin e Krenzinger (2015) propõem o seguinte circuito térmico (Figura 11):

Figura 11 – Circuito térmico convencional para um módulo fotovoltaico.



Fonte: Ruschel et al., (2015).

O circuito descreve duas seções em paralelo envolvendo as resistências convectivas e radiantes, R_{cv} e R_r respectivamente. Em série têm-se as resistências condutiva: da camada de tedlar, R_{ted} , da camada polimérica, R_{pol} , dos encapsulantes EVA, R_{eva} e do vidro, R_{vid} . Além disso Ruschel, et. al. (2015) propõem que o isolamento polimérico é eficaz em reduzir a transferência de calor pela parte inferior da placa, fazendo com que a parte superior responda pela parcela efetiva do calor perdido, além disso, seu valor de resistência térmica é usualmente superior ao valor das outras partes tornando a queda de temperatura desprezível entre esta camada e o tedlar, dessa forma a temperatura do tedlar pode ser considerada igual a temperatura da célula em operação.

Dessa forma o coeficiente de transferência global pode ser equacionado da seguinte forma (INCROPERA et al., 2007):

$$U = \left(\frac{1}{h_{cv} + h_r} + R_{cond} \right)^{-1} \quad (4)$$

O coeficiente global de transferência de calor é um parâmetro fundamental para

estimativa das perdas térmicas, sendo um dos dados de entrada das simulações propostas por este trabalho.

2.4.7 Perdas Ôhmicas

As perdas ôhmicas são referentes à potência dissipada nos condutores devido à passagem de corrente elétrica capaz de ocasionar o aquecimento dos mesmos. Tais perdas são proporcionais à resistência do condutor (função da resistividade elétrica) e ao quadrado da corrente conduzida e são interpretadas como uma queda de tensão deduzida a diferença de potencial na fonte, podendo ser contabilizada também em percentuais da potência total do arranjo (VILLATE, 2014).

Segundo Villate (2014) a resistividade de um material tem forte dependência da temperatura, o que é explicado pelo Efeito Joule devido ao fato de que o calor dissipado é proveniente das colisões entre os átomos e elétrons em condução fazendo com que as moléculas vibrem com mais intensidade, aumentando, portanto, a temperatura. A resistividade elétrica ser equacionada da seguinte forma:

$$\rho = \rho_{20}[1 + \alpha_{20}(T - 20)] \quad (5)$$

O termo ρ representa a resistividade – medida em Ωm – enquanto α representa o coeficiente de temperatura. O índice 20 indica o valor da propriedade na temperatura de 20 °C. Esta expressão empírica assimila uma vasta quantidade de materiais de forma satisfatória e pode ser aplicada para estimar o valor da resistência elétrica em função da resistividade por meio da equação adaptada de Villate (2014):

$$\mathbf{r} = \frac{\mathbf{R}}{\mathbf{L}} = \frac{\rho}{\mathbf{A}} \quad (6)$$

Em sistemas fotovoltaicos a resistência é um parâmetro importantes para o cálculo das perdas por Efeito Joule no arranjo, sendo um dos dados considerados na simulação proposta neste trabalho.

2.4.8 Perdas por Sujidade

Estas perdas estão associadas ao acúmulo de impurezas provenientes do ar na superfície dos módulos, ocorrendo mais intensamente em áreas industriais ou com grande tráfego de automóveis, ou mesmo em áreas com clima seco. Além dos fatores do ambiente o próprio design do módulo pode contribuir para o acúmulo caso o mesmo possua bordas em relevo. A água da chuva contribui para amenização do problema, visto que a sujeira pode ser carregada para fora da superfície caso a mesma possua uma inclinação mínima aceitável para que a ação a gravidade promova uma *autolimpeza* (DGS, 2013).

Segundo Maghami et al. (2016) há duas razões particulares e independentes para que um módulo sofra acúmulo de sujeira: propriedades dos componentes da sujeira (geralmente poeira ou areia) e condições do ambiente. As propriedades da sujeira consistem no tamanho do pó, forma, componentes químicos e peso médio enquanto as condições do ambiente são o clima, composição geológica e vegetação.

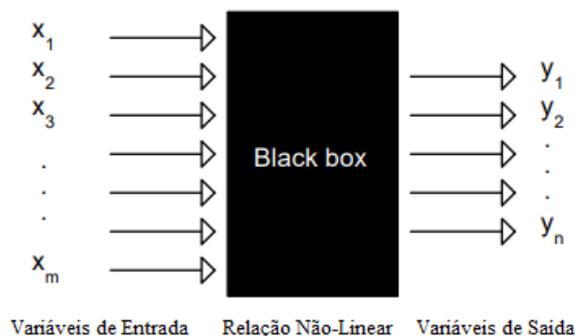
Dessa forma o acúmulo impurezas pode ser interpretado como um sombreamento parcial dos módulos, sendo dividido em duas categorias: quando o ocorre de forma leve, também denominado *soft shading*, ou *hard shading* – quando o acúmulo se concentra de forma homogênea em uma ou mais células. Enquanto o *soft shading*, poluição atmosférica por exemplo, afeta a corrente de saída do módulo sem alterar a tensão o *hard shading* consegue bloquear a incidência solar na célula, este reduz a diferença de potencial do módulo – nesse caso ainda há geração de energia, porém a mesma terá corrente e tensão reduzidas (MAGAMHI et al., 2016).

Um estudo realizado por Javed et. al. (2017) em Doha, Qatar, avaliou os efeitos de parâmetros climáticos tais como velocidade do vento (WS), direção angular do vento (WD), umidade relativa do ar (RH), temperatura ambiente (T_a) e concentração de poeira (PM_{10}) sobre o *cleanness index* (ΔCI) – parâmetro indicador das perdas percentuais de potência devido ao acúmulo de partículas do ar em superfícies. Tal estudo utilizou uma abordagem ANN, *artificial neural network*, e comparou com um modelo de regressão linear que considera as mesmas variáveis de entrada.

Segundo Zupan (1994) o ANN é um método estatístico que explora correlações de múltiplas variáveis de entrada e saída cujo comportamento da interdependência da mesma é desconhecido. Funciona como uma caixa preta colhendo vários segmentos de informação na entrada e avaliando o relacionamento das variáveis com a saída. Este método mostra-se bastante efetivo na análise de variáveis cuja dependência é não-linear. O nervo artificial é um apetrecho

matemático que visa imitar o nervo biológico, ou seja, aceitar e interagir com diferentes sinais (variáveis de entrada) de vários nervos vizinhos e processá-los de forma simplificada e dependendo das condições desse processamento o nervo pode emitir um sinal de saída (variável de saída) ou não – que pode ser 0 ou 1, ou mesmo um valor real entre eles – sendo a natureza da informação o responsável por essa saída que pode ser binária/não-binária.

Figura 12 – Esquema ANN representado por caixa preta.



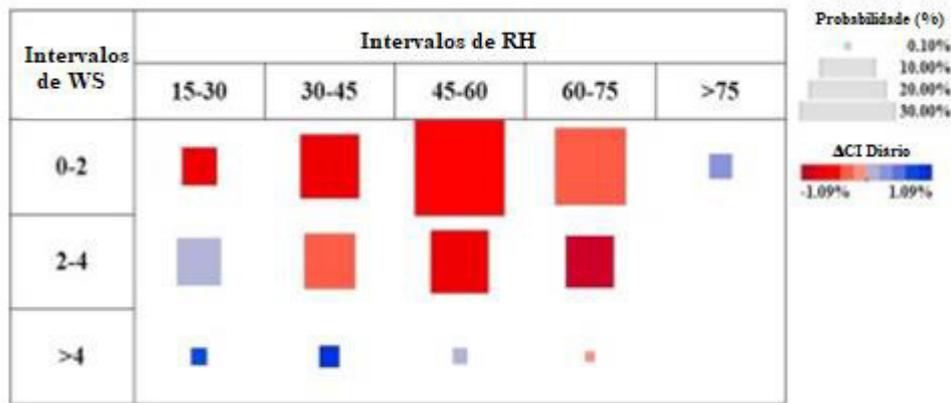
Fonte: Adaptada de ZUPAN (1994).

Matematicamente, um vetor X de dimensão m representando a variável de entrada é processado por uma função $f(X)$ que é composta por duas partes: uma função de rede, *Net* e uma função de transferência, *Transfer*, que transpõe o valor da função net em uma rotina não-linear para um valor de saída y . A função *Net* é uma combinação linear das variáveis de entrada x_1, x_2, \dots, x_m multiplicadas por pesos w_{ji} enquanto a função *Transfer* é processa a combinação para lançar na saída um sinal y_{ji} . O comportamento da função de transferência pode ser avaliado por meio de distribuição do teorema do limite central, sigmoidal ou base radial, sendo a distribuição sigmoidal a mais aplicada em estudos ANN (Zupan, 1994).

O estudo de Javed et. al. (2017) denotou valores negativos e positivos para a média estimada do cleanliness index. Valores positivos de ΔCI , segundo os autores, ocorrem devido a ressuspensão das partículas depositadas enquadro valores negativos indicam uma perda efetiva no desempenho do módulo. O estudo mostrou que WS e RH são as variáveis de influência majoritárias no acúmulo de sujeira no módulo e afetam mutuamente o ΔCI , sendo a velocidade do vento o parâmetro mais forte. Foi determinado que o aumento de WS causava o aumento da sujidade, mas que esse comportamento se sustentava apenas para $0 \leq WS \leq 4$ m/s, a partir da velocidade de 4 m/s a sujidade diminuiria pelo efeito da ressuspensão de partículas. Em se tratando a umidade relativa, o as perdas por sujidade decresceram à medida que RH aumentou

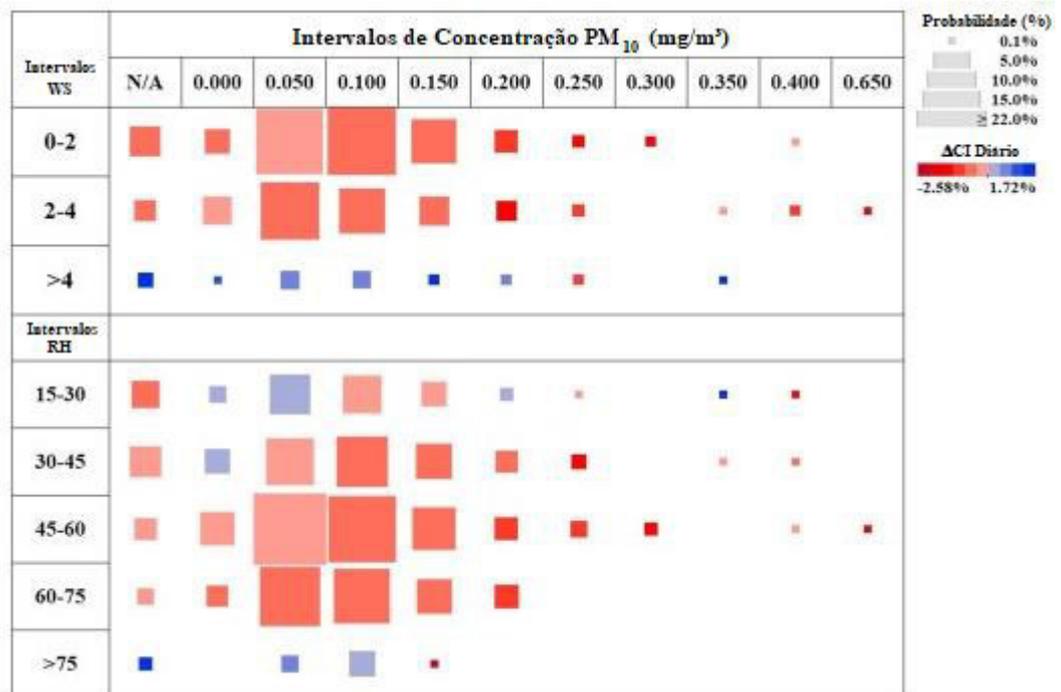
para a faixa $0 \leq RH \leq 60\%$ e isso mostrou-se mais evidente em concentrações baixas até médias de particulados com $PM_{10} \leq 0.250 \text{ mg/m}^3$. Os autores especulam que esse efeito ocorre devido a condensação de partículas de água no ar durante a noite que pode ocasionar uma limpeza parcial da superfície do módulo.

Gráfico 5 – ΔCI médio diário em vários intervalos de WS e RH e probabilidade da ocorrência do valor médio em cada intervalo.



Fonte: Adaptada de Javed et. al. (2017).

Gráfico 6 – ΔCI médio diário em vários intervalos de WS, RH, PM_{10} e probabilidade da ocorrência do valor médio em cada intervalo.



Fonte: Adaptada de Javed et. al. (2017).

2.5 Softwares de Trabalho

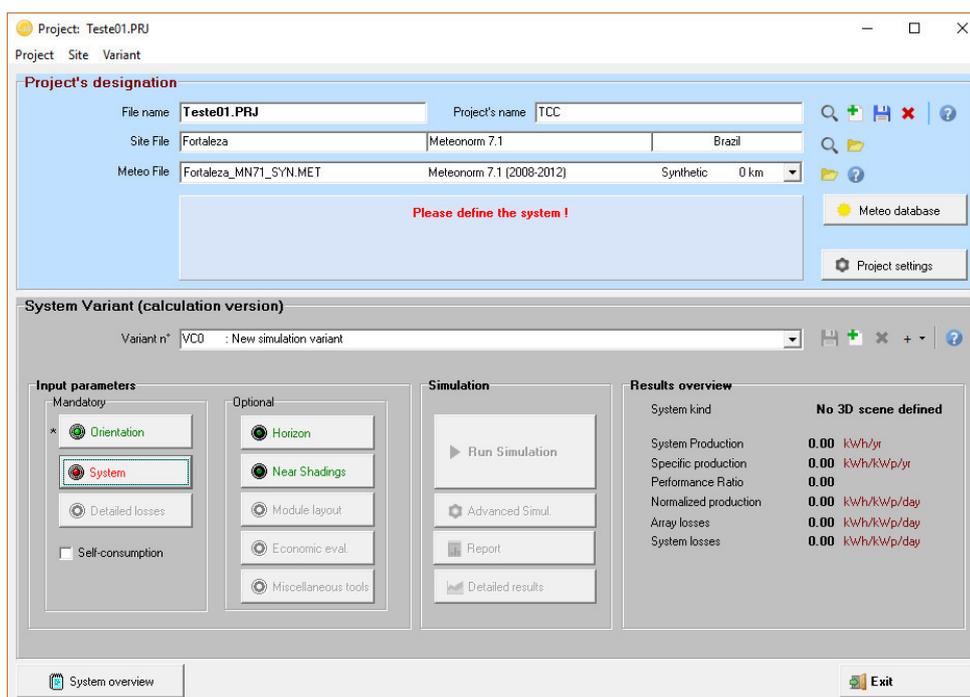
Neste trabalho foi utilizado o *Pvsyst*® para realização das simulações e *PowerTrack*® para medição de dados do SFV Pacajus CE.

2.5.1 *Pvsyst*® Photovoltaic Software

O *Pvsyst*® encontra-se na versão 6.7.8 e contempla ferramentas para modelagem, dimensionamento e simulação de sistemas fotovoltaicos conectados e desconectados da rede provendo recursos para análise de desempenho e gerenciamento de SFVs. O mesmo possui uma ampla rede de dados operacionais de módulos fotovoltaicos e inversores de vários fabricantes, dados geográficos e meteorológicos para utilização em projetos que podem ser usados por engenheiros, arquitetos e pesquisadores.

Em se tratando de um projeto *on-grid* com local e dados meteorológicos definidos o projetista pode construir variantes de simulação e definir os parâmetros do sistema. Na janela *System Variant* a simulação é preparada. A mesma contém três seções principais: *Orientation*, *System* e *Detailed Losses* – como mostra a figura 13.

