



**UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA
ENGENHARIA ELETRÔNICA E DE TELECOMUNICAÇÕES
CAMPUS PATOS DE MINAS**

DANIEL DE OLIVEIRA FERREIRA

***SOFTWARE* PARA AUXÍLIO A PROJETOS DE SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE ELÉTRICA**

Patos de Minas - MG
2018

DANIEL DE OLIVEIRA FERREIRA

***SOFTWARE PARA AUXÍLIO A PROJETOS DE SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE ELÉTRICA***

Trabalho de conclusão de curso apresentado à banca examinadora como requisito parcial de avaliação da disciplina de Trabalho de Conclusão de Curso II, da graduação em Engenharia Eletrônica e de Telecomunicações, da Faculdade de Engenharia Elétrica, da Universidade Federal de Uberlândia, *Campus* Patos de Minas.

Orientador: Prof.^a Dr.^a Elise Saraiva.

DANIEL DE OLIVEIRA FERREIRA

***SOFTWARE PARA AUXÍLIO A PROJETOS DE SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE ELÉTRICA***

Trabalho de conclusão de curso apresentado à banca examinadora como requisito parcial de avaliação da disciplina de Trabalho de Conclusão de Curso II, da graduação em Engenharia Eletrônica e de Telecomunicações, da Faculdade de Engenharia Elétrica, da Universidade Federal de Uberlândia, *Campus Patos de Minas*.

Orientador: Prof.^a Dr.^a Elise Saraiva.

Patos de Minas, 12 de dezembro de 2018

Banca Examinadora

Prof.^a Dr.^a Elise Saraiva – FEELT/UFU (Orientadora)

Prof.^a Dr.^a Eliana Pantaleão – FACOM/UFU (Membro 1)

Prof. M.Sc. Tiago de Souza Teixeira – FPM (Membro 2)

AGRADECIMENTOS

Agradeço imensamente a cada um que contribuiu para que eu pudesse realizar este trabalho. Agradeço a cada um dos professores, e em especial à Dr.^a Karine Barbosa Carbonaro, tutora e parceira durante a graduação, ao Msc. Tiago de Souza Teixeira, pela oportunidade de estágio e conhecimentos adquiridos no mesmo, e à Elise Saraiva, que além de amiga, confiou em mim mesmo diante das dificuldades e incertezas encontradas ao longo do difícil percurso até o diploma.

Agradeço imensamente a Deus por iniciar, estar finalizando esta graduação, e ter superado os obstáculos intransponíveis para minha própria capacidade. Foi um milagre. Agradeço também a minha família, que superou as várias limitações e problemas, permitindo que eu chegasse até aqui. Sem o suor dos meus pais e irmãos, jamais chegaria onde cheguei. Agradeço-os por cada sacrifício, por cada noite mal dormida, pelas ações e orações.

Agradeço aos amigos e aos colegas de faculdade, pelas inúmeras ajudas e conselhos, e em especial a toda sétima turma do curso de Engenharia Eletrônica e de Telecomunicações, da Universidade Federal de Uberlândia, do *campus* Patos de Minas. Pelas confraternizações, pelas piadas, pelo encorajamento e pelas broncas quando falei em desistir. Serei eternamente grato, a cada um que compartilhou comigo de sua energia durante esta trajetória. Muito obrigado!

RESUMO

Nos últimos anos, a capacidade instalada de sistemas fotovoltaicos vem crescendo expressivamente. Este notório crescimento está relacionado aos problemas ambientais causados pelo uso dos combustíveis fósseis, à finitude destes combustíveis, à crescente demanda de energia, e à queda nos preços dos sistemas fotovoltaicos. Neste trabalho, visa-se desenvolver uma ferramenta computacional que auxilie no projeto de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, a fim de viabilizar a ampliação do estudo e uso destes sistemas no Brasil. Para isso, é feita uma revisão com importantes tópicos da teoria fotovoltaica. Além disso, são apresentadas modelagens computacionais de dispositivos utilizados nestes sistemas, como módulos e inversores, e de variáveis que afetam o desempenho dos sistemas fotovoltaicos, como a temperatura e a radiação solar. Assim, requerendo poucos dados de entrada do usuário e a partir de dados encontrados para diversas localidades, visa-se dimensionar sistemas fotovoltaicos. O correto dimensionamento destes sistemas pode indicar as condições mais viáveis de implantação e prevenir problemas após a instalação dos mesmos.

Palavras-chave: Energia Fotovoltaica. Energia solar. SFCR. *Software* de projeto.

ABSTRACT

In the last years, the solar photovoltaic installed capacity has increased extremely. The evolution is justified by the environmental problems related to the fossil fuels, the fact that these fuels will be depleted and increasing demand for energy. Furthermore, with technological advancements and rising popularity of the photovoltaic systems, they are getting cheaper and more efficient. This dissertation develops a software application for designing grid-tied solar systems, in order to incentive research and use of these systems in Brazil. This work presents a review of important topics about solar energy. Moreover, this work shows some modeling for devices used in photovoltaic systems, as modules and inverters, and for variables that affect the performance of the systems, as temperature and solar radiation. Therefore, requiring a small amount of data input from the user and using a set of data which is available for many locations, this work purposes to design photovoltaic systems. The correct sizing of these systems allows analyzing the better conditions to implement them and avoid problems after their installation.