Figura 13 – Janela da seção *System Variant* do *Pvsyst*.



Fonte: Autor.

Na seção *Orientation* são definidos o tipo de sistema e as características geométricas do mesmo: posição em relação ao plano, inclinação dos módulos etc.

Na seção *System* é feito o dimensionamento do arranjo por meio da escolha dos módulos e dos inversores, que estão disponíveis em um painel de seleção que distingue os equipamentos pelo fabricante e modelo. Cada modelo possui uma aba oculta contendo suas características operacionais.

Nesta seção também é possível analisar a capacidade do sistema escolhendo a quantidade de módulos e inversores avaliando a potência pico e potência alternada. Dessa forma a sobrecarga – potência pico acima da potência total dos inversores - também é dimensionada.

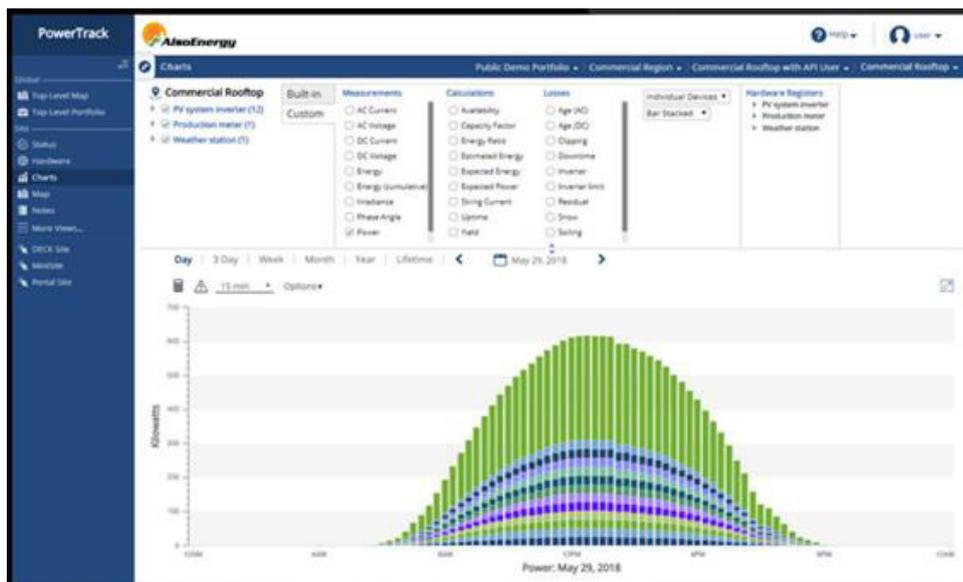
Na seção *Detailed Losses* o simulador recebe os parâmetros de entrada referentes as perdas consideradas para o projeto. O mesmo conta com opções *default* recomendadas pelos desenvolvedores. No anexo deste trabalho é mostrado as janelas de perdas dessa seção.

Após a finalização o simulador gera um relatório que expressa as informações gerais do sistema, detalhes geométricos do arranjo, as perdas detalhadas e geração líquida, perfil anual de geração e a performance do sistema de acordo com os critérios adotados.

2.5.2 *PowerTrack® Software*

O *PowerTrack®* software coleta, processa e armazena dados oriundos do *PowerSystem® hardware* que inclui os sensores, dispositivos medidores, câmeras e monitores, dispositivos de comunicação. A solução permite monitoramento à distância dos parâmetros envolvidos no diagnóstico de desempenho da planta fotovoltaica. O software possui os seguintes módulos: diagnóstico, análise, laudo, sistema computadorizado de gerenciamento de manutenção e gerenciador de ativos.

Figura 14 – Janela de entrada do *PowerTrack® Software*.



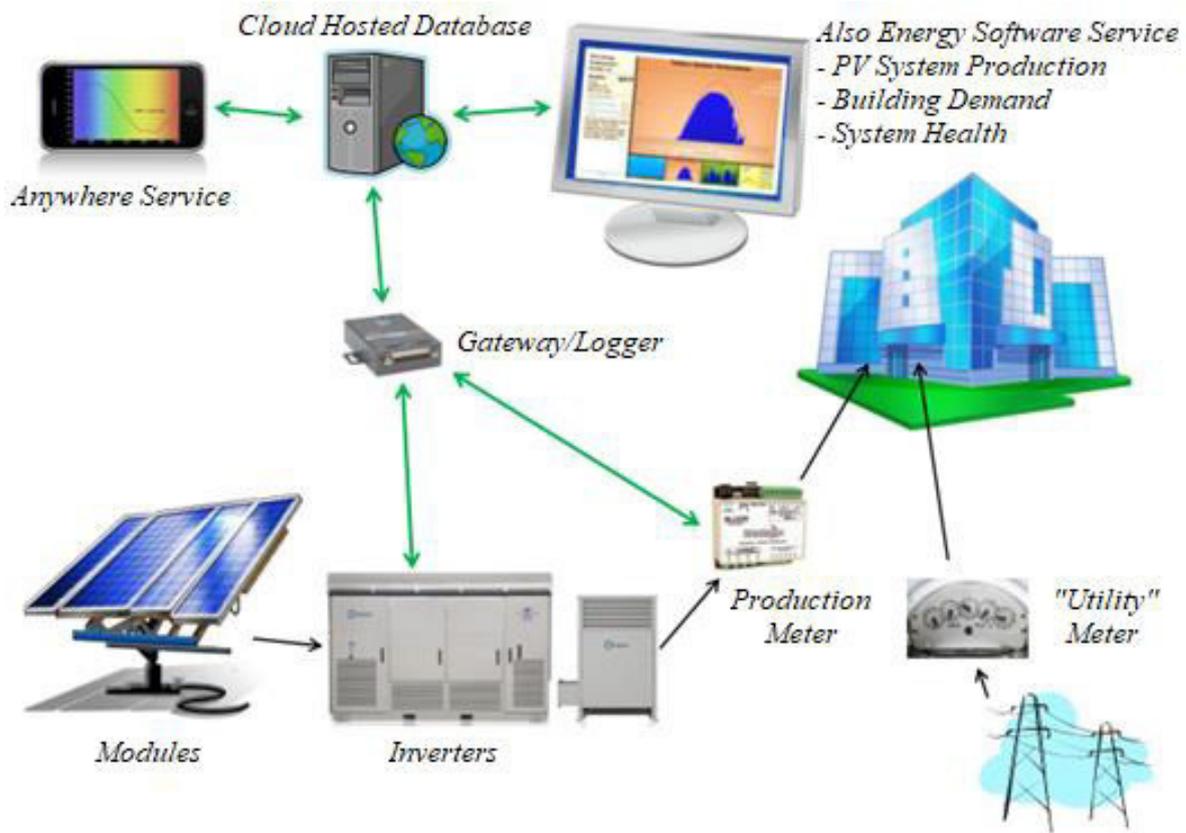
Fonte: Also Energy (2019).

Dados de geração medidos em intervalos de cinco minutos podem ser coletados e exportados pelo software, em formato de planilha em Excel, estes podem receber um tratamento matemático para sintetizar as informações. Dessa forma pode se avaliar o desempenho do parque desde a instalação.

O kit do sistema de medidor é composto por um hardware que inclui um *Gateway/ Data Logger* – conectado à saída dos inversores – para coleta e tradução dos protocolos *modbus*, medidor de produção Elkor® MII acompanhando de transformadores de corrente para garantir a acurácia do sistema, fonte de alimentação 100 - 240 VAC 50/60 Hz, padrão RS-485 responsável pela transmissão diferencial de dados, filtros de linha da conexão ethernet e bloco de terminais e fusíveis.

De uma forma geral o *PowerTrack*® armazena, manipula, organiza e envia os dados para uma base de coleta à disposição do instalador permitindo o monitoramento do sistema fotovoltaico à distância.

Figura 15 – Esquema de monitoramento do *PowerTrack*® software.



Fonte: Adaptado de Also Energy (2010).

3 METODOLOGIA

As simulações foram feitas por meio do *Pvsyst® Photovoltaic Software*, o mesmo modela o SFV considerando uma ampla variedade de dados de entrada, incluindo dados painel, do inversor, do ambiente o qual se deseja fazer a instalação, da geometria e conformação espacial dos subsistemas, e também das perdas.

Os dados de operação foram colhidos por meio do *PowerTrack® software* pertencente ao grupo *AlsoEnergy*. O mesmo dispõe de sensores instalados nas imediações do SFV e faz o acompanhamento diário da geração retornando valores em intervalos de minutos de forma contínua e definida pelo operador. A leitura dos dados é obtida com referência ao QGBT (Quadro de Distribuição de Baixa Tensão), logo para este trabalho será desconsiderada a modelagem da subestação e dos parâmetros referentes ao ponto de conexão à rede.

Dessa forma o trabalho divide-se em duas etapas principais:

a) Modelagem: esta consiste no levantamento de dados e estudos de publicações, sistemas instalados, referências bibliográficas e internet que avaliaram perdas em módulos fotovoltaicos, sobretudo perdas térmicas e sujidade, por meio dos quais serão estimados valores necessários para a simulação do sistema. Esses fatores foram trabalhados e confrontados com afim de se obter uma visão global dos efeitos diretos e indiretos das perdas nos resultados de simulação de um sistema fotovoltaico;

b) Simulação: esta consiste na aplicação do software utilizando todos os dados trabalhados na primeira etapa para gerar curvas de geração e desempenho do sistema e confrontá-las com as curvas reais obtidas pela estação do monitoramento da planta instalada. Dessa forma será feita uma análise por meio de gráficos e tabelas visando explorar os erros de simulação, suas possíveis causas e que aspectos podem ser considerados para melhorar as previsões de simulação.

3.1 Visão Geral do Sistema

O SFV Pacajus CE está localizado nas proximidades da rodovia brasileira 116, zona rural do município de Pacajus, estado do Ceará e ocupa aproximadamente três hectares de terreno (Figura 16).

O sistema foi instalado no empreendimento em 2016 segundo as regras de geração distribuída, estando diretamente conectado à rede elétrica da concessionária do Ceará.

O sistema possui 777,4 kWp constituído de arranjos fotovoltaicos conectados a 26 inversores de 27 kW que totalizam 702 kW de inversões em capacidade instalada. São 2990 módulos de 265 Wp dispostos em estrutura metálica fixa estaqueada no solo que, por sua vez, é dividida em mesas - conjuntos estruturais que comportam três *strings* em paralelo.

A estrutura de fixação é do modelo Alusistemi, fabricada com aço galvanizado a quente segundo a norma EN ISO 1461 e examinada conforme testes de carga horizontal e teste tração/compressão.

Figura 16 – Sistema Fotovoltaico Pacajus CE.



Fonte: Autor.

A conexão elétrica é feita por meio de condutores de cobre com isolamento eprotenax e inicia-se dos módulos mesas até o ponto de lançamento na rede:

- i. Partindo dos módulos, as *strings* são conectadas as *stringboxes*: 05 *strings* de 23 módulos, por inversor;
- ii. As *stringboxes* conectam os módulos aos inversores, sendo uma 01 *stringbox* por inversor;
- iii. Os condutores de saída do inversor vão para os QCAs – Quadro de Corrente Alternada, que contêm os disjuntores de saída. No total há cinco quadros, dois contendo as ligações de 06 inversores cada, dois contendo as ligações de 05 inversores cada e um contendo a ligação de 04 inversores;
- iv. Os QCAs são divididos em em dois rumos QPCAs – Quadro de Proteão de Corrente

- Alternada. Cada um dos QPCAs contém um disjuntor geral;
- v. O disjuntor geral de cada quadro é levado a um transformador de 500 kVA que lança a energia gerada em rede primária de 13.8 kV. No total há dois transformadores.

3.1.1 Especificação dos Módulos

Os módulos instalados são de silício policristalino da fabricante chinesa Jinko Solar®, no modelo EN-JKM260P-60(4BB) cujos dados estão sintetizados na tabela 1:

Tabela 1 – Módulo Jinko Solar®.

Modelo	EN-JKM260P-60(4BB)
Potência Pico	260 Wp
Corrente de Curto-Circuito (I _{sc})	8.98 A
Tensão de Circuito Aberto (V _{oc})	38.1 V
Dimensões L x W x H	1650 x 992 x 40 mm

Fonte: Autor.

3.1.2 Especificação dos Inversores

Os inversores instalados são conversores CC-CA trifásicos da fabricante austríaca Fronius® do modelo FRONIUS ECO 27.0-3-S cujos dados estão sintetizados na tabela 2:

Tabela 2 – Inversor Fronius® Eco.

Modelo	FRONIUS ECO 27.0-3-S
Potência Nominal	27 kW
Máxima Corrente de Entrada (CC)	44.7 A
Faixa de Tensão Min-Max na Entrada	580 V – 1000 V
Máximo Corrente de Saída (CA)	39 A
Tensão na Saída	380/220 V
Frequência	50/60 Hz
Dimensões L x W x H	225 x 510 x 725 mm

Fonte: Autor

3.1.3 Dimensionamento do Sistema

Esta seção se refere aos dados básicos do circuito global da usina – descritos na tabela 3 – partindo das *strings* e com detalhamento do condutor e parâmetros IxV:

Tabela 3 – Dados do Circuito do SFV Pacajus Ceará.

TRECHOS DO CIRCUITO	
	STRING01.a.STRING05-STRBOX
Tensão de Circuito Aberto (V_{oc})	876.30 V
Corrente de Curto-Circuito (I_{sc})	8.37 A
Bitola do Condutor	6 mm ²
Resistência do Condutor x Percurso	6.10 [Ω /km] x 20 [m]
Observação	01 Condutor CC
	STRBOX01.a.STRBOX26-INVERSOR
Tensão de Circuito Aberto (V_{oc})	876.30 V
Corrente de Curto-Circuito (I_{sc})	44.90 A
Bitola do Condutor	16 mm ²
Resistência do Condutor x Percurso	2.34 [Ω /km] x 80 [m]
Observação	01 Condutor CC
	INVERSOR01.a.INVERSOR06-QCA01
Tensão de Máxima Potência (V_{MPP})	876.30 V
Corrente de Curto-Circuito (I_{sc})	39 A
Bitola do Condutor	16 mm ²
Resistência do Condutor x Percurso	2.34 [Ω /km] x 20 [m]
Observação	01 Condutor CA por Fase
	INVERSOR07.a.INVERSOR12-QCA02
Tensão de Máxima Potência (V_{MPP})	850 V
Corrente de Curto-Circuito (I_{sc})	39 A
Bitola do Condutor	16 mm ²
Resistência do Condutor x Percurso	2.34 [Ω /km] x 20 [m]
Observação	01 Condutor CA por Fase
	INVERSOR13.a.INVERSOR17-QCA03
Tensão de Máxima Potência (V_{MPP})	850 V
Corrente de Curto-Circuito (I_{sc})	39 A
Bitola do Condutor	16 mm ²
Resistência do Condutor x Percurso	2.34 [Ω /km] x 20 [m]

Observação	01 Condutor CA por Fase
	INVERSOR18.a.INVERSOR22-QCA04
Tensão de Máxima Potência (V_{MPP})	850 V
Corrente de Curto-Circuito (I_{SC})	39 A
Bitola do Condutor	16 mm ²
Resistência do Condutor x Percurso	2.34 [Ω /km] x 20 [m]
Observação	01 Condutor CA por Fase
	INVERSOR23.a.INVERSOR26-QCA05
Tensão de Máxima Potência (V_{MPP})	850 V
Corrente de Curto-Circuito (I_{SC})	39 A
Bitola do Condutor	16 mm ²
Resistência do Condutor x Percurso	2.34 [Ω /km] x 30 [m]
Observação	01 Condutor CA por Fase
	QCA01.a.QCA02-QPCA01
Tensão Máxima (V_{MAX})	850 V
Corrente de Curto-Circuito (I_{SC})	234 A
Bitola do Condutor	185 mm ²
Resistência do Condutor x Percurso	0.30 [Ω /km] x 5 [m]
Observação	01 Condutor CA por Fase
	QCA03.a.QCA05-QPCA02
Tensão Máxima (V_{MAX})	850 V
Corrente de Curto-Circuito (I_{SC})	195 A
Bitola do Condutor	185 mm ²
Resistência do Condutor x Percurso	0.30 [Ω /km] x 5 [m]
Observação	01 Condutor CA por Fase
	QPCA01-TRAFO01
Tensão Máxima (V_{MAX})	850 V
Corrente de Curto-Circuito (I_{SC})	390 A
Bitola do Condutor	300 mm ²
Resistência do Condutor x Percurso	0.23 [Ω /km] x 5 [m]
Observação	02 Condutores CA por Fase
	QPCA02-TRAFO02
Tensão Máxima (V_{MAX})	850 V
Corrente de Curto-Circuito (I_{SC})	546 A
Bitola do Condutor	400 mm ²
Resistência do Condutor x Percurso	0 x 5 [m]
Observação	02 Condutores CA por Fase

Fonte: Autor.

4 MODELAGEM DO SISTEMA

Esta seção aborda a determinação e escolha dos parâmetros de entrada da simulação, sobretudo as perdas térmicas e perdas por sujidade. Alguns dos parâmetros são fixos, não podendo sofrer alterações entre as variantes da simulação, visto que o objetivo do trabalho foi explorar critérios de perda. Esses valores incluem: quantidade, especificação e arranjo dos equipamentos na planta, orientação das mesas, uso de algumas opções default do *Pvsyst*® – tais como indisponibilidade do sistema (para manutenções programadas), perdas ópticas, degradação.

Os parâmetros que foram alterados: percentual de sujidade e coeficiente de transferência de calor global. Estes foram testados comparando as possibilidades entre si.

Foram desconsideradas a presença de consumo interno de energia (ventiladores, exaustores etc) por não haver consumo significativo registrado.

A medição encontra-se instalada antes do transformador externo, portanto as perdas no cobre e no ferro serão desconsideradas. Não há medição de radiação *in site* disponível para o período estudado.

4.1 Modelagem dos Parâmetros Fixos

A tabela 4 apresenta os valores fixos adotados para o sistema de acordo com as especificações de dimensionamento da instalação:

Tabela 4 – Parâmetros Fixos do Sistema.

<i>ORIENTATION</i>	
Tipo de Estrutura	Fixa no solo
Inclinação dos Módulos (<i>Tilt</i>)	10°
Ângulo Azimute	0°
<i>SYSTEM</i>	
Módulos	2990
Inversores	26
<i>Strings</i> em Paralelo	5
N° de <i>Strings</i>	130
Sobrecarga em Módulos	10.74%

DETAILED LOSSES	
<i>Ohmic Losses</i>	
Resistência DC	339.2 mOhm
Grupos DC	26 grupos de 5 strings
Resistência CA	Trechos de 16 mm ² , 185 mm ² , 300 mm ²
Trecho 16 mm²	6.10 Ohm/km
Trecho 185 mm²	2.34 Ohm/km
Trecho 300 mm²	0.23 Ohm/km
Observação	Calculado no Pvsyst
Transformador Externo	No.
<i>Module Quality – LID – Mismatch</i>	
Perda de Eficiência do Módulo	-0.8% – <i>Default</i>
Fator de perda LID	2.0% – <i>Default</i>
Perda de Potência MPP	1.0%/2.5% (Voltagem Fixa) – <i>Default</i>
Observação	Especificado pelo fabricante
<i>IAM Losses (Incidence Angle Modifier)</i>	
Parametrização	ASHRAE – <i>Default</i>
Coefficiente de Parametrização (Bo)	0.5 – <i>Default</i>
<i>Auxiliaries</i>	
	No auxiliary consumption defined
<i>Unavailability</i>	
Time Fraction	1.9%
Períodos	2 semanas/ano
Observação	Definido pelo instalador

Fonte: Autor.

4.2 Modelagem dos Parâmetros Variáveis

A modelagem térmica é feita considerando um efeito combinado de condução convecção e radiação, e isso consiste em determinar uma aproximação razoável para o coeficiente global de transferência de calor por meio de correlações empíricas indicadas por Hammami (2017) e Ruschel et. al. (2015), entretanto, a modelagem de um percentual de sujidade mostrou-se muito complexa além de possuir um quantitativo menor de estudos a respeito, dessa forma este trabalho limita-se a atribuir valores de percentual de impureza indicados estudos e conclusões de Javed et al. (2017) e Cordero et. al. (2018).

4.2.1 Perdas Térmicas

A modelagem térmica resulta de um efeito combinado de condução, convecção e radiação; entretanto os valores para os coeficientes de convecção mostraram-se o maior desafio desta etapa. Dessa forma foram escolhidos dois grupos correlações para estimativa da convecção e apenas uma metodologia para a condução e para radiação, logo a estimativa feita para o coeficiente global de troca térmica – U – será diferenciada pelas opções de convecção apresentadas.

A primeira opção proposta é indicada por Hammami (2017), que estudou os parâmetros térmicos e desempenho de um sistema de armazenamento elétrico alimentado por módulos fotovoltaicos. Nesse estudo há um detalhamento do balanço térmico usado para avaliar o aumento de temperatura nas células. O autor defende o uso da correlação de Churchill-Bernstein (1997) para estimativa do número adimensional Nusselt para a convecção natural e argumenta uma correlação para o Nusselt referente para a convecção forçada, de tal forma que o valor de Nusselt global será usado para encontrar o coeficiente de convecção.

Os valores de Nusselt dependem de parâmetros do fluido e do escoamento, portanto possuem outros importantes parâmetros adimensionais intrínsecos, tais como Prandtl (Pr), Reynolds (Re), Grashoff (Gr) e Rayleigh (Ra). A tabela 5 descreve as propriedades do fluido e do escoamento necessárias para determinar os valores dos adimensionais, a tabela 6 descreve o equacionamento das correlações.

Tabela 5 – Propriedades para cálculo dos números adimensionais.

Propriedade	Símbolo	Unidade
Viscosidade Cinemática	ν	$\frac{m^2}{s}$
Difusividade Térmica	α	$\frac{m^2}{s}$
Coefficiente de Termoexpansão	β	$\frac{1}{K}$
Aceleração da Gravidade	g	$\frac{m}{s^2}$
Gradiente de Temperatura	ΔT	K
Condutividade Térmica	k	$\frac{W}{m K}$
Coefficiente de Convecção	h	$\frac{W}{m^2 K}$

Velocidade do Fluido	v	$\frac{m}{s}$
Comprimento Característico	L_c	m

Fonte: Autor

Tabela 6 – Correlações segundo Hamammi.

Parâmetro	Correlação
Pr	$\frac{\nu}{\alpha}$
Gr	$\frac{g * \beta * \Delta T * L_c^3}{\nu}$
Ra	Gr * Pr
Re	$\frac{v * L_c}{\nu}$
Nu_{forced}	$0.664 * Re^{1/2} * Pr^{1/3}$
$Nu_{natural}$	$\left[0.825 + \frac{0.387 * Ra^{1/6}}{\left(1 + \left[\frac{0.492}{Pr} \right]^{9/16} \right)^{8/27}} \right]^2$
Nu	$\left[Nu_{forced}^3 + Nu_{natural}^3 \right]^{1/3}$
h	$\frac{Nu * k}{L_c}$

Fonte: Autor.

De acordo ficha técnica do módulo, a temperatura máxima suportada pelo módulo em operação é 85 °C, no entanto o máximo valor usual estimado para temperatura de operação seria aproximadamente 60 °C para os estudos de Hammami et. al. (2017), sendo este o valor adotado para o trabalho. O comprimento característico L_c foi calculado pela divisão da área pelo perímetro de módulo. Os parâmetros climáticos da cidade de Pacajus foram coletados pela base de dados *Meteororm* disponível no *Pvsyst*®. Um dos valores importantes dessa base de dados é a temperatura média do ambiente ao longo do ano, medida de 27 °C.

Dessa forma a temperatura de filme – T_f – de 318 K (deduzida do gradiente térmico entre módulo e fluido) será tomada como base para escolha dos valores de fluido. O coeficiente de expansão térmica pode ser considerado como inverso da temperatura de filme. As

propriedades foram interpoladas por meio da tabela de parâmetros termofísicos do ar modelado como gás ideal de acordo com Incropera et. al. (2007). A tabela 7 exhibe os valores coletados e o resultado dos cálculos dos números adimensionais, assim como o valor do coeficiente convectivo segundo Hammami (2017):

Tabela 7 – Parâmetros e cálculos da convecção.

Parâmetro	Valor	Parâmetro	Valor
ν	$1.77008 * 10^{-5}$	T_f	318
α	$2.51640 * 10^{-5}$	Pr	$7.04480 * 10^{-1}$
g	9.81	Gr	$8.76638 * 10^7$
T_s	333	Ra	$6.17574 * 10^7$
T_{db}	300	Re	$7.17503 * 10^4$
β	$3.14465 * 10^{-3}$	Nu_{forced}	158.25940
k	$2.76320 * 10^{-2}$	$Nu_{natural}$	52.87003
v	4.1	Nu	160.20229
L_c	0.30977	h	14.29053

Fonte: Autor.

A segunda opção para o cálculo do coeficiente e convecção consiste em utilizar a correlação linear de Watmuffet (1977) proposta por Ruschel et. al. (2015) cujo dado de entrada é a velocidade de vento. A relação retorna o valor para h expresso na tabela 8:

$$h_{cv} = 2.8 + 3 * V_w \quad (7)$$

Tabela 8 – Correlação e cálculo da convecção segundo Watmuffet.

Parâmetro	Valor
v	4.1
h	15.10000

Fonte: Autor.

Em se tratando da condução térmica o circuito reduzido considerado para a modelagem constitui duas camadas em série de vidro e EVA superior, respectivamente. Os valores típicos para o cálculo da resistência térmica (tabela 9) foram considerados de acordo

com o proposto por Ruschel et. al. (2015):

Tabela 9 – Cálculo das resistências térmicas de condução.

Parâmetro	Valor
L_{vid}	1.05
k_{vid}	$3.2 * 10^{-3}$
R_{vid}	$3.04762 * 10^{-3}$
$L_{EVA_{sup}}$	$1.5 * 10^{-1}$
$k_{EVA_{sup}}$	$1.0 * 10^{-3}$
$R_{EVA_{sup}}$	$3.04762 * 10^{-3}$
R_{tot}	$9.71429 * 10^{-3}$

Fonte: Autor.

Em se tratando da radiação foram coletados parâmetros de emissividade para o vidro e foi considerada uma temperatura de céu de 25 °C. A temperatura ambiente considerada foi a de 27 °C. A equação adaptada de Incropera et. al. (2007) foi utilizada para o cálculo do coeficiente de troca térmica por radiação:

$$h_r = \sigma * \epsilon_{vid} * \frac{(T_s + T_{céu}) * (T_s^2 + T_{céu}^2) * (T_s - T_{céu})}{T_s - T_a} \quad (8)$$

A tabela 10 apresenta os termos da equação segundo Ruschel et. al. (2015):

Tabela 10 – Parâmetros do cálculo do coeficiente de radiação.

Parâmetro	Valor	Unidade
Const. Stefan-Boltzmann, σ	$5.67 * 10^{-8}$	$\frac{W}{m^2 K^4}$
Emissividade do Vidro, ϵ_{vid}	0.91	-
Temp. Módulo, T_s	333	K
Temp. Ambiente, T_a	300	K
Temp. Céu, $T_{céu}$	298	K
Coeficiente de Radiação, h_r	6.89558	$\frac{W}{m^2 K}$

Fonte: Autor.

Através das estimativas do coeficiente de transferência por radiação, resistência térmica de condução e coeficientes convectivos para as duas correlações pode-se fazer uma estimativa para o coeficiente de troca térmica global, U, mostrado na tabela 11.

Tabela 11 – Coeficiente global de troca de calor.

Critério	Valor
	$U = \left(\frac{1}{h_{cv} + h_r} + R_{cond} \right)^{-1}$
Churchill-Bernstein	17.57005
Watmuffet	18.12318
Default Pvsyst®	15

Fonte: Autor.

4.2.2 Perdas por Sujidade

Como explicado anteriormente, não existem correlações consolidadas com validação experimental capazes de englobar diversos fatores do ambiente e do objeto de estudo cujo cálculo retorne um valor que represente o percentual de sujidade estimada para um sistema fotovoltaico. O conhecimento desse parâmetro, seja em médias mensais ou em média anual, é de suma importância para as simulações de SFVs em geral.

Javed et. al. (2017) argumentam em seu estudo que uma faixa de velocidade de vento (WS) até 4 m/s sugere altos índices de impurezas comparado a ambientes com WS superiores cujo efeito de suspensão de partículas contribui para a redução da sujidade. Em Pacajus o WS médio anual foi estimada em 4.1 m/s, esse valor sugere que o ambiente pode sofrer com alta sujidade visto que o valor não é muito superior ao limite estudado.

Aliado a influência da velocidade do vento tem-se a umidade relativa do ar RH cujo crescimento até 60% contribui para redução da sujidade devido ao efeito de condensação de partículas no ar durante a noite. Em Pacajus o RH médio anual foi estimado em 70%, tal valor encontra-se fora do intervalo de resultados das investigações de Javed et. al. (2017).

Segundo Pinho e Galdino (2014) a ocorrência de chuvas promove uma limpeza parcial dos módulos quando os mesmos estão dispostos em inclinação mínima de 10°, tal fator contribui para a redução substancial de perdas por sujidade e deve ser considerado no projeto ao se confrontar as informações sobre o clima local. De acordo com o calendário de chuvas do

estado do Ceará – publicado pela FUNCEME (2019) – as precipitações em Pacajus são concentradas nos meses de janeiro a junho com índices superiores a 75 mm, atingindo historicamente médias máximas de 242.1 mm (abril), o que sugere um perfil de perdas por sujidade inferior nesse período se comparado com o restante dos meses em que as precipitações estimadas variam entre 3 mm e 20.6 mm.

Um estudo realizado por Cordero et. al. (2018) analisou experimentalmente o comportamento da sujidade em módulos instalados no deserto do Atacama, Chile, comparado com valores de sujidade para instalações na cidade de Santiago, Chile. Um dos resultados obtidos foi um valor de 7% para a instalação em Santiago, que possui ocorrência razoável de chuvas e sofre com a poluição urbana.

Tomando como base as informações e estudos citados foi considerado para este trabalho duas propostas para a participação de sujidade na simulação – dispostas na tabela 12 – sendo a primeira considerando um valor de 7% médio anual e a segunda considerando um valor de 3% - que será usado para os meses de janeiro a junho (chuvas concentradas) - e 7% para os meses restantes. O valor default (anual) de 3% do Pvsyst® também será considerado.

Tabela 12 – Percentual de sujidade.

Critério	Valor
Opção 1	7% anual
Opção 2	3%/7% mensal
Default Pvsyst®	3% anual

Fonte: Autor.

Serão feitas cinco variantes de simulação, como mostra a tabela 13:

Tabela 13 – Parâmetros de perda térmica e sujidade para as simulações.

<i>Simulation Variant</i>	<i>Thermal (U)</i>	<i>Soiling (%)</i>
VC00	15 W/m ² K (<i>Default</i>)	3% yearly (<i>Default</i>)
VC01	17.57005 W/m ² K	7% yearly
VC02	17.57005 W/m ² K	3%/7% monthly
VC03	18.12318 W/m ² K	7% yearly
VC04	18.12318 W/m ² K	3%/7% monthly

Fonte: Autor.