Index Terms: Photovoltaic Energy. Solar Energy. Grid-Tied. Software.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Esquema simplificado de uma célula de silício.	21
Figura 2 – Corrente e Potência elétrica em função da tensão elétrica de uma célula.....	22
Figura 3 – Modelo com um diodo de uma célula fotovoltaica.....	23
Figura 4 – Influência da irradiância numa célula de silício cristalino.....	24
Figura 5 – Influência da temperatura numa célula de silício cristalino.....	25
Figura 6 – Controlador (a) paralelo (<i>shunt</i>) e (b) série.....	26
Figura 7 – Inversor monofásico de (a) meia ponte e (b) ponte completa.....	28
Figura 8 – Formas de onda na saída de um inversor de (a) onda quadrada, (b) onda retangular e (c) modulação por largura de pulso.	29
Figura 9 – Curva de eficiência do inversor Fronius ECO 27.0.3-S.....	30
Figura 10 – Ligação dos diodos de desvio nos módulos fotovoltaicos.	31
Figura 11 – Ligação dos diodos de bloqueio.....	32
Figura 12 – Influência dos fatores $K0$, $K1$ e $K2$ na curva de eficiência de um inversor.	37
Figura 13 – (a) Ângulo zenital, inclinação, ângulo azimutal da superfície e do Sol. (b) Definição do ângulo azimutal solar.	40
Figura 14 – Sombreamento e ângulo zenital solar.	51
Figura 15 – Ângulo azimutal dos obstáculos.....	52
Figura 16 – Fatores de perdas de um SFV.....	53
Figura 17 – Interface da ferramenta Scene Builder.....	59
Figura 18 – Interface do IDE NetBeans.	59
Figura 19 – Diagrama de Classes do pacote <i>model</i> do programa.....	60
Figura 20 – Classes base para a manipulação de dados em várias escalas temporais.....	61
Figura 21 – Protótipo de tela para o programa.	62
Figura 22 – Tela principal do programa após estilização.....	63
Figura 23 – Tela de manipulação de perdas.	63
Figura 24 – Tela para seleção de localidade e dados atmosféricos.	64
Figura 25 – Gráfico das médias anuais de irradiação diária para a localidade de Patos de Minas.	66
Figura 26 – Gráfico das médias mensais de irradiação diária para a localidade de Patos de Minas.	66
Figura 27 – Componentes da irradiação sem sombreamento.....	67
Figura 28 – Componentes da irradiação com sombreamento.....	68
Figura 29 – Configuração dos obstáculos de sombreamento.	68
Figura 30 – Configuração de localização e posicionamento do SFV.....	69
Figura 31 – Resultado do dimensionamento para o SFV.....	70

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Coeficientes de brilho ϵ para o modelo anisotrópico de Perez.	47
Tabela 2 – Custo de disponibilidade.	55

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
GW _p	10 ⁹ W _p
GUI	Grafical User Interface – Interface Gráfica do Usuário
GWh	10 ⁹ Wh
IDE	Integrated Development Environment – Ambiente de Desenvolvimento Integrado
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
MPPT	Maximum Power Point Tracking – Rastreador do Ponto de Máxima Potência
NMOT	<i>Nominal Module Operating Temperature</i> – Condições Nominais de Temperatura
NOCT	<i>Nominal Operating Cell Temperature</i> – Condições Nominais de Temperatura
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica
SFI	Sistema Fotovoltaico Isolado
SFV	Sistema Fotovoltaico
STC	Standard Test Conditions – Condições padrão de teste
THD	Total Harmonic Distortion – Distorção Harmônica Total
TWh	10 ¹² Wh
Wh	Watt-hora – Unidade de energia equivalente a 3600 J
Wp	Watt-pico – Unidade de potência que indica a potência gerada por um sistema fotovoltaico considerando as condições padronizadas de teste STC.

LISTA DE SÍMBOLOS

t_{oe}	Unidade de energia definida como o calor libertado na combustão de uma tonelada de petróleo cru, aproximadamente 42 gigajoules.
I	Corrente elétrica
V	Tensão elétrica
I_L	Corrente gerada devido à incidência de luz
I_0	Corrente de saturação reversa do diodo
q	Carga elementar do elétron
n	Fator de idealidade do diodo
k	Constante de Boltzmann
T_{FV}	Temperatura dos geradores fotovoltaicos, módulos ou células
R_S	Resistência Série do módulo ou célula
R_P	Resistência Série do módulo ou célula
V_{OC}	Tensão de circuito aberto
I_{SC}	Corrente de curto-circuito
M_{PP}	Máxima potência
P_{MP}	Máxima potência
P_{MAX}	Máxima potência
I_{MP}	Corrente de máxima potência
V_{MP}	Tensão de máxima potência
η	Eficiência de um dispositivo, como geradores e inversores
P_{CA}	Potência saída de um inversor em CA
P_{CC}	Potência de entrada de um inversor em CC
η_{EU}	Eficiência europeia de um inversor
N_S	Número de células em série num painel fotovoltaico