5 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Foram produzidas curvas de geração mensal e fator de desempenho para um ano de operação considerando o início no em Setembro/2016 e o término em Agosto/2017. Dessa forma foram avaliados os efeitos dos parâmetros de sujidade e parâmetros de perdas térmicas relacionando os possíveis fatores que influenciaram os resultados obtidos.

A tabela 14 exhibe os valores de geração e performance obtidos pela medição direta do parque no período demandado:

Tabela 14 – Dados do medidor Elkor® MII para o SFV Pacajus CE.

Medição	Geração (MWh)	Performance Factor (%)
Setembro	109.18980	0.75139
Outubro	122.76660	0.79456
Novembro	112.92120	0.77035
Dezembro	104.25120	0.71780
Janeiro	101.44410	0.79275
Fevereiro	90.31090	0.80607
Março	80.62500	0.69982
Abril	92.974400	0.86279
Mai	103.62210	0.84646
Junho	105.09700	0.90725
Julho	101.06500	0.74114
Agosto	120.84600	0.81428

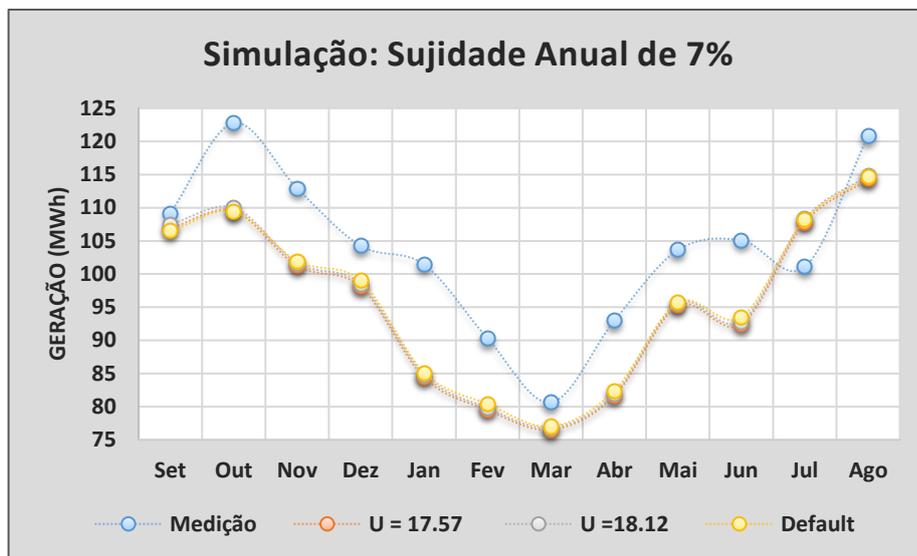
Fonte: Autor.

5.1.1 Avaliação da Geração Elétrica

Em todos os casos de simulação um valor menor para o coeficiente global de troca térmica, U, implica na menor capacidade do arranjo de aliviar a carga térmica gerada nas células, implicando em maiores valores de perda. Dessa forma, o menor valor de U – encontrado na simulação VC00 (*Default*) – será o valor mais conservador para as estimativas.

O gráfico 7 mostra uma comparação entre a medição, a simulação VC00 e as simulações VC01 e VC03, que expressam as curvas para diferentes coeficientes de troca térmica para uma sujidade de 7% anual.

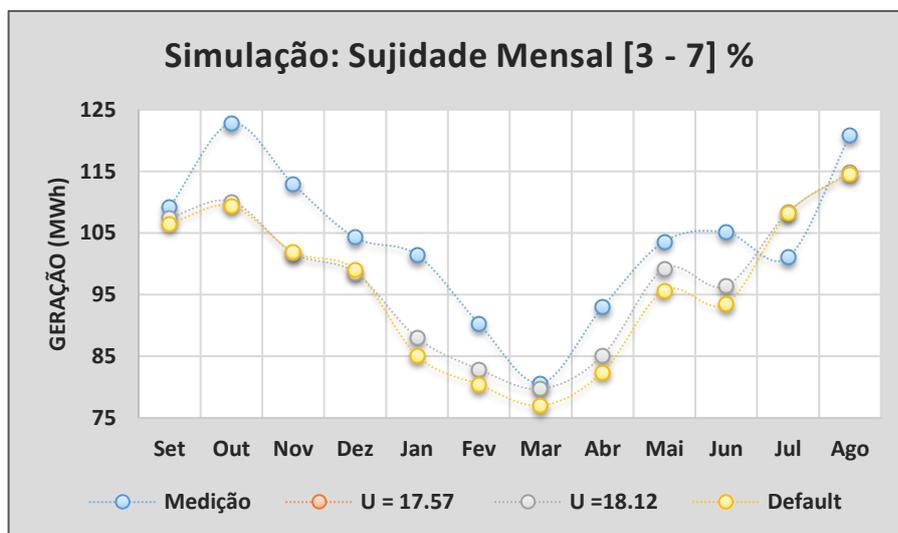
Gráfico 7 – Comparação para simulações com 7% de sujidade anual.



Fonte: Autor.

O gráfico 8 exibe a mesma comparação para as curvas das simulações VC02 e VC04, que possuem diferentes coeficientes de troca térmica com a medição, porém consideram o percentual de sujidade variável mensalmente da forma proposta na modelagem.

Gráfico 8 – Comparação para variantes com sujidade mensal de 3-7 (%).

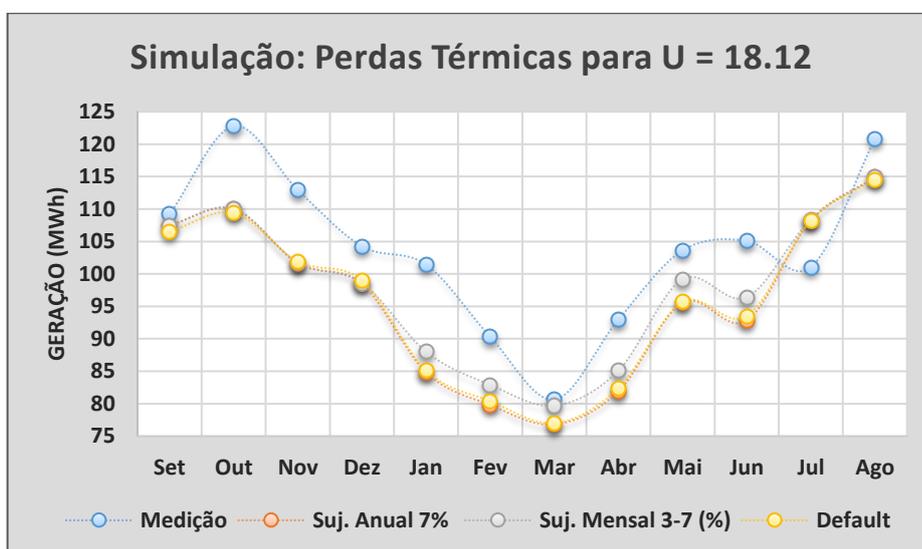


Fonte: Autor.

As curvas para 7% de sujidade anual não demonstram diferença significativa entre si nas variantes de simulação para diferentes coeficientes U, sendo a curva default (VC00) a mais próxima da curva real em valores. Esse comportamento é inesperado à primeira vista, no entanto as curvas para o critério de variação mensal da sujidade sofreram diferença significativa entre si nos meses em que a sujidade foi considerada 3%. Nesse período as curvas default obtiveram o pior resultado em relação à medição e a curva que menos subestimou a performance foi a VC03, que possuía U equivalente a 18.12 w/m².K.

O gráfico 9 demonstra a comparação das curvas de medição e default para os dois critérios de perdas por sujidade.

Gráfico 9 – Comparação para variantes com coeficiente térmico de 18.12 W/m²K.



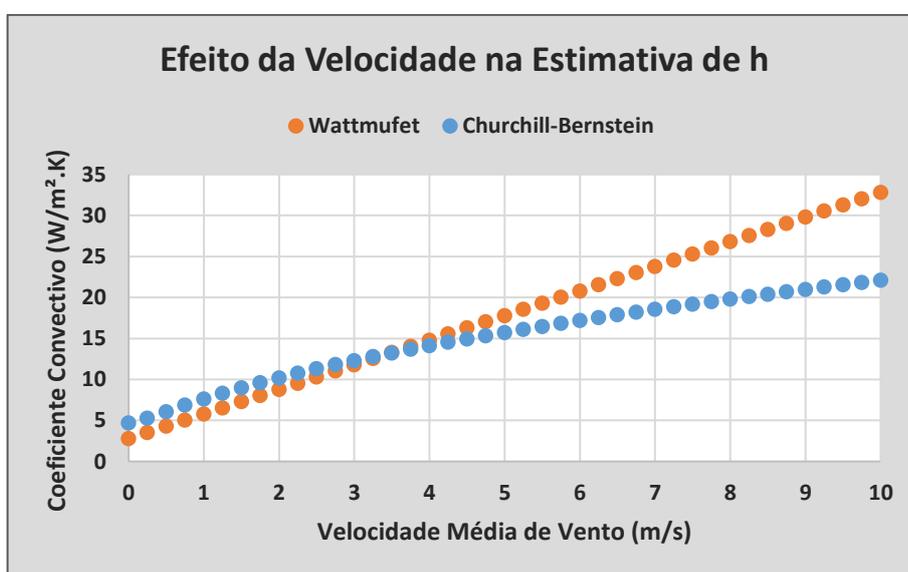
Fonte: Autor.

Esse resultado mostra que uma simulação considerando altos valores de sujidade não necessariamente possuirá curvas com comportamentos diferentes para valores significativamente distintos do coeficiente de troca térmica global. Dessa forma, o quão menor for o percentual de sujidade considerado maior será a diferença nos comportamentos das curvas de geração para valores minimamente distintos do coeficiente global térmico.

Como pode ser observado nas curvas com mesmo critério de sujidade as variantes com coeficientes térmicos estimados pelas correlações de Churchill-Bernstein e Wattlemufet respectivamente não apresentaram diferença significativa. Tal comportamento era esperado visto que os coeficientes estimados em 17.57 e 18.12 W/m².K eram bastante próximos entre si. Isso aconteceu por quê as correlações encontram-se matematicamente em um intervalo de

função muito próximo devido ao valor de velocidade média para a cidade de Pacajus ser estimado em 4.1 m/s. Para velocidades próximas a esse valor as correlações apresentariam valores próximos do coeficiente convectivo h , no entanto essa proximidade numérica não ocorre para velocidades muito baixas em que a correlação de Churchill-Bernstein pode inferir valores substancialmente superiores do coeficiente ou para velocidades muito altas (ainda com Reynolds indicando escoamento laminar) em que a correlação de Wattmufet pode inferir valores superestimados do coeficiente h , como mostra o gráfico 10:

Gráfico 10 – Efeito da velocidade na estimativa do coeficiente convectivo.



Fonte: Autor.

Em velocidades próximas a 5 m/s a correlação de Churchill-Bernstein dispõe valores de h em torno de 15.73 W/m².K contra 17.80 W/m².K para a correlação de Wattmufet. A diferença entre as correlações seria no mínimo 13.16% nesse caso, tratando-se de um valor já preocupante para a validade da estimativa, cuja tendência promoveria o distanciamento absurdo das curvas.

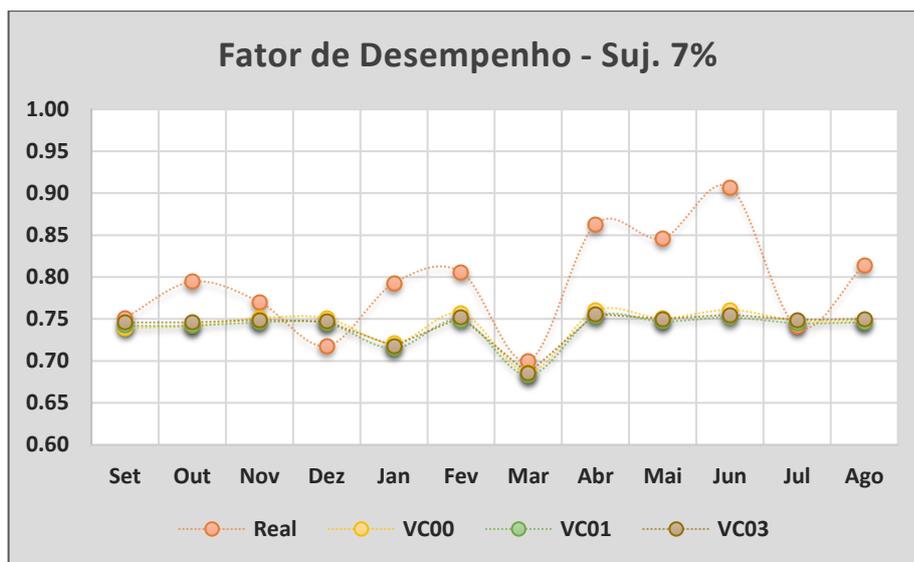
5.1.2 Avaliação do Fator de Desempenho

O fator de desempenho é deduzido por meio razão entre a geração real por capacidade nominal instalada. É uma das formas de avaliar o comportamento do sistema ao longo do ano visto que a energia gerada pelos módulos depende dos valores de radiação

deduzidos da potência nominal, sendo que os valores médios de radiação solar variam mensalmente.

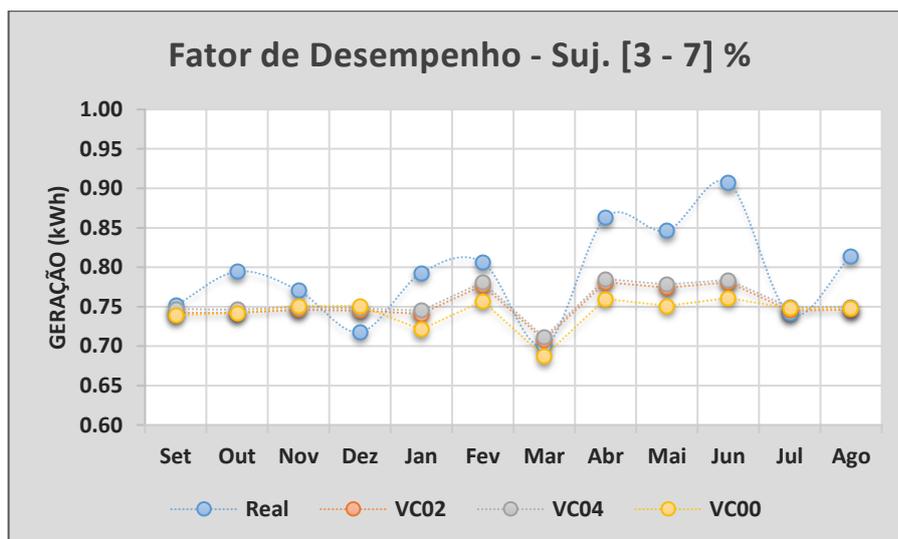
Os gráficos 11,12, 13 e 14 apresentam as curvas de desempenho e comportamento anual do erro para percentagem anual e mensal de sujidade, respectivamente.

Gráfico 11 – Fator de desempenho para variantes com sujidade anual 7%.



Fonte: Autor.

Gráfico 12 – Fator de desempenho para variantes com sujidade mensal 3-7 (%).

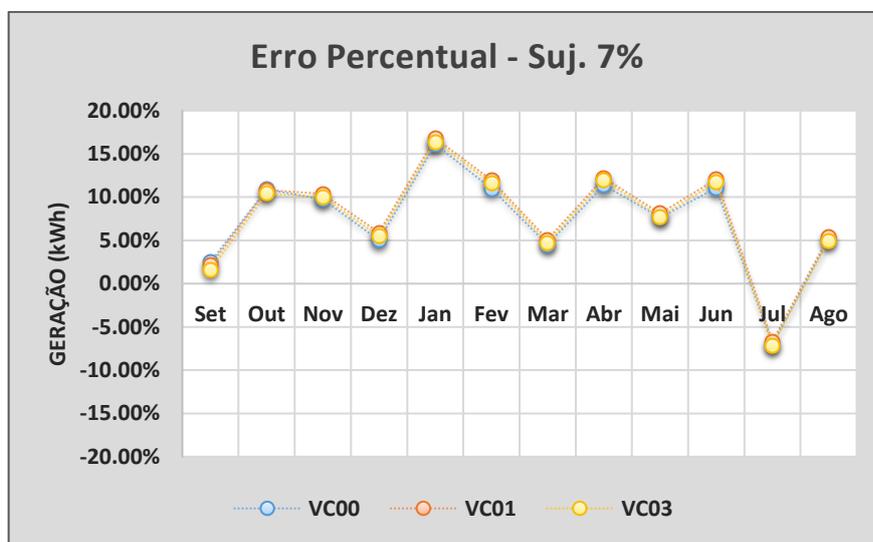


Fonte: Autor.

Apesar do comportamento similar das curvas para a maioria dos meses, os gráficos de performance 11 e 12 demonstram duas inconsistências: a primeira é fato do mês de dezembro

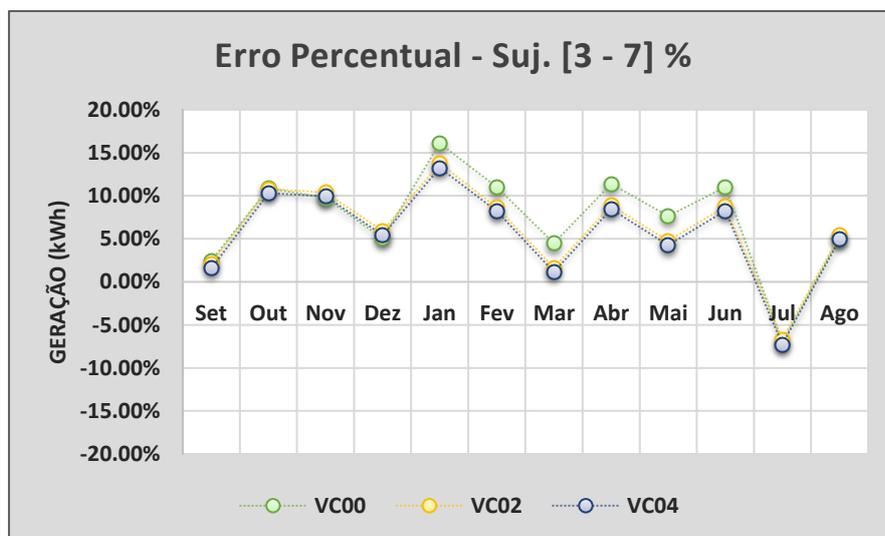
apresentar fator de desempenho pouco acima de 70% e o mesmo ser inferior aos fatores em torno de 75% resultantes das simulações mesmo se tratando de um mês em que a geração real – 104.25 MWh – foi maior do que a geração estimada – 99 MWh (VC04); a segunda inconsistência está atrelada aos fatores de desempenho reais nos meses de abril, maio e junho que estão acima de 85% e acima de 90% no caso do junho, mesmo se tratando de meses cuja geração foi substancialmente inferior aos meses de janeiro e outubro (que possuem a maior geração: 122.77 e 120.85 MWh, respectivamente).

Gráfico 13 – Erro percentual das variantes com sujidade anual de 7%.



Fonte: Autor.

Gráfico 14 – Erro percentual das variantes com sujidade mensal de 3-7 %.



Fonte: Autor.

Como complemento ao comentário anterior o estudo dos erros percentuais demonstrou que não somente as simulações subestimaram o desempenho do sistema na maioria dos meses embora o comportamento da curva tenha se mostrado razoavelmente semelhante à curva real de geração, como também boa parte dos meses com maior inconsistência de simulação em relação ao fator real de desempenho obtiveram maiores erros, como mostram os gráficos 13 e 14.

A simulação VC04 obteve o menor erro médio absoluto de 6.92% enquanto a simulação de maior erro médio foi a variante VC01 com 8.97%. No ponto de vista global, o mês mais problemático foi janeiro com 16.41% de erro (VC03), que também é o mês com a maior geração. A variante com melhor de desempenho foi VC04 cujo erro de maior magnitude foi 13.25% referente ao mês de janeiro.

De uma forma geral os valores de erro e comportamento das curvas de fator de desempenho obtiveram maior divergência nos meses de janeiro a junho, excetuando de março – neste mês o erro percentual foi menor do que 5% em todos os casos e igual a 1.15% para a variante VC04.

5.1.3 Incertezas da Radiação Solar

Em todas as simulações os meses de abril e junho demonstraram erro superior a 10% e maio superou 7%, além disso os meses de outubro e novembro oscilaram em torno de 10% de erro. Esses casos aliados ao problema do fator de performance nos meses de janeiro a junho (excetuando março) sugerem um problema com a base de dados do *Pvsyst*® (*Meteonorm*), visto que os valores de radiação do mesmo são o principal parâmetro de entrada das simulações e ferramenta para o cálculo do fator de performance real que são deduzidas da geração medida pelo sistema de monitoramento.

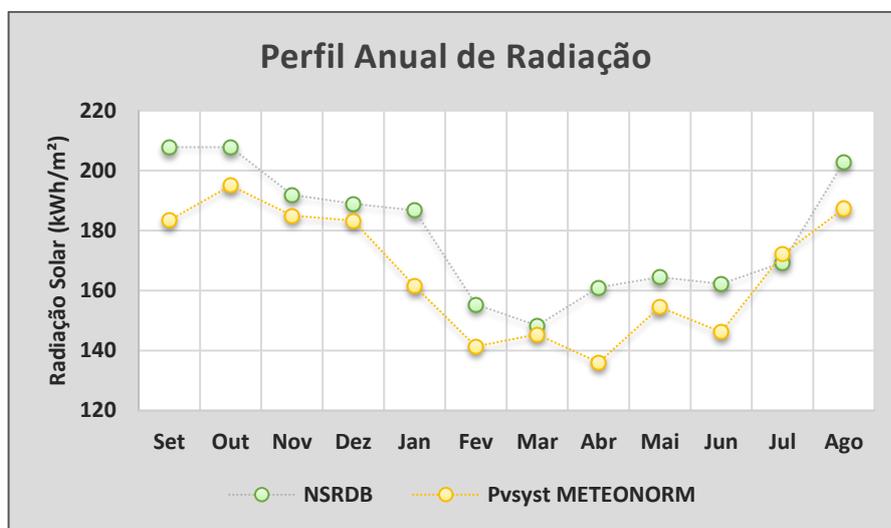
Uma outra razão possível para o desvio considerável dos meses citados aponta para o fato de que os dados de radiação são considerados para o cálculo da incidência global efetiva corrigida pelas considerações de sombreamento e parametrização ASHRAE no cálculo das perdas IAM que o *Pvsyst*® realiza antes que a simulação propriamente dita seja realizada, dessa forma o possível erro inicial da base de dados *Meteonorm* para irradiação solar seria carregado até o fim das correções citadas.

Os dados de irradiação global no plano horizontal e radiação difusa horizontal para

a cidade de Pacajus da base de dados do simulador foram confrontados com os dados do programa NRSDB (*National Solar Radiation Database*).

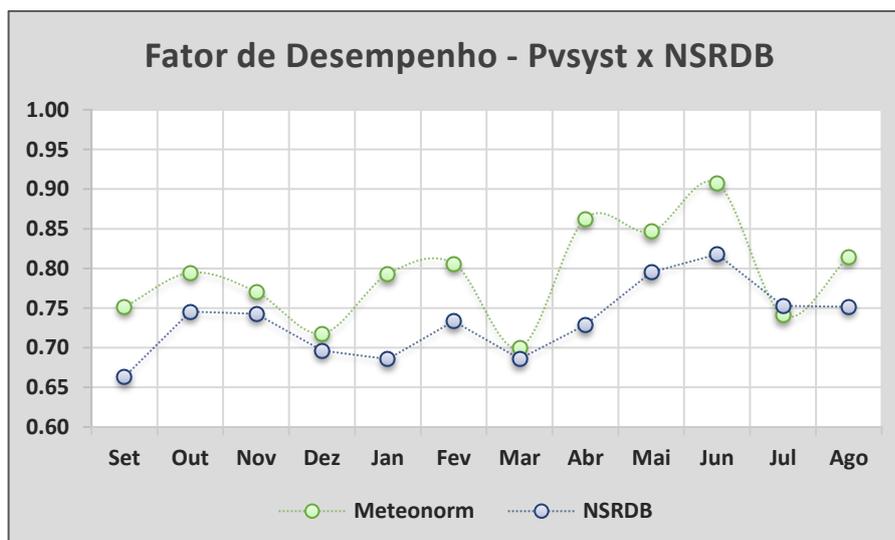
O NSRDB, disponível no sítio do *National Renewable Energy Laboratory* – NREL, Estados Unidos – estima valores detalhados de radiação baseado em uma série história de dezessete anos (1999 a 2017) de dados de radiação colhidos por estações de satélite. Os gráficos 15 e 16 exibem as diferenças que podem ser avaliados no confronto de valores obtidos pelo NSRDB contra a base de dados do *Pvsyst*®:

Gráfico 15 – Perfil anual de radiação para estações do NSRDB e *Pvsyst*®.



Fonte: Autor.

Gráfico 16 – Fatores de desempenho reais segundo NSRDB e *Pvsyst*®.



Fonte: Autor.

Por meio dos gráficos é possível inferir que a base de dados do *Pvsyst*® subestima os valores de radiação nos meses problemáticos citados no comentário anterior, sobretudo nos meses de janeiro a junho (excetuando o mês de março) cuja diferença verificada foi a mais expressiva, nesse intervalo os valores com maior discrepância ocorreram nos meses de janeiro e abril com diferença 13.50% e 15.53% em relação ao NSRDB, respectivamente.

Em se tratando dos fatores de desempenho o sistema apresentaria uma variação ao longo do ano de um mínimo aproximado de 66% (setembro) a um máximo de 81% (junho) seguindo dados de radiação do NSRDB enquanto a estação *Meteonorm* apresentaria um valor de 91% para o fator máximo, que seria no mês junho.

5.1.4 Remodelagem e Avaliação do Resultado

A divergência do perfil de irradiância global do simulador apresentado para os valores disponíveis no NSRDB aponta para uma incerteza significativa nos resultados propostos por este trabalho, dessa forma uma nova variante de simulação foi considerada – VC04a – utilizando as mesmas condições de simulação VC04 excetuando o perfil anual de radiação, que será importado para o *Pvsyst*® considerando os valores do perfil de radiação obtido pela base de dados do laboratório americano – descrito na tabela 15.

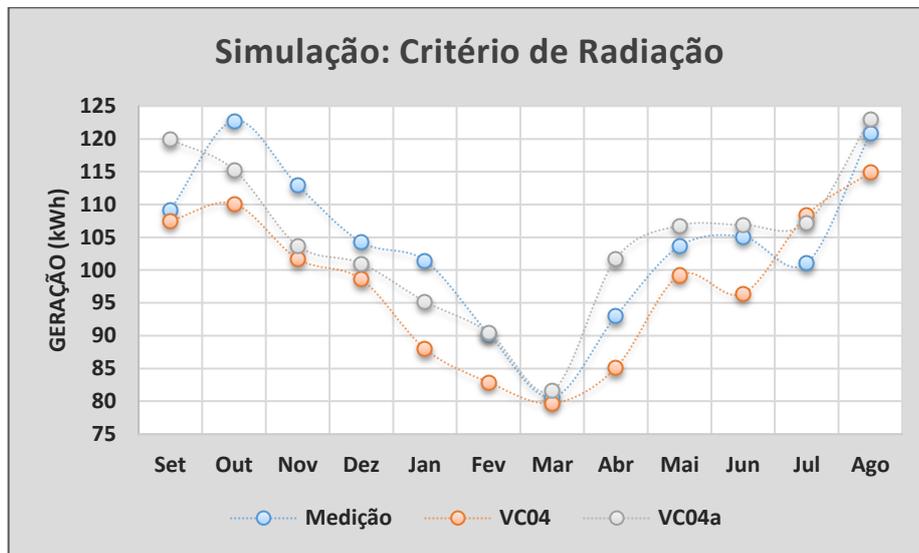
Tabela 15 – Dados de irradiância global do NSRDB para importação no *Pvsyst*®.

NSRDB			
Mês	Irradiância (kWh/m ² .mês)	Mês	Irradiância (kWh/m ² .mês)
Setembro	207.800	Março	148.300
Outubro	207.800	Abril	161.000
Novembro	191.900	Maió	164.500
Dezembro	188.900	Junho	162.200
Janeiro	186.700	Julho	169.400
Fevereiro	155.400	Agosto	202.900

Fonte: Autor.

Os gráficos 17 e 18 comparam os resultados de VC04, VC04a e a medição.

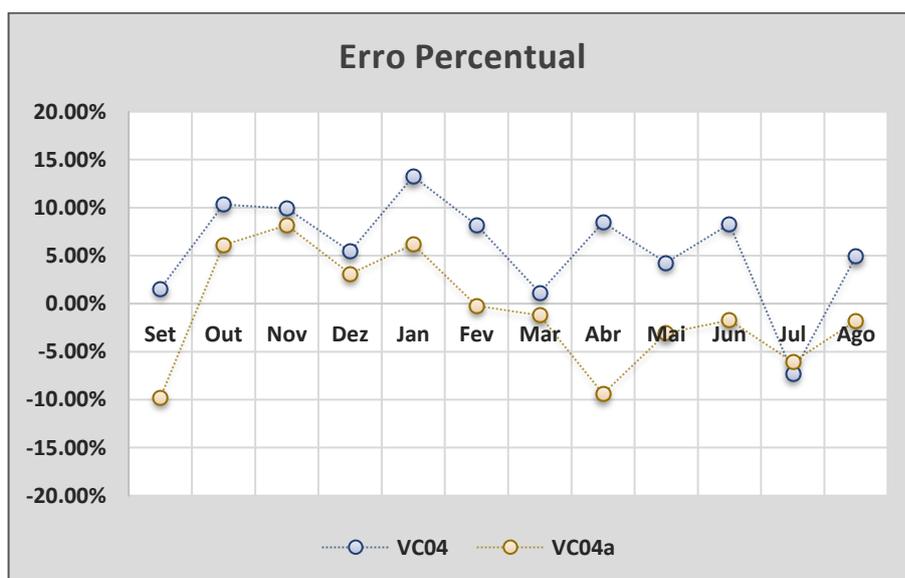
Gráfico 17 – Simulações considerando base de dados *Meteonorm* e NSRDB.



Fonte: Autor.

Os resultados mostraram que ambas as bases de dados subestimam a geração do mês de outubro ao mês de janeiro, mas para os dados do NSRDB os valores se aproximaram mais da curva real nesse período. Os meses de fevereiro e março tiveram valores praticamente iguais para a base do laboratório americano, contudo nos meses de abril a agosto a variante VC04a superestimou – em margem pequena – os resultados em relação à medição.

Gráfico 18 – Erro percentual comparado após remodelagem.



Fonte: Autor.