G	Irradiância, isto é, potência luminosa por unidade de área
$I_{SC,Ref}$	Corrente de curto-circuito para condições referência
G_{Ref}	Irradiância de referência
α	Coefficiente de temperatura de I_{SC}
$T_{FV,Ref}$	Temperatura dos geradores de referência
$V_{OC,Ref}$	Tensão de circuito aberto para condições referência
β_T	Coefficiente de temperatura de V_{OC}
$P_{CA,n}$	Potência de saída normalizada de um inversor em relação à sua potência de saída nominal
K_0	Constante de modelagem do inversor relativa ao autoconsumo
K_1	Constante de modelagem do inversor relativa às quedas de tensão
K_2	Constante de modelagem do inversor relativa às perdas ôhmicas
$P_{CA,nom}$	Potência de saída nominal de um inversor
$V_{CC,nom}$	Tensão de entrada nominal do inversor
$P_{CC,nom}$	Potência de entrada para atingir a potência nominal de saída de um inversor
P_{SB}	Potência consumida pelo inversor em standby
G_0	Irradiância extraterrestre
G_{CS}	Constante solar, cujo valor é 1367 W/m^2
E_0	Excentricidade de uma trajetória elíptica
d_n	Dia do ano variando entre 1 e 365
θ_z	Ângulo zenital
δ	Declinação solar
ϕ	Latitude
ω	Ângulo horário solar
Γ	Dia do ano em radianos
γ_s	Azimute solar

α	Altura solar angular
β	Inclinação dos módulos em relação à horizontal
γ	Azimute da superfície
I_0	Irradiação extraterrestre horária
H_0	Irradiação extraterrestre diária
ω_s	Ângulo horário do pôr do sol
I	Irradiação horária horizontal na superfície da Terra
H	Irradiação diária horizontal na superfície da Terra
k_t	Coefficiente de transparência atmosférica
$\overline{k_{tH}}$	Coefficiente de transparência atmosférica diário médio mensal
k_{tH}	Coefficiente de transparência atmosférica diário
k_{tI}	Coefficiente de transparência atmosférica horário
I_d	Irradiação horária difusa horizontal
I_b	Irradiação horária direta horizontal
I_β	Irradiação horária global ou total inclinada
$I_{b\beta}$	Irradiação horária direta inclinada
$I_{d\beta}$	Irradiação horária difusa inclinada
$I_{r\beta}$	Irradiação horária refletida inclinada
θ	Ângulo de incidência em uma superfície
ma	Massa de ar
$\overline{T_m}$	Temperatura diária em média mensal
$\overline{H_0}$	Irradiação diária em média mensal
$T_{dia,m}$	Temperatura média do dia
$\overline{T_{min}}$	Temperatura mínima diária em média mensal
$\overline{T_{max}}$	Temperatura máxima diária em média mensal

$\overline{A_{max}}$	Diferença entre temperaturas máximas e mínimas diárias em médias mensais
A_{dia}	Diferença entre temperaturas máximas e mínimas diárias
I_{max}	Irradiação horária horizontal máxima do dia
$\overline{I_{max}}$	Média mensal das irradiações horárias horizontais máximas diárias
$T_{max,dia}$	Temperatura máxima diária
T_a	Temperatura ambiente
T_{NOCT}	Temperatura de operação dos módulos ou células em condições nominais

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1	15
INTRODUÇÃO.....	15
1.1 Tema do Projeto.....	16
1.2 Problematização.....	17
1.3 Hipóteses.....	17
1.4 Objetivos.....	18
1.4.1 Objetivos Gerais	18
1.4.2 Objetivos Específicos	18
1.5 Justificativa	18
1.6 Considerações Finais	19
CAPÍTULO 2	20
ENERGIA FOTOVOLTAICA.....	20
2.1 Efeito Fotovoltaico, Células e Painéis	20
2.1.1 Características das Células e Módulos	21
2.1.2 Influência da Irradiância e da Temperatura.....	23
2.2 Componentes de um SFV	25
2.2.1 Baterias	25
2.2.2 Controladores de Carga	25
2.2.3 Inversores	26
2.2.4 Dispositivos de Proteção	30
2.3 Considerações Finais	33
CAPÍTULO 3	34
MODELAGEM DOS COMPONENTES E VARIÁVEIS.....	34
3.1 Modelagem dos Geradores	34
3.2 Modelagem dos Inversores	36
3.3 Modelagem da Irradiação	38
3.3.1 Irradiação Extraterrestre e Posicionamento do Sol.....	38
3.3.2 Dados de Irradiação Diária.....	41
3.3.3 Dados de Irradiação Horária.....	42
3.3.4 Valores de Irradiação Direta e Difusa	44
3.3.5 Dados de Irradiação em um Plano Inclinado.....	45
3.4 Dados de Temperatura Ambiente e dos Módulos.....	47

3.5	Modelagem do Sombreamento	50
3.6	Modelagem de Outros Fatores de Perda	52
3.7	Método de Dimensionamento	53
3.8	Considerações Finais	55
CAPÍTULO 4		57
MATERIAIS E MÉTODOS.....		57
4.1	Etapa Teórica	57
4.1.1	Estudo da Teoria sobre SFVs	58
4.1.2	Estudo sobre o Desenvolvimento de <i>Softwares</i>	58
4.2	Etapa de Implementação do <i>Software</i>	60
4.2.1	Desenvolvimento das Funções Básicas	60
4.2.2	Desenvolvimento do <i>Software</i>	62
4.3	Considerações Finais	64
CAPÍTULO 5		65
RESULTADOS E DISCUSSÕES.....		65
5.1	Análise dos Dados Gerados pelo Programa.....	65
5.2	Dimensionamento de um SFV Existente	69
5.3	Considerações Finais	70
CAPÍTULO 6		71
CONCLUSÃO, CONTRIBUIÇÕES DESTE TRABALHO E TRABALHOS FUTUROS....		71
REFERÊNCIAS		74

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

A importância do setor energético para a humanidade é notória. O consumo de energia elétrica em 2015 alcançou 24255 TWh, o que equivale a 400% do que se consumia em 1973 [1]. Além da demanda crescente, outro fator que reforça a importância do setor é a complexa relação entre o crescimento do PIB e o consumo de energia, uma vez que a oferta e o uso eficiente da energia são fatores essenciais para o desenvolvimento econômico [2].