O erro médio absoluto percentual que antes era 6.92% (VC04) reduziu para 4.73% na nova variante de simulação, o que pode ser observado pelo comportamento da curva VC04a no gráfico de erros. Os maiores valores de erro em módulo presentes na simulação com o critério de radiação segundo a base NSRDB foram de 9.81% e 9.38%, respectivamente para os meses de setembro e abril, que superestimaram a geração.

De uma forma geral o melhor resultado de simulação quanto à perda térmica demonstrou um valor 18.12 W/m².K para o coeficiente global de troca térmica segundo correlação de Watmuffett, que consideram o adimensional Nusselt para convecção natural, no entanto o comportamento da geração mensal estimada ao longo do ano não divergiu para um coeficiente de 17.57 W/m².K – segundo correlação de Churchill-Bernstein para convecção natural – ou para o valor default de 15 W/m².K recomendado pelo simulador quando altos valores de sujidade foram propostos. As divergências nos comportamentos de geração, entretanto, foram mais evidentes para os valores de coeficiente global quando o percentual de sujidade considerado foi menor, como mostraram resultados da simulação default e simulações que possuíram o critério de 3% de sujidade para meses chuvosos. Entretanto, o uso de 7% de percentual de sujidade máximo foi bastante conservador visto que as estimativas subestimaram a geração em todos meses do segundo semestre (excetuando julho) mesmo considerando o maior valor do coeficiente térmico e bases de dados de radiação por fontes diferentes.

6 CONCLUSÃO

Com o desenvolvimento deste trabalho foi possível atingir os objetivos propostos, avaliando satisfatoriamente os efeitos dos parâmetros de perdas térmicas e perdas por sujidade nos resultados de uma simulação fotovoltaica. A posse de dados de operação do SFV Pacajus CE foi fundamental para a discussão acerca da proximidade da simulação com a realidade.

As correlações empíricas utilizadas mostraram-se ferramentas úteis para estimativa dos coeficientes de troca térmica, ambas retornaram um valor muito próximo para o coeficiente considerando as condições de ambiente para o município de Pacajus, sobretudo o valor de velocidade média do vento. No entanto a correlação de Watmuffett por ser uma função linear possui a tendência de superestimar a convecção para altas velocidades, algo que não ocorre na correlação para o adimensional Nusselt de convecção forçada, cujo termo algébrico para velocidade média está em uma ordem de grandeza de menor potência.

O uso de valores menores de percentual de sujidade em meses com quadras chuvosas verificadas mostrou-se uma ferramenta aceitável para dividir o efeito das perdas ao longo dos meses simulados, em vez de utilizar uma média global na tentativa de representar o efeito anual visto que o clima local sofre variações consideráveis entre os semestres. O valor de sujidade pode ser avaliado experimentalmente em usinas comparando valores de módulos em operação com módulos de controle rigorosamente limpos, dessa forma a razão entre a energia gerada no módulo em operação pela energia do módulo sem sujidade dispostos na mesma instalação seria confiável, visto que os mesmos sofrem as mesmas perdas e estão orientados da mesma forma além possuírem similaridade quanto à fabricação entre outros fatores.

O uso de diferentes valores de irradiância solar mensal ao longo do ano foi fundamental para avaliar as divergências entre o desempenho real e estimado, nos quais alguns meses apresentaram erros de maior ordem para a base dados disponível no simulador. Em todas as previsões ocorrem incertezas de simulação, visto que os estudos são feitos em cima de estimativas iniciais e carregados aos valores de saída que o profissional deseja analisar. A dificuldade em estimar radiação sugere que a instalação de um piranômetro adjunto ao sistema de monitoramento seria um investimento vantajoso para contribuir com a riqueza de informação de um SFV.

Com este trabalho conclui-se as comparações entre simulações com diferentes critérios de perda. De uma forma geral ainda há muito o que estudar em simulações de sistemas fotovoltaicos pois perdas térmicas e perdas por sujidade, apesar de serem majoritárias, são

apenas uma parcela dos problemas que sistemas fotovoltaicos sofrem. Além das perdas, incertezas quanto aos dados de entrada estimados – tais como irradiância global horizontal – contribuem para os desvios entre o comportamento previsto pelo simulador e o sistema real. É importante que estudos sobre perdas e sobre simulações de SFVs tenham continuidade para que haja maior confiabilidade de previsões para sistemas futuros, promovendo o crescimento da energia solar como fonte de eletricidade.

7 REFERÊNCIAS

ABBOTT, Malcolm; MCINTOSH, Keith; SUDBURY, Ben. Optical Loss Analysis of PV Modules. In: EUROPEAN PHOTOVOLTAIC SOLAR ENERGY CONFERENCE AND EXHIBITION, 32, 2016, Munich. **European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition**. Munich: Wit, 2016. p. 976 - 979.

ALSO ENERGY. **Power Track Overview**. 2010. Disponível em: <http://www.alsoenergy.com/docs/powertrack_overview.pdf>. Acesso em: 13 abr. 2019.

ANEEL. **Resolução normativa Nº 482**. Acesso em: 10 de janeiro de 2019.

ASMAC. **Thin Film Solar Cell**. Disponível em: <<http://www.asmac.com.hk/thin-film-solar-cell.php>>. Acesso em: 22 mar. 2019.

CORDERO, R. R.; DAMIANI, A.; LAROZE, D.; MACDONELL, S.; JORQUERA, J., SEPÚLVEDA, E.; FERON, S. LLANILLO, P.; LABBE, F.; CARRASCO, J.; FERRER, J.; TORRES, G. Effects of soiling on photovoltaic (PV) module. **Scientific Reports**. [s. L.], p. 01-14. set. 2018.

CRESESB. **Energia Solar Fotovoltaica**. 2008. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&lang=pt&cid=321>. Acesso em: 15 mar. 2019.

DGS - German Solar Energy Society. **Planning and Installing Photovoltaic Systems**. 2013.

ECO SOLAR. **Understanding PV System Losses**. Disponível em: <<https://www.ecosolarusa.com/understanding-pv-system-losses-part-3/>>. Acesso em: 13 abr. 2019.

EKICI, Sami; KOPRU, Mehmet Ali. Investigation of PV System Cable Losses. **International Journal Of Renewable Energy Research**. Ankara, p. 807-815. 06 – 2017.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – **Síntese do Relatório Final do Balanço Energético Nacional 2018**. Ministério de Minas e Energia – MME. Brasília – DF. 2018.

FOWLES, G. R.. **Introduction to Modern Optics**. New York: Holt, Rinehart And Winston Inc, 1968. 328 p.

FUNCEME. **Calendário Anual de Chuvas**. Disponível em: <<http://www.funceme.br/app/calendario/>>. Acesso em: 20 fevereiro de 2019.

GOMES, L. S.;* FURTADO, A. C. R.; SOUZA, M. C. **A Sílica e suas Particularidades**. Rev. Virtual Quim., 2018, 10 (4), no prelo. Data de publicação na Web: 16 de agosto de 2018.

GÓMEZ, G. C.; **Heat Transfer In A Photovoltaic Panel**, Project Report 2009 MVK160 Heat and Mass Transport May 11, 2009, Lund, Sweden.

GOSWAMI, D. Yogi. **Principles Of Solar Engineering**. 3. ed. Boca Raton: Taylor & Francis Inc., 2015. 822 p.

HAMMAMI, Manel; TORRETI, Simone; GRIMACCIA, Francesco; GRANDI, Gabriele. Thermal and Performance Analysis of a Photovoltaic Module with an Integrated Energy Storage System. **Applied Sciences**. Basel, Switzerland, p. 1107-1122. out. 2017.

HANANIA, Jordan; STENHOUSE, Kaylin, DONEV, Jason. **Energy Education**. Disponível em: <https://energyeducation.ca/encyclopedia/Conduction_band>. Acesso em: 04 jun. 2018.

Handbook of Photovoltaic Science and Engineering. Edited by A. Luque and S. Hegedus, 2003 John Wiley & Sons, Ltd.

IEA. **Solar Energy Perspectives**. Disponível em: <<https://phlebas.co/2014/09/23/a-primer-on-photovoltaics-in-solar-energy-systems-part-1/>>. Acesso em: 23 set. 2014.

INCROPERA, Frank P. et al. **Fundamentals Of Heat And Mass Transfer**. 6. ed. New Jersey: John Wiley & Sons Inc, 2005. 1070 p.

JAVED, Wasim; GUO, Bing; FIGGIS, Benjamin. Modeling of photovoltaic soiling loss as a function of environmental variables. **Solar Energy**. Freiburg, p. 397-407. abr. 2017.

KOIRALA, Binod; SAHAN, Benjamin; HENZE, N. Study on MPP mismatch losses in photovoltaic applications. **24th European Photovoltaic Solar Energy Conference**. Hamburg, p. 3727-3733. jul. 2009.

LIU, K. N. **An Introduction to Atmospheric Radiation**. 2nd Ed., Academic Press, 2002.

MAGHAMI, Mohammad Reza et al. Power loss due to soiling on solar panel: A review. **Renewable And Sustainable Energy Reviews**. Asmsterdam, p. 1307-1316. jan. 2016.

NREL. **NSRDB Database**. Disponível em: <<https://nsrdb.nrel.gov/nsrdb-viewer>>. Acesso em: 22 maio 2019.

PINHO, J. T.; BARBOSA, C. F. O.; PERERIA, E. J. .S; SOUZA, H. M. S.; BLASQUES, L. C. M.; GALHARDO, M. A. B.; MACÊDO, W. N. **Sistemas Híbridos - Soluções Energéticas, para a Amazônia**. 1. ed. Brasília, Brasil: Ministério de Minas e Energia, 2008. 396 p.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. CRESESB. 2014.

POMILIO, J.A. **Apostila de Eletrônica de Potência**. São Paulo: Unicamp, Fev 1998 Ver. Jan. 2000 cap.2.

RUSCHEL, Cristiano Saboia; GASPARIN, Fabiano Perin; KRENZINGER, Arno. Determinação Da Capacidade Térmica De Módulos Fotovoltaicos De Diferentes Tecnologias. **Revista Brasileira de Energia Solar**, Porto Alegre, v. 6, p.112-121, dez. 2015. Semestral.

SARAIVA, M. F. O; MULLER, A. M.; VEIT, E. A. **Fundamentos de astronomia e astrofísica na modalidade a distância: Uma disciplina para alunos de graduação em física**. Rev. Bras. Ensino Fís. 2015, vol.37, n.3, pp.3504-1-3504-20. ISSN 1806-1117.

SOPORI, Bhushan; BASNYAT, Prakash; DEVAYAJANAM, Srinivas; SHET, Sudhakar; MEHTA, Vishal; BINNS, Jeff; APPEL, Jesse. Understanding Light-Induced Degradation of c-Si Solar Cells. **Conference Record Of The Ieee Photovoltaic Specialists Conference**. Austin, p. 1115-1120. jun. 2012.

VILLATE, J. E. **Eletricidade, Magnetismo e Circuitos**. Porto: Universidade do Porto, 2014. 243 p.

ZILLES, R. **Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos**. 1ª Reunião do Grupo de Trabalho GT-GDSF. 15 dezembro 2008. 2008^a

ZUPAN, Jure. Introduction to Artificial Neural Network (ANN) Methods: What They Are and How to Use Them. **Acta Chimica Slovenica**. Tarragona, p. 327-352. jan. 1994.

8 APÊNDICES

APÊNDICE A – GERAÇÃO MENSAL SIMULAÇÃO VC00.

PVSYST V6.79	Helio Energia (Brazil)	29/05/19	Page 3/4					
Grid-Connected System: Main results								
Project :		TCC_Eduardo						
Simulation variant :		VC00						
Simulation for the 1st year of operation								
Main system parameters		System type Sheds on ground						
Near Shadings	According to strings	Electrical effect	100 %					
PV Field Orientation	tilt	azimuth	0°					
PV modules	Model	Pnom	260 Wp					
PV Array	Nb. of modules	Pnom total	777 kWp					
Inverter	Model	Pnom	27.00 kW ac					
Inverter pack	Nb. of units	Pnom total	702 kW ac					
User's needs	Unlimited load (grid)							
Main simulation results		Produced Energy 1154 MWh/year						
System Production		Performance Ratio PR	74.34 %					
		Specific prod.	1484 kWh/kWp/year					
Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 777 kWp								
New simulation variant								
Balances and main results								
	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m²	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	MWh	MWh	
January	161.5	74.17	27.62	151.9	140.9	91.0	85.1	0.721
February	141.4	75.78	27.56	136.6	126.6	82.1	80.4	0.757
March	145.4	78.74	27.21	144.2	134.0	88.1	77.0	0.687
April	136.0	70.99	26.46	139.4	129.8	84.2	82.4	0.760
May	154.5	68.86	27.06	163.9	152.9	97.8	95.7	0.751
June	146.2	63.90	26.17	158.1	147.4	95.5	93.5	0.761
July	172.1	55.74	26.58	186.1	174.4	110.5	108.2	0.748
August	187.3	64.78	26.73	197.1	184.7	117.0	114.6	0.748
September	183.4	62.83	26.74	185.3	173.6	108.8	106.5	0.739
October	185.0	76.31	27.40	189.7	177.1	111.8	108.4	0.742
November	185.0	74.13	27.32	174.5	162.3	104.1	101.9	0.751
December	183.3	68.25	27.92	169.6	157.4	101.1	99.0	0.751
Year	1991.1	835.07	27.07	1996.2	1861.2	1190.0	1153.7	0.743
Legends:	GlobHor	Horizontal global irradiation	T_Amb	GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	EArray	E_Grid	PR
	DiffHor	Horizontal diffuse irradiation			Effective energy at the output of the array			
		Ambient Temperature			Energy injected into grid			
	GlobInc	Global incident in coll. plane			Performance Ratio			

APÊNDICE B – GERAÇÃO MENSAL SIMULAÇÃO VC01.

PVSYST V6.79	Helio Energia (Brazil)	29/05/19	Page 3/4																																																																																																																														
Grid-Connected System: Main results																																																																																																																																	
Project :		TCC_Eduardo																																																																																																																															
Simulation variant :		VC01																																																																																																																															
Simulation for the 1st year of operation																																																																																																																																	
Main system parameters		System type	Sheds on ground																																																																																																																														
Near Shadings		According to strings	Electrical effect 100 %																																																																																																																														
PV Field Orientation		tilt 10°	azimuth 0°																																																																																																																														
PV modules		Model JKM 260P-60	Pnom 260 Wp																																																																																																																														
PV Array		Nb. of modules 2990	Pnom total 777 kWp																																																																																																																														
Inverter		Model ECO 27.0-3-S	Pnom 27.00 kW ac																																																																																																																														
Inverter pack		Nb. of units 26.0	Pnom total 702 kW ac																																																																																																																														
User's needs		Unlimited load (grid)																																																																																																																															
Main simulation results		Produced Energy	1148 MWh/year																																																																																																																														
System Production		Performance Ratio PR	73.95 %																																																																																																																														
		Specific prod.	1476 kWh/kWp/year																																																																																																																														
<p>Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 777 kWp</p> <div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="width: 45%;"> </div> <div style="width: 45%;"> </div> </div>																																																																																																																																	
<p>New simulation variant</p> <p>Balances and main results</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse; text-align: center;"> <thead> <tr> <th></th> <th>GlobHor kWh/m²</th> <th>DiffHor kWh/m²</th> <th>T_Amb °C</th> <th>GlobInc kWh/m²</th> <th>GlobEff kWh/m²</th> <th>EArray MWh</th> <th>E_Grid MWh</th> <th>PR</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>January</td><td>161.5</td><td>74.17</td><td>27.62</td><td>151.9</td><td>135.1</td><td>90.2</td><td>84.4</td><td>0.715</td></tr> <tr><td>February</td><td>141.4</td><td>75.78</td><td>27.56</td><td>136.6</td><td>121.4</td><td>81.3</td><td>79.5</td><td>0.749</td></tr> <tr><td>March</td><td>145.4</td><td>78.74</td><td>27.21</td><td>144.2</td><td>128.4</td><td>85.6</td><td>78.5</td><td>0.683</td></tr> <tr><td>April</td><td>136.0</td><td>70.99</td><td>26.46</td><td>139.4</td><td>124.4</td><td>83.4</td><td>81.6</td><td>0.753</td></tr> <tr><td>May</td><td>154.5</td><td>68.86</td><td>27.08</td><td>163.9</td><td>146.6</td><td>97.3</td><td>95.2</td><td>0.747</td></tr> <tr><td>June</td><td>146.2</td><td>63.90</td><td>26.17</td><td>158.1</td><td>141.3</td><td>94.5</td><td>92.4</td><td>0.752</td></tr> <tr><td>July</td><td>172.1</td><td>55.74</td><td>26.58</td><td>186.1</td><td>167.2</td><td>110.2</td><td>107.8</td><td>0.745</td></tr> <tr><td>August</td><td>187.3</td><td>64.78</td><td>26.73</td><td>197.1</td><td>177.1</td><td>116.8</td><td>114.3</td><td>0.746</td></tr> <tr><td>September</td><td>183.4</td><td>62.83</td><td>26.74</td><td>185.3</td><td>166.5</td><td>109.3</td><td>106.9</td><td>0.742</td></tr> <tr><td>October</td><td>195.0</td><td>76.91</td><td>27.40</td><td>189.7</td><td>169.8</td><td>111.9</td><td>109.5</td><td>0.742</td></tr> <tr><td>November</td><td>185.0</td><td>74.13</td><td>27.32</td><td>174.5</td><td>155.6</td><td>103.4</td><td>101.2</td><td>0.746</td></tr> <tr><td>December</td><td>183.3</td><td>68.25</td><td>27.92</td><td>169.6</td><td>150.9</td><td>100.3</td><td>98.1</td><td>0.745</td></tr> <tr><td>Year</td><td>1991.1</td><td>835.07</td><td>27.07</td><td>1996.2</td><td>1784.5</td><td>1184.0</td><td>1147.6</td><td>0.739</td></tr> </tbody> </table>					GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR	January	161.5	74.17	27.62	151.9	135.1	90.2	84.4	0.715	February	141.4	75.78	27.56	136.6	121.4	81.3	79.5	0.749	March	145.4	78.74	27.21	144.2	128.4	85.6	78.5	0.683	April	136.0	70.99	26.46	139.4	124.4	83.4	81.6	0.753	May	154.5	68.86	27.08	163.9	146.6	97.3	95.2	0.747	June	146.2	63.90	26.17	158.1	141.3	94.5	92.4	0.752	July	172.1	55.74	26.58	186.1	167.2	110.2	107.8	0.745	August	187.3	64.78	26.73	197.1	177.1	116.8	114.3	0.746	September	183.4	62.83	26.74	185.3	166.5	109.3	106.9	0.742	October	195.0	76.91	27.40	189.7	169.8	111.9	109.5	0.742	November	185.0	74.13	27.32	174.5	155.6	103.4	101.2	0.746	December	183.3	68.25	27.92	169.6	150.9	100.3	98.1	0.745	Year	1991.1	835.07	27.07	1996.2	1784.5	1184.0	1147.6	0.739
	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR																																																																																																																									
January	161.5	74.17	27.62	151.9	135.1	90.2	84.4	0.715																																																																																																																									
February	141.4	75.78	27.56	136.6	121.4	81.3	79.5	0.749																																																																																																																									
March	145.4	78.74	27.21	144.2	128.4	85.6	78.5	0.683																																																																																																																									
April	136.0	70.99	26.46	139.4	124.4	83.4	81.6	0.753																																																																																																																									
May	154.5	68.86	27.08	163.9	146.6	97.3	95.2	0.747																																																																																																																									
June	146.2	63.90	26.17	158.1	141.3	94.5	92.4	0.752																																																																																																																									
July	172.1	55.74	26.58	186.1	167.2	110.2	107.8	0.745																																																																																																																									
August	187.3	64.78	26.73	197.1	177.1	116.8	114.3	0.746																																																																																																																									
September	183.4	62.83	26.74	185.3	166.5	109.3	106.9	0.742																																																																																																																									
October	195.0	76.91	27.40	189.7	169.8	111.9	109.5	0.742																																																																																																																									
November	185.0	74.13	27.32	174.5	155.6	103.4	101.2	0.746																																																																																																																									
December	183.3	68.25	27.92	169.6	150.9	100.3	98.1	0.745																																																																																																																									
Year	1991.1	835.07	27.07	1996.2	1784.5	1184.0	1147.6	0.739																																																																																																																									
<p>Legends:</p> <table style="width: 100%;"> <tr> <td>GlobHor</td> <td>Horizontal global irradiation</td> <td>GlobEff</td> <td>Effective Global, corr. for IAM and shadings</td> </tr> <tr> <td>DiffHor</td> <td>Horizontal diffuse irradiation</td> <td>EArray</td> <td>Effective energy at the output of the array</td> </tr> <tr> <td>T_Amb</td> <td>Ambient Temperature</td> <td>E_Grid</td> <td>Energy injected into grid</td> </tr> <tr> <td>GlobInc</td> <td>Global incident in coll. plane</td> <td>PR</td> <td>Performance Ratio</td> </tr> </table>				GlobHor	Horizontal global irradiation	GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array	T_Amb	Ambient Temperature	E_Grid	Energy injected into grid	GlobInc	Global incident in coll. plane	PR	Performance Ratio																																																																																																														
GlobHor	Horizontal global irradiation	GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings																																																																																																																														
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array																																																																																																																														
T_Amb	Ambient Temperature	E_Grid	Energy injected into grid																																																																																																																														
GlobInc	Global incident in coll. plane	PR	Performance Ratio																																																																																																																														

APÊNDICE C – GERAÇÃO MENSAL SIMULAÇÃO VC02.

PVSYST V6.79	Helio Energia (Brazil)	03/06/19	Page 4/5																																																																																																																														
Grid-Connected System: Main results																																																																																																																																	
Project :		TCC_Eduardo																																																																																																																															
Simulation variant :		VC02																																																																																																																															
Simulation for the 1st year of operation																																																																																																																																	
Main system parameters		System type Sheds on ground																																																																																																																															
Near Shadings		According to strings																																																																																																																															
PV Field Orientation	tilt	10°	Electrical effect 100 %																																																																																																																														
PV modules	Model	JKM 260P-60	azimuth 0°																																																																																																																														
PV Array	Nb. of modules	2990	Pnom 260 Wp																																																																																																																														
Inverter	Model	ECO 27.0-3-S	Pnom total 777 kWp																																																																																																																														
Inverter pack	Nb. of units	26.0	Pnom 27.00 kW ac																																																																																																																														
User's needs	Unlimited load (grid)		Pnom total 702 kW ac																																																																																																																														
Main simulation results																																																																																																																																	
System Production		Produced Energy 1167 MWh/year	Specific prod. 1501 kWh/kWp/year																																																																																																																														
		Performance Ratio PR 75.17 %																																																																																																																															
<div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="width: 45%;"> <p>Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 777 kWp</p> </div> <div style="width: 45%;"> <p>Performance Ratio PR</p> </div> </div>																																																																																																																																	
<p>VC02</p> <p>Balances and main results</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse; text-align: center;"> <thead> <tr> <th></th> <th>GlobHor kWh/m²</th> <th>DiffHor kWh/m²</th> <th>T_Amb ° C</th> <th>GlobInc kWh/m²</th> <th>GlobEff kWh/m²</th> <th>EArray MWh</th> <th>E_Grid MWh</th> <th>PR</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>January</td><td>161.5</td><td>74.17</td><td>27.62</td><td>151.9</td><td>140.9</td><td>93.5</td><td>87.5</td><td>0.741</td></tr> <tr><td>February</td><td>141.4</td><td>75.78</td><td>27.56</td><td>136.6</td><td>126.6</td><td>84.3</td><td>82.5</td><td>0.777</td></tr> <tr><td>March</td><td>145.4</td><td>78.74</td><td>27.21</td><td>144.2</td><td>134.0</td><td>88.7</td><td>79.3</td><td>0.708</td></tr> <tr><td>April</td><td>136.0</td><td>70.99</td><td>26.46</td><td>139.4</td><td>129.8</td><td>86.6</td><td>84.7</td><td>0.781</td></tr> <tr><td>May</td><td>154.5</td><td>68.86</td><td>27.08</td><td>163.9</td><td>152.9</td><td>100.8</td><td>98.7</td><td>0.774</td></tr> <tr><td>June</td><td>146.2</td><td>63.90</td><td>26.17</td><td>158.1</td><td>147.4</td><td>98.0</td><td>95.9</td><td>0.781</td></tr> <tr><td>July</td><td>172.1</td><td>55.74</td><td>26.58</td><td>186.1</td><td>167.2</td><td>110.2</td><td>107.8</td><td>0.745</td></tr> <tr><td>August</td><td>167.3</td><td>64.78</td><td>26.73</td><td>197.1</td><td>177.1</td><td>116.8</td><td>114.3</td><td>0.746</td></tr> <tr><td>September</td><td>163.4</td><td>62.83</td><td>26.74</td><td>185.3</td><td>166.5</td><td>109.3</td><td>106.9</td><td>0.742</td></tr> <tr><td>October</td><td>155.0</td><td>76.91</td><td>27.40</td><td>189.7</td><td>169.8</td><td>111.9</td><td>109.5</td><td>0.742</td></tr> <tr><td>November</td><td>185.0</td><td>74.13</td><td>27.32</td><td>174.5</td><td>155.6</td><td>103.4</td><td>101.2</td><td>0.746</td></tr> <tr><td>December</td><td>183.3</td><td>68.25</td><td>27.92</td><td>169.6</td><td>150.9</td><td>100.3</td><td>98.1</td><td>0.745</td></tr> <tr><td>Year</td><td>1991.1</td><td>835.07</td><td>27.07</td><td>1996.2</td><td>1818.8</td><td>1203.8</td><td>1166.6</td><td>0.752</td></tr> </tbody> </table>					GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb ° C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR	January	161.5	74.17	27.62	151.9	140.9	93.5	87.5	0.741	February	141.4	75.78	27.56	136.6	126.6	84.3	82.5	0.777	March	145.4	78.74	27.21	144.2	134.0	88.7	79.3	0.708	April	136.0	70.99	26.46	139.4	129.8	86.6	84.7	0.781	May	154.5	68.86	27.08	163.9	152.9	100.8	98.7	0.774	June	146.2	63.90	26.17	158.1	147.4	98.0	95.9	0.781	July	172.1	55.74	26.58	186.1	167.2	110.2	107.8	0.745	August	167.3	64.78	26.73	197.1	177.1	116.8	114.3	0.746	September	163.4	62.83	26.74	185.3	166.5	109.3	106.9	0.742	October	155.0	76.91	27.40	189.7	169.8	111.9	109.5	0.742	November	185.0	74.13	27.32	174.5	155.6	103.4	101.2	0.746	December	183.3	68.25	27.92	169.6	150.9	100.3	98.1	0.745	Year	1991.1	835.07	27.07	1996.2	1818.8	1203.8	1166.6	0.752
	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb ° C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR																																																																																																																									
January	161.5	74.17	27.62	151.9	140.9	93.5	87.5	0.741																																																																																																																									
February	141.4	75.78	27.56	136.6	126.6	84.3	82.5	0.777																																																																																																																									
March	145.4	78.74	27.21	144.2	134.0	88.7	79.3	0.708																																																																																																																									
April	136.0	70.99	26.46	139.4	129.8	86.6	84.7	0.781																																																																																																																									
May	154.5	68.86	27.08	163.9	152.9	100.8	98.7	0.774																																																																																																																									
June	146.2	63.90	26.17	158.1	147.4	98.0	95.9	0.781																																																																																																																									
July	172.1	55.74	26.58	186.1	167.2	110.2	107.8	0.745																																																																																																																									
August	167.3	64.78	26.73	197.1	177.1	116.8	114.3	0.746																																																																																																																									
September	163.4	62.83	26.74	185.3	166.5	109.3	106.9	0.742																																																																																																																									
October	155.0	76.91	27.40	189.7	169.8	111.9	109.5	0.742																																																																																																																									
November	185.0	74.13	27.32	174.5	155.6	103.4	101.2	0.746																																																																																																																									
December	183.3	68.25	27.92	169.6	150.9	100.3	98.1	0.745																																																																																																																									
Year	1991.1	835.07	27.07	1996.2	1818.8	1203.8	1166.6	0.752																																																																																																																									
<p>Legends:</p> <table style="width: 100%; border: none;"> <tr> <td style="width: 33%;">GlobHor</td> <td style="width: 33%;">Horizontal global irradiation</td> <td style="width: 33%;">GlobEff</td> <td>Effective Global, corr. for IAM and shadings</td> </tr> <tr> <td>DiffHor</td> <td>Horizontal diffuse irradiation</td> <td>EArray</td> <td>Effective energy at the output of the array</td> </tr> <tr> <td>T_Amb</td> <td>Ambient Temperature</td> <td>E_Grid</td> <td>Energy injected into grid</td> </tr> <tr> <td>GlobInc</td> <td>Global incident in coll. plane</td> <td>PR</td> <td>Performance Ratio</td> </tr> </table>				GlobHor	Horizontal global irradiation	GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array	T_Amb	Ambient Temperature	E_Grid	Energy injected into grid	GlobInc	Global incident in coll. plane	PR	Performance Ratio																																																																																																														
GlobHor	Horizontal global irradiation	GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings																																																																																																																														
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array																																																																																																																														
T_Amb	Ambient Temperature	E_Grid	Energy injected into grid																																																																																																																														
GlobInc	Global incident in coll. plane	PR	Performance Ratio																																																																																																																														

APÊNDICE D – GERAÇÃO MENSAL SIMULAÇÃO VC03.