Em meio à atual crise ambiental, o setor energético tem um papel fundamental nas metas de redução de emissão de gases do efeito estufa [3]. Neste sentido, as fontes de energia renováveis, como a hidráulica, a eólica e a solar, se apresentam como solução extremamente interessante, uma vez que são candidatas a sanar a crescente necessidade de produção de energia com reduzido impacto ambiental.

O sol pode ser utilizado como fonte de energia de diversas maneiras, como aquecer fluidos e gerar eletricidade. Na geração de eletricidade a partir do sol, duas tecnologias merecem destaque no panorama atual: a fotovoltaica e a geração a partir de concentradores solares térmicos para altas temperaturas [4].

Na modalidade fotovoltaica, a energia luminosa é diretamente convertida em energia elétrica, devido ao efeito fotovoltaico. Descoberto por Edmond Becquerel em 1839, o efeito fotovoltaico consiste no aparecimento de uma diferença de potencial elétrico num semicondutor, a partir da incidência de luz nesse corpo. Desde então, o desenvolvimento e uso da tecnologia fotovoltaica foram impulsionados por diversos fatores, como a corrida espacial, a crise do petróleo e a crise ambiental [4].

Nos últimos anos a capacidade instalada de sistemas fotovoltaicos (SFVs) vem crescendo expressivamente. Em 2016, a potência de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica (SFCRs) chegou a 306,5 GW_p, sendo que destes, 76,6 GW_p foram instalados somente em 2016 [5]. Isto mostra claramente o potencial de crescimento no uso da tecnologia no cenário atual e necessidade do estudo contínuo para aprimoramento dos sistemas fotovoltaicos.

Em muitos países, como Alemanha, China e Espanha, destaques na produção de energia fotovoltaica, o aumento expressivo no uso desta fonte de energia foi impulsionado por incentivos governamentais. No entanto, esta dependência de incentivos está sendo superada, uma vez que o custo de geração de eletricidade para novos sistemas fotovoltaicos de grande

escala, em alguns países, já é menor se comparado ao custo de novas usinas nucleares ou que usem o carvão como combustível [5].

No Brasil, a potência instalada de sistemas fotovoltaicos é ainda tímida se comparada a outras fontes de energia ou a outros países. Em 2016, a geração de energia fotovoltaica no país atingiu 7 toe, cerca de 80 GWh. No entanto, quando comparado a outras fontes de energia, este montante equivale a apenas 0,01% da oferta de energia elétrica no Brasil em 2016 [6].

Um dado relevante sobre a participação da energia fotovoltaica na oferta total de energia elétrica no Brasil, é que 53,9 GWh foram gerados por mini ou microgeradores conectados à rede elétrica, isto é, a geração distribuída é responsável por mais da metade da produção de energia fotovoltaica do país [6]. Tais modalidades de geração distribuída são reguladas pela Resolução Normativa N° 687/2015, que alterou a Resolução N° 482/2012 [7]. Estas resoluções estimularam a instalação de SFCRs, mas em menor intensidade do que ocorreu em outros países no mesmo período, devido aos benefícios menos atrativos de nossa legislação.

O projeto de sistemas fotovoltaicos se compõe de diversas etapas e deve considerar muitas variáveis. O projeto começa no estudo acerca da viabilidade econômica e da disponibilidade do recurso solar e, no caso dos SFCRs, deve-se considerar ainda os requisitos e benefícios de acordo com a legislação que regula a conexão dos mesmos na rede elétrica.

Desse modo, devido ao fato dos projetos de SFVs envolverem informações sobre diversos componentes e variáveis, cujas implicações no desempenho do sistema nem sempre são facilmente estimáveis, o uso de *softwares* que auxiliem nesta tarefa é conveniente. Neste sentido, no presente trabalho propõe-se desenvolver um *software* que auxilie nos projetos de SFCRs.

1.1 Tema do Projeto

O tema deste projeto está relacionado à criação de ferramentas computacionais que auxiliem em projetos de sistemas fotovoltaicos. Há uma grande variedade de *softwares* que desempenham diferentes funções em projetos de SFVs. Além disso, no processo de fabricação e criação de novas células também há a possibilidade de utilização desse tipo de ferramenta. Neste trabalho, foca-se no desenvolvimento de um *software* que auxilie no projeto de sistemas conectados à rede elétrica.

1.2 Problematização

Num projeto de Sistemas Fotovoltaicos (SFVs) deve-se considerar a influência de diversas variáveis, dentre elas, a temperatura e a radiação solar. Tais parâmetros variam conforme a localidade e o tempo.

A previsão destas variáveis normalmente é feita por meio de uma série de dados, que podem não estar disponíveis para diversas localidades. Surgiram então algumas questões:

- Seria possível então sintetizar dados que correspondem às variações destes parâmetros, a partir de dados disponíveis para diversas localidades, viabilizando projetos de SFVs?
- Utilizando-se informações de consumo de energia elétrica disponíveis nas contas de energia, e utilizando-se dados disponíveis para diversas localidades e dados sintetizados, é possível obter a potência do sistema fotovoltaico que atenda à demanda necessária?