PVSYST V6.79	Helio Energia (Brazil)	29/05/19	Page 3/4																																																																																																																																														
Grid-Connected System: Main results																																																																																																																																																	
Project :		TCC_Eduardo																																																																																																																																															
Simulation variant :		VC03																																																																																																																																															
Simulation for the 1st year of operation																																																																																																																																																	
Main system parameters		System type	Sheds on ground																																																																																																																																														
Near Shadings		According to strings	Electrical effect 100 %																																																																																																																																														
PV Field Orientation		tilt 10°	azimuth 0°																																																																																																																																														
PV modules		Model JKM 260P-60	Pnom 260 Wp																																																																																																																																														
PV Array		Nb. of modules 2990	Pnom total 777 kWp																																																																																																																																														
Inverter		Model ECO 27.0-3-S	Pnom 27.00 kW ac																																																																																																																																														
Inverter pack		Nb. of units 26.0	Pnom total 702 kW ac																																																																																																																																														
User's needs		Unlimited load (grid)																																																																																																																																															
Main simulation results		Produced Energy	1152 MWh/year																																																																																																																																														
System Production		Performance Ratio PR	74.26 %																																																																																																																																														
			Specific prod. 1482 kWh/kWp/year																																																																																																																																														
<p>Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 777 kWp</p> <div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="width: 45%;"> </div> <div style="width: 45%;"> </div> </div> <p style="text-align: center;">New simulation variant Balances and main results</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse; text-align: center;"> <thead> <tr> <th></th> <th>GlobHor kWh/m²</th> <th>DiffHor kWh/m²</th> <th>T_Amb °C</th> <th>GlobInc kWh/m²</th> <th>GlobEff kWh/m²</th> <th>EArray MWh</th> <th>E_Grid MWh</th> <th>PR</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>January</td><td>161.5</td><td>74.17</td><td>27.62</td><td>151.9</td><td>135.1</td><td>90.5</td><td>84.8</td><td>0.718</td></tr> <tr><td>February</td><td>141.4</td><td>75.78</td><td>27.56</td><td>136.6</td><td>121.4</td><td>81.6</td><td>79.8</td><td>0.752</td></tr> <tr><td>March</td><td>145.4</td><td>78.74</td><td>27.21</td><td>144.2</td><td>128.4</td><td>85.9</td><td>76.8</td><td>0.685</td></tr> <tr><td>April</td><td>136.0</td><td>70.99</td><td>26.46</td><td>139.4</td><td>124.4</td><td>83.8</td><td>81.9</td><td>0.756</td></tr> <tr><td>May</td><td>154.5</td><td>68.86</td><td>27.08</td><td>163.9</td><td>146.6</td><td>97.7</td><td>95.6</td><td>0.750</td></tr> <tr><td>June</td><td>146.2</td><td>63.90</td><td>26.17</td><td>158.1</td><td>141.3</td><td>94.8</td><td>92.8</td><td>0.755</td></tr> <tr><td>July</td><td>172.1</td><td>55.74</td><td>26.58</td><td>186.1</td><td>167.2</td><td>110.6</td><td>108.3</td><td>0.749</td></tr> <tr><td>August</td><td>187.3</td><td>64.78</td><td>26.73</td><td>197.1</td><td>177.1</td><td>117.3</td><td>114.9</td><td>0.750</td></tr> <tr><td>September</td><td>183.4</td><td>62.83</td><td>26.74</td><td>185.3</td><td>166.5</td><td>109.8</td><td>107.5</td><td>0.746</td></tr> <tr><td>October</td><td>185.0</td><td>76.31</td><td>27.40</td><td>189.7</td><td>169.8</td><td>112.4</td><td>110.0</td><td>0.746</td></tr> <tr><td>November</td><td>185.0</td><td>74.13</td><td>27.32</td><td>174.5</td><td>155.6</td><td>103.9</td><td>101.8</td><td>0.749</td></tr> <tr><td>December</td><td>183.3</td><td>68.25</td><td>27.92</td><td>169.6</td><td>150.9</td><td>100.7</td><td>98.5</td><td>0.747</td></tr> <tr><td>Year</td><td>1991.1</td><td>835.07</td><td>27.07</td><td>1996.2</td><td>1784.5</td><td>1189.1</td><td>1152.5</td><td>0.743</td></tr> </tbody> </table> <p>Legends:</p> <table style="width: 100%;"> <tr> <td>GlobHor</td><td>Horizontal global irradiation</td> <td>GlobEff</td><td>Effective Global, corr. for IAM and shadings</td> </tr> <tr> <td>DiffHor</td><td>Horizontal diffuse irradiation</td> <td>EArray</td><td>Effective energy at the output of the array</td> </tr> <tr> <td>T_Amb</td><td>Ambient Temperature</td> <td>E_Grid</td><td>Energy injected into grid</td> </tr> <tr> <td>GlobInc</td><td>Global incident in coll. plane</td> <td>PR</td><td>Performance Ratio</td> </tr> </table>					GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR	January	161.5	74.17	27.62	151.9	135.1	90.5	84.8	0.718	February	141.4	75.78	27.56	136.6	121.4	81.6	79.8	0.752	March	145.4	78.74	27.21	144.2	128.4	85.9	76.8	0.685	April	136.0	70.99	26.46	139.4	124.4	83.8	81.9	0.756	May	154.5	68.86	27.08	163.9	146.6	97.7	95.6	0.750	June	146.2	63.90	26.17	158.1	141.3	94.8	92.8	0.755	July	172.1	55.74	26.58	186.1	167.2	110.6	108.3	0.749	August	187.3	64.78	26.73	197.1	177.1	117.3	114.9	0.750	September	183.4	62.83	26.74	185.3	166.5	109.8	107.5	0.746	October	185.0	76.31	27.40	189.7	169.8	112.4	110.0	0.746	November	185.0	74.13	27.32	174.5	155.6	103.9	101.8	0.749	December	183.3	68.25	27.92	169.6	150.9	100.7	98.5	0.747	Year	1991.1	835.07	27.07	1996.2	1784.5	1189.1	1152.5	0.743	GlobHor	Horizontal global irradiation	GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array	T_Amb	Ambient Temperature	E_Grid	Energy injected into grid	GlobInc	Global incident in coll. plane	PR	Performance Ratio
	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR																																																																																																																																									
January	161.5	74.17	27.62	151.9	135.1	90.5	84.8	0.718																																																																																																																																									
February	141.4	75.78	27.56	136.6	121.4	81.6	79.8	0.752																																																																																																																																									
March	145.4	78.74	27.21	144.2	128.4	85.9	76.8	0.685																																																																																																																																									
April	136.0	70.99	26.46	139.4	124.4	83.8	81.9	0.756																																																																																																																																									
May	154.5	68.86	27.08	163.9	146.6	97.7	95.6	0.750																																																																																																																																									
June	146.2	63.90	26.17	158.1	141.3	94.8	92.8	0.755																																																																																																																																									
July	172.1	55.74	26.58	186.1	167.2	110.6	108.3	0.749																																																																																																																																									
August	187.3	64.78	26.73	197.1	177.1	117.3	114.9	0.750																																																																																																																																									
September	183.4	62.83	26.74	185.3	166.5	109.8	107.5	0.746																																																																																																																																									
October	185.0	76.31	27.40	189.7	169.8	112.4	110.0	0.746																																																																																																																																									
November	185.0	74.13	27.32	174.5	155.6	103.9	101.8	0.749																																																																																																																																									
December	183.3	68.25	27.92	169.6	150.9	100.7	98.5	0.747																																																																																																																																									
Year	1991.1	835.07	27.07	1996.2	1784.5	1189.1	1152.5	0.743																																																																																																																																									
GlobHor	Horizontal global irradiation	GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings																																																																																																																																														
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array																																																																																																																																														
T_Amb	Ambient Temperature	E_Grid	Energy injected into grid																																																																																																																																														
GlobInc	Global incident in coll. plane	PR	Performance Ratio																																																																																																																																														

APÊNDICE E – GERAÇÃO MENSAL SIMULAÇÃO VC04.

PVSYST V6.79	Helio Energia (Brazil)	03/06/19	Page 4/5					
Grid-Connected System: Main results								
Project :		TCC_Eduardo						
Simulation variant :		VC04						
Simulation for the 1st year of operation								
Main system parameters		System type	Sheds on ground					
Near Shadings		According to strings	Electrical effect 100 %					
PV Field Orientation		tilt 10°	azimuth 0°					
PV modules		Model JKM 260P-60	Pnom 260 Wp					
PV Array		Nb. of modules 2990	Pnom total 777 kWp					
Inverter		Model ECO 27.0-3-S	Pnom 27.00 kW ac					
Inverter pack		Nb. of units 26.0	Pnom total 702 kW ac					
User's needs		Unlimited load (grid)						
Main simulation results		Produced Energy	1172 MWh/year					
System Production		Performance Ratio PR	75.55 %					
			Specific prod. 1508 kWh/kWp/year					
<p>Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 777 kWp</p> <div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="width: 45%;"> </div> <div style="width: 45%;"> </div> </div>								
VC04								
Balances and main results								
	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
January	161.5	74.17	27.62	151.9	140.9	94.0	88.0	0.745
February	141.4	75.78	27.56	136.6	126.6	84.7	82.9	0.781
March	145.4	78.74	27.21	144.2	134.0	89.2	79.7	0.711
April	136.0	70.99	26.46	139.4	129.8	87.0	85.1	0.785
May	154.5	68.86	27.08	163.9	152.9	101.3	99.2	0.778
June	146.2	63.90	26.17	158.1	147.4	98.5	96.4	0.784
July	172.1	55.74	26.58	186.1	167.2	110.7	108.4	0.749
August	187.3	64.78	26.73	197.1	177.1	117.4	114.9	0.750
September	183.4	62.83	26.74	185.3	166.5	109.9	107.5	0.747
October	195.0	76.91	27.40	189.7	169.8	112.5	110.1	0.746
November	185.0	74.13	27.32	174.5	155.6	103.9	101.7	0.750
December	183.3	68.25	27.92	169.6	150.9	100.8	98.6	0.748
Year	1991.1	835.07	27.07	1996.2	1818.8	1209.9	1172.4	0.755
Legends:	GlobHor	Horizontal global irradiation	T_Amb	GlobInc	GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	E_Grid	Performance Ratio
	DiffHor	Horizontal diffuse irradiation		EArray		Effective energy at the output of the array		
	T_Amb	Ambient Temperature		E_Grid		Energy injected into grid		
	GlobInc	Global incident in coll. plane		PR				

APÊNDICE F – GERAÇÃO MENSAL SIMULAÇÃO VC04a.

PVSYST V6.79	Helio Energia (Brazil)	03/06/19	Page 4/5						
Grid-Connected System: Main results									
Project :		TCC_Eduardo							
Simulation variant :		VC04a							
Simulation for the 1st year of operation									
Main system parameters		System type Sheds on ground							
Near Shadings		According to strings							
PV Field Orientation	tilt	10°	Electrical effect 100 %						
PV modules	Model	JKM 260P-60	azimuth 0°						
PV Array	Nb. of modules	2990	Pnom 260 Wp						
Inverter	Nb. of modules	ECO 27.0-3-S	Pnom total 777 kWp						
Inverter pack	Nb. of units	26.0	Pnom 27.00 kW ac						
User's needs	Unlimited load (grid)		Pnom total 702 kW ac						
Main simulation results		Produced Energy 1253 MWh/year							
System Production		Performance Ratio PR 74.66 %							
		Specific prod. 1612 kWh/kWp/year							
<p>Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 777 kWp</p> <div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="width: 45%;"> <p style="font-size: small;"> Lc: Collection Loss (PV-array losses) Ls: System Loss (inverter, ...) Y: Produced useful energy (inverter output) </p> </div> <div style="width: 45%;"> <p style="font-size: small;">PR: Performance Ratio (Y/Yr): 0.747</p> </div> </div>									
VC04a									
Balances and main results									
	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR	
	kWh/m²	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	MWh	MWh		
Jan. 17	188.7	83.13	27.55	174.7	181.7	107.2	95.2	0.701	
Feb. 17	155.4	77.97	26.59	149.8	138.7	92.5	90.5	0.778	
Mar. 17	148.3	90.32	25.78	147.7	138.8	92.8	81.8	0.711	
Apr. 17	181.0	73.78	25.98	188.8	155.4	103.9	101.7	0.784	
May 17	184.5	81.48	26.28	178.3	184.7	109.1	108.8	0.779	
June 17	182.2	51.07	26.42	177.8	188.0	109.2	108.9	0.774	
July 17	189.4	55.19	25.93	183.9	184.7	109.8	107.2	0.750	
Aug. 17	202.9	45.70	26.85	214.8	193.7	125.8	123.0	0.737	
Sep. 17	207.8	48.52	27.54	210.8	190.0	122.5	119.9	0.732	
Oct. 17	207.8	63.18	27.75	201.9	181.2	117.8	115.3	0.735	
Nov. 17	191.9	69.99	27.59	180.1	180.8	108.0	103.7	0.741	
Dec. 17	188.9	73.18	27.59	174.8	155.2	103.2	101.0	0.744	
Year	2148.9	793.49	26.82	2158.8	1988.8	1299.4	1252.8	0.747	
Legends:		GlobHor		Horizontal global irradiation		GlobEff		Effective Global, corr. for IAM and shadings	
		DiffHor		Horizontal diffuse irradiation		EArray		Effective energy at the output of the array	
		T_Amb		Ambient Temperature		E_Grid		Energy injected into grid	
		GlobInc		Global incident in coll. plane		PR		Performance Ratio	

8 ANEXOS

ANEXO A – DADOS DE IRRADIÂNCIA GLOBAL METENORM.

FVSYST V6.79												31/05/19	Page 1/1	
Definition of a geographical site														
Geographical Site		Pacajus					Country Brazil							
File Pacajus_MN72.SIT of 28/05/19 08h55														
Situation		Latitude -4.17° S					Longitude -38.47° W							
Time defined as		Legal Time					Time zone UT-3							
							Altitude 81 m							
Monthly Meteo Values		Source Meteonorm 7.2, Sat=42%												
	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year	
Hor. global	5.21	5.05	4.69	4.53	4.98	4.87	5.55	6.04	6.11	6.29	6.17	5.91	5.46	kWh/m ² .day
Hor. diffuse	2.39	2.71	2.54	2.37	2.22	2.13	1.80	2.09	2.09	2.48	2.47	2.20	2.29	kWh/m ² .day
Extraterrestrial	10.49	10.66	10.54	9.98	9.26	8.83	8.96	9.57	10.23	10.55	10.50	10.38	9.99	kWh/m ² .day
Clearness Index	0.497	0.474	0.445	0.454	0.538	0.552	0.620	0.631	0.598	0.596	0.588	0.570	0.546	
Amb. temper.	27.6	27.6	27.2	26.5	27.1	26.2	26.6	26.7	26.7	27.4	27.3	27.9	27.1	°C
Wind velocity	4.0	3.5	3.1	2.9	3.3	3.6	4.1	4.7	5.2	5.3	5.2	4.8	4.1	m/s

Solar paths at Pacajus, (Lat. -4.1740° S, long. -38.4748° W, alt. 81 m) - Legal Time

ANEXO B – DADOS DE IRRADIÂNCIA GLOBAL NSRDB.

PVSYST V6.79		03/06/19	Page 1/1											
Definition of a geographical site														
Geographical Site	Pacajus_TCC	Country Brazil												
	File New.SIT of 03/06/19 21h33													
Situation	Latitude -4.19° S	Longitude -38.46° W												
Time defined as	Legal Time Time zone UT-3	Altitude 77 m												
Monthly Meteo Values	Source NREL NSRDB 30mn Sub-Hourly Files PSMv3, 2017													
	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year	
Hor. global	186.7	155.4	148.3	161.0	164.5	162.2	169.4	202.9	207.8	207.8	191.9	188.9	2146.8	kWh/m ² .mth
Hor. diffuse	83.1	78.0	90.3	73.8	61.5	51.1	55.2	45.7	48.5	63.2	70.0	73.2	793.6	kWh/m ² .mth
Extraterrestrial	325.2	298.4	326.6	299.4	287.1	264.7	277.7	296.7	306.9	326.9	314.9	321.7	3646.2	kWh/m ² .mth
Clearness Index	0.574	0.521	0.454	0.538	0.573	0.613	0.610	0.684	0.677	0.636	0.609	0.587	0.589	
Amb. temper.	27.6	26.6	25.8	26.0	26.3	26.4	25.9	26.9	27.5	27.8	27.6	27.6	26.8	°C
Wind velocity	2.5	2.0	1.5	1.5	1.7	2.1	2.5	2.9	3.6	3.8	3.5	3.0	2.6	m/s

Solar paths at Pacajus_TCC, (Lat. -4.1900° S, long. -38.4600° W, alt. 77 m) - Legal Time

The diagram illustrates the solar paths at Pacajus_TCC. The vertical axis represents Sun height in degrees (0 to 90), and the horizontal axis represents Azimuth in degrees (-180 to 180). Seven distinct paths are shown, labeled 1 through 7, corresponding to different dates throughout the year. Path 1 (22 June) is the highest, while path 7 (22 December) is the lowest. The paths are symmetric about the 0-degree azimuth line. A legend in the center of the plot provides the following information:

- 1: 22 June
- 2: 22 May - 23 July
- 3: 20 Apr - 23 Aug
- 4: 20 Mar - 23 Sep
- 5: 21 Feb - 23 Oct
- 6: 19 Jan - 22 Nov
- 7: 22 December