A viabilidade econômica de SFVs está relacionada a diversos fatores, como o tempo de vida dos componentes do sistema, além da disponibilidade e custo de outras fontes de energia. No caso de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica (SFCRs), há ainda questões ligadas à legislação, ou seja, prevendo-se o desempenho de um SFCR e considerando-se a legislação a que estes estão submetidos no Brasil, é possível prever os lucros e custos deste SFCR?

Os questionamentos feitos acima nortearam o desenvolvimento do projeto, e estabeleceram objetivos a serem alcançados. Dessa forma, conduzem a revisão da teoria relacionada à energia fotovoltaica, bem como a implementação do software de projetos de sistemas fotovoltaicos.

1.3 Hipóteses

No presente trabalho, ao implementar um *software* para projeto de sistemas fotovoltaicos, espera-se que:

- Possa se prever a variação dos parâmetros que influenciam o desempenho dos sistemas fotovoltaicos, como a temperatura e a radiação solar, a partir de informações disponíveis para grande parte das localidades no globo terrestre;
- A partir de alguns parâmetros, obtidos de outras referências ou sintetizados, é possível prever o desempenho de um sistema fotovoltaico submetido a determinadas condições de radiação e temperatura, de tal forma que se consiga uma configuração que atenda à demanda solicitada de geração de energia;

- Prevendo-se o desempenho de um sistema fotovoltaico, e considerando-se a legislação relacionada aos Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica (SFCR), possa se obter uma relação de custos e lucros obtidos com a instalação de um SFCR.

1.4 Objetivos

Este trabalho possui objetivos gerais relacionados a projetos de sistemas fotovoltaicos e, além disso, visa alcançar outros vários objetivos específicos. Estes objetivos são apresentados abaixo.

1.4.1 Objetivos Gerais

Com o intuito de favorecer a utilização da energia solar, este trabalho visa desenvolver um *software* dedicado ao projeto de sistemas fotovoltaicos, em especial, dos sistemas conectados à rede elétrica.

1.4.2 Objetivos Específicos

De modo complementar e simultâneo aos objetivos gerais, o presente trabalho também visa alcançar os seguintes objetivos específicos:

- Revisar a teoria acerca da energia fotovoltaica;
- Estudar os procedimentos utilizados no projeto de SFVs;
- Estudar a legislação relacionada aos SFCRs no Brasil;
- Estudar a modelagem computacional de componentes dos SFVs;
- Estudar alguns tópicos sobre o projeto de *softwares*;
- Estudar recursos da linguagem e do ambiente de desenvolvimento integrado (IDE) utilizados para a implementação do *software*.

1.5 Justificativa

A grande importância dos sistemas fotovoltaicos no cenário energético mundial, observada pelo aumento expressivo da capacidade instalada de SFVs e pela crise ambiental, justifica a realização de pesquisas relacionadas a energia fotovoltaica. Além disso, a complexidade dos projetos fotovoltaicos, que envolvem questões ambientais, técnicas, legais e econômicas, mostra a necessidade e relevância de *softwares* que auxiliem nas diversas etapas destes projetos.

Neste sentido, o presente trabalho visa implementar um *software* para auxiliar nos projetos de sistemas fotovoltaicos conectados a rede elétrica, prevendo o desempenho de sistemas, de acordo com sua configuração e localização, e facilitando a análise da viabilidade destes projetos. Então, a importância deste trabalho é justificada, uma vez que o *software* implementado realizaria etapas importantes dos projetos dos SFVs, sistemas estes, relevantes no contexto energético atual.

Por fim, o trabalho proposto se justifica também pela exposição da tecnologia fotovoltaica e seu potencial, o que contribui para a popularização da tecnologia. Isto é importante, já que mais da metade da produção de energia fotovoltaica produzida no Brasil se dá por mini e microgeração, isto é, por pequenos e numerosos sistemas [6].

1.6 Considerações Finais

Visto a importância da energia fotovoltaica no cenário energético atual e a complexidade no projeto dos sistemas fotovoltaicos, o programa a ser implementado neste trabalho pode sanar uma demanda real do setor energético, e desempenhar um papel importante ambiental e economicamente.

Durante o desenvolvimento do trabalho, devem ser consultadas diversas referências relacionadas à energia fotovoltaica, modelagem de componentes e variáveis dos SFCRs e projeto de *softwares*. Espera-se desse modo, alcançar os diversos objetivos do trabalho, implementando uma ferramenta que auxilie no projeto dos SFCRs e permita uma maior precisão na previsão do desempenho e da viabilidade destes sistemas.

CAPÍTULO 2

ENERGIA FOTOVOLTAICA

Neste capítulo são abordados importantes tópicos acerca da energia fotovoltaica, de modo a ilustrar o atual estágio de desenvolvimento dos SFVs. Além disso, variáveis e componentes dos SFVs são abordados visando-se contemplar os tópicos essenciais para a modelagem destes sistemas e posterior desenvolvimento do *software* e alcance dos demais objetivos propostos.

2.1 Efeito Fotovoltaico, Células e Painéis

A “imagem” da energia solar está intimamente ligada aos painéis fotovoltaicos, em especial aos de silícios cristalino. Estes painéis são formados pelo agrupamento de células. Em geral, as células solares são feitas de material semicondutor, como o silício e o arseneto de gálio. O silício é o segundo elemento mais abundante no globo terrestre, e é esse um dos motivos que faz o silício liderar absoluto como principal matéria-prima das células [8].

O silício tem quatro elétrons de valência que fazem ligações com outros quatro átomos de silício, formando uma rede cristalina. À temperatura ambiente o cristal de silício puro tem poucos elétrons livres, devido à agitação térmica, e assim como os cristais puros de outros semicondutores, possui propriedades elétricas intermediárias entre a dos isolantes e dos condutores [9].

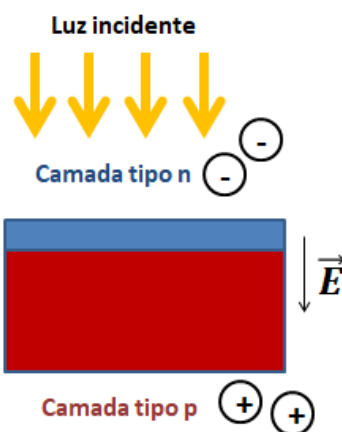
Na verdade, as células são formadas, geralmente, por duas camadas de semicondutores, uma do tipo P e outra do tipo N, como ilustrado na Figura 1. Esses tipos de semicondutores são obtidos pelo processo de dopagem, isto é, pela a adição de outros elementos ao cristal puro do semicondutor.

Separadas, as camadas tipo N e tipo P são eletricamente neutras. Mas ao uni-las, forma-se um campo elétrico na região P-N (região de encontro das duas camadas, também chamada de camada de depleção), por causa de alguns elétrons livres do semicondutor tipo N que foram atraídos e preencheram algumas lacunas do material tipo P, nesta região. Isto é, a camada tipo N adquire uma carga positiva, já que alguns elétrons saíram desta camada para a junção entre as camadas, preenchendo algumas lacunas, o que ocasionou numa carga negativa na camada P [9].

Quando a luz incide sobre a célula, os fótons liberam alguns elétrons na região P-N, criando assim lacunas e elétrons livres. Devido ao campo elétrico nesta região, os elétrons

seguem a direção oposta das linhas do campo elétrico, isto é, vão para a camada N (que é o polo positivo do campo elétrico), enquanto as lacunas deixadas por estes elétrons fluem na direção do campo elétrico, indo para a camada P [9].

Figura 1 – Esquema simplificado de uma célula de silício.



Fonte: o autor.

Se as camadas P e N são ligadas por um circuito externo, os elétrons livres que foram direcionados à camada N fluirão pelo circuito, em direção à camada P, para se recombinar com as lacunas nesta camada. Assim haverá uma corrente elétrica no sentido oposto ao movimento dos elétrons, e a conversão de energia luminosa para energia elétrica está concretizada [9].

Na Figura 1, pode-se notar que a camada na qual a luz incide (tipo N) é menor que a camada P. Isto facilita a liberação de pares elétron-lacuna na camada de depleção, já que esta ficará mais exposta à luz. Na verdade, a camada N pode ser formada apenas por uma pulverização de impurezas, sendo desta forma muito menor que a outra camada [4].

As células individualmente possuem baixa potência, corrente e tensão. A máxima tensão das células de c-Si é 0,5V a 0,7V, que é uma tensão muito baixa para a maioria das aplicações dos sistemas fotovoltaicos. Visando-se adequar os níveis de tensão e corrente para as várias aplicações, as células são agrupadas em série, para aumentar a tensão de saída, e em paralelo, para aumentar a corrente de saída, formando módulos fotovoltaicos [4].

2.1.1 Características das Células e Módulos

Uma célula fotovoltaica apresenta características semelhantes a um diodo semicondutor, mas além da corrente de saturação reversa de um diodo, as células solares têm a corrente devido aos fótons de luz incidente na célula. A corrente total I em função da tensão

V de uma célula representa sua curva característica (curva $I-V$), que é mostrada na Figura 2, e pode ser descrita pela equação (1), derivada da Equação de Shockley, que modela o comportamento de um diodo semiconductor ideal [4].

$$I = I_L - I_0 \left[e^{\left(\frac{qV}{nkT_{FV}} \right)} - 1 \right] \quad (1)$$

Em que:

I_L é a corrente devido a incidência de luz;

I_0 é a corrente de saturação reversa do diodo;

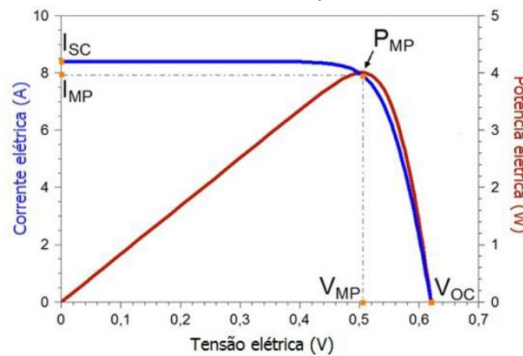
q é a carga elementar do elétron ($1,6 \times 10^{-19}C$);

n é o fator de idealidade do diodo, encontrado por ajuste de dados experimentais medidos;

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

T_{FV} é a temperatura absoluta das células (K);

Figura 2 – Corrente e Potência elétrica em função da tensão elétrica de uma célula.



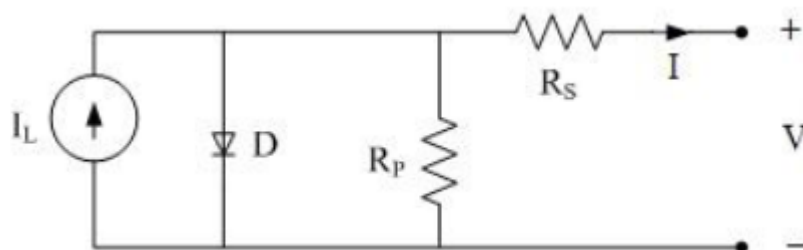
Fonte: [4].

No entanto, modelando uma célula fotovoltaica real, devemos considerar perdas devido a contatos elétricos, regiões dopadas e outros fatores, que podem ser representadas por uma resistência R_S em série com a célula. Além disso, pontos de curto-circuito na junção P-N podem ser representados como uma resistência em paralelo R_P [4,10]. Desse modo, a equação da curva $I-V$ se torna:

$$I = I_L - I_0 \left[e^{\left(\frac{q(V+IR_S)}{nkT_{FV}} \right)} - 1 \right] - \frac{V+IR_S}{R_P} \quad (2)$$

A Figura 3 representa o circuito equivalente em que as perdas estão representadas pelas resistências R_P e R_S , o diodo representa a junção P-N e a fonte de corrente simboliza corrente fotogerada.

Figura 3 – Modelo com um diodo de uma célula fotovoltaica.



Fonte: [4].

Através da curva característica, mostrada na Figura 2, definem-se importantes parâmetros elétricos das células fotovoltaicas, como a tensão de circuito aberto, a corrente de curto-circuito e o ponto de máxima potência [4].

A tensão de circuito aberto (V_{OC}) é a tensão apresentada entre os terminais da célula quando estes estão desconectados, ou seja, é o ponto de interseção entre a curva $I-V$ e o eixo das abscissas, onde a corrente é nula. Neste ponto, a tensão é máxima.

A corrente de curto-circuito (I_{SC}) é a corrente entre os terminais da célula quando estes estão diretamente conectados, isto é, quando a carga conectada é nula. O valor de I_{SC} é o valor máximo de corrente em toda a curva $I-V$, estando no ponto de interseção da curva e o eixo da corrente, onde a tensão é igual a zero.

O ponto de máxima potência (M_{PP} , P_{MP} ou P_{MAX}), como o a própria denominação sugere, é o ponto da curva $I-V$ em que a célula fornece o máximo de potência elétrica, isto é, o produto da tensão e da corrente elétrica é máximo. Neste ponto definem-se a corrente e a tensão de máxima potência (I_{MP} e V_{MP}). Os parâmetros elétricos dos módulos, como tensão de circuito aberto, corrente de curto-circuito e eficiência, são análogos aos das células apresentados anteriormente [4].

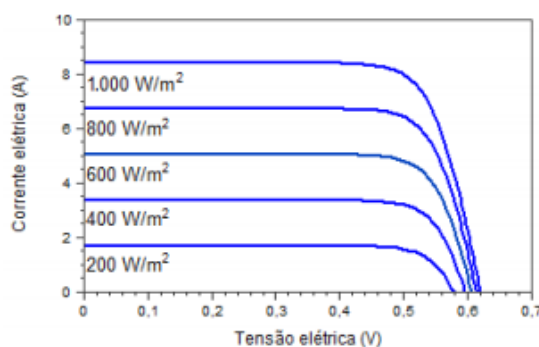
Estes parâmetros são importantes para a modelagem de painéis comerciais, uma vez que são estes os dados disponibilizados pelos seus fabricantes em folhas de dados. Isto é, estes parâmetros são informações essenciais para a simulação dos módulos.

2.1.2 Influência da Irradiância e da Temperatura

A curva $I-V$ de painéis e células fotovoltaicas varia com intensidade de luz e temperatura. A intensidade luminosa que chega aos geradores fotovoltaicos é quantificada em termos de potência por unidade de área, o que é chamado de irradiância, ou pela energia luminosa incidente por unidade de área em um intervalo de tempo, o que é chamado de irradiação [4]. Desse modo, a irradiação resulta da integração da irradiância no tempo.

Considerando células de silício cristalino, com o aumento da irradiância que chega aos geradores, isto é, da potência luminosa incidente, a corrente gerada aumenta linearmente, enquanto a tensão aumenta lentamente, de forma logarítmica, à temperatura constante [4]. A Figura 4 mostra a variação da curva $I-V$ devido à irradiância incidente.

Figura 4 – Influência da irradiância numa célula de silício cristalino.



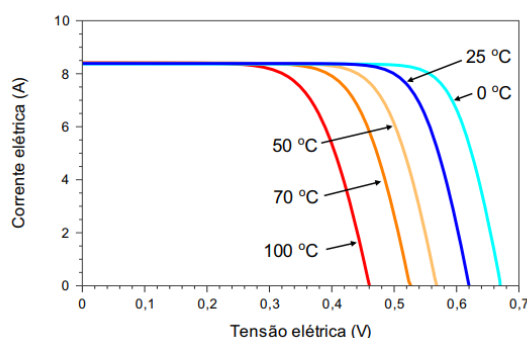
Fonte: [4].

Os fabricantes de módulos fotovoltaicos fornecem nas folhas de dados o coeficiente de temperatura da corrente de curto-circuito α que indica o quanto I_{SC} varia com a temperatura. Este coeficiente normalmente é dado em valores percentuais e tem valor típico de $0,06\%/^{\circ}C$ para células de silício cristalino [10].

Um aumento na temperatura de operação de células de silício cristalino por outro lado, provoca uma atenuação significativa em sua tensão, e um pequeno aumento na corrente produzida, o que provoca uma diminuição na potência gerada. Além disso, a temperatura de operação das células é influenciada não só pela temperatura ambiente, mas por outros fatores, como a ventilação e irradiância incidente. Um aumento da irradiância provoca um aumento na temperatura das células, e conseqüentemente, uma diminuição da tensão.

Os fabricantes também disponibilizam um coeficiente de temperatura para V_{OC} , representado por β_T . Um valor típico para células de silício cristalino é de $-2,3\text{ mV}/^{\circ}C$ [10]. Para um módulo, este valor deve ser multiplicado pelo número de células em série no módulo N_S . A Figura 5 ilustra a variação da curva $I-V$ devido à variação da temperatura.

Figura 5 – Influência da temperatura numa célula de silício cristalino.



Fonte: [4].

2.2 Componentes de um SFV

Além dos módulos fotovoltaicos, que geram a energia solar, os SFVs utilizam diversos componentes. Estes dispositivos são utilizados para armazenar e condicionar a energia produzida, ou ainda visando à proteção dos sistemas.

2.2.1 Baterias

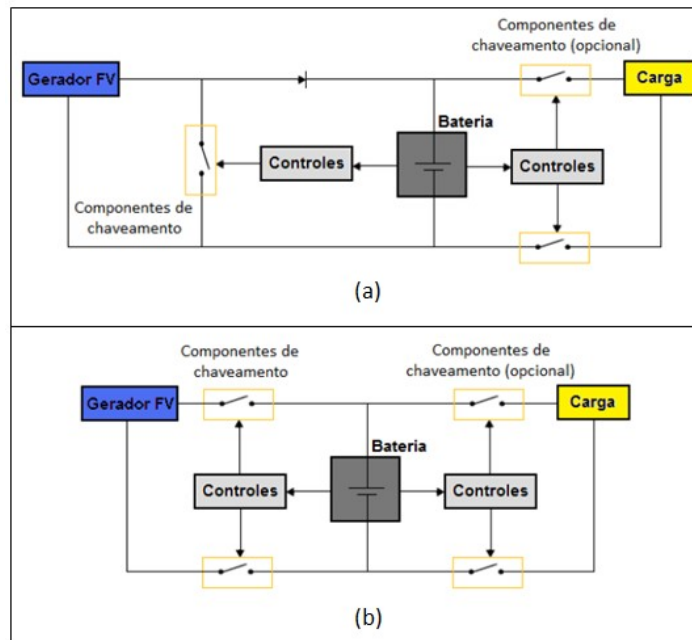
Dentre as várias formas de armazenar a energia proveniente dos módulos, as baterias eletroquímicas ainda são os dispositivos mais utilizados em SFVs. Uma bateria consiste num conjunto de células (vasos) eletroquímicas interligadas em série e paralelo [4].

Ao carregar uma bateria, estes vasos armazenam energia convertendo a energia elétrica em química através de processos de oxidação e redução. Quando é necessária a utilização de energia elétrica, ocorre a conversão de energia química em elétrica, e deste modo, a bateria fornece corrente elétrica [4].

2.2.2 Controladores de Carga

Os controladores de carga têm como principal função proteger as baterias de cargas e descargas excessivas, visando desta forma, aumentar a vida útil das baterias. Assim, são praticamente indispensáveis em sistemas fotovoltaicos isolados (SFIs) [4].

Os controladores podem ser classificados quanto à variável de controle. Normalmente, utilizam-se a tensão, a densidade do eletrólito e o estado de carga da bateria. O estado de carga é calculado pela integração do fluxo de corrente na bateria. Outra classificação se baseia na forma como o controlador desconecta o bloco gerador das baterias quando estas estão com carga completa. Desta maneira o controlador pode ser paralelo (*shunt*) ou série. A Figura 6 esquematiza estes tipos de controlador [4].

Figura 6 – Controlador (a) paralelo (*shunt*) e (b) série.

Fonte: [4].

2.2.3 Inversores

Inversores são dispositivos que, através de uma fonte de energia em CC (corrente contínua), como módulos fotovoltaicos, baterias, células a combustível ou outras formas de armazenamento e geração, fornecem energia em CA (corrente alternada), isto é, são conversores CC-CA [8]. Assim, são elementos indispensáveis em SFCRs, uma vez que estes sistemas devem entregar para a rede elétrica energia em CA.

Em SFIs voltados ao consumo domiciliar, também são de grande importância, já que a disponibilidade de eletrodomésticos alimentados por corrente contínua é escassa. E até mesmo em sistemas de bombeamento, onde às vezes são utilizadas bombas CA, os inversores estão presentes [4].

Graças aos avanços da eletrônica de potência, criando e aprimorando componentes e configurações utilizados nos circuitos de inversores, o custo destes dispositivos se reduziu, e paralelamente, eles se tornaram cada vez mais eficientes, chegando a 99% de eficiência [4].

Os componentes que são a base para o funcionamento dos inversores funcionam como chaves controladas eletronicamente, que alternam entre os estados de bloqueio, quando interrompem a passagem de corrente tornando-se, idealmente, um circuito aberto, e condução, quando permitem a passagem de corrente tornando-se, idealmente, um curto-circuito. Entre os componentes utilizados em inversores, podemos citar os tiristores SCR, TRIAC e GTO e os transistores MOSFET e IGBT [4].

2.2.3.1 Tipos de inversores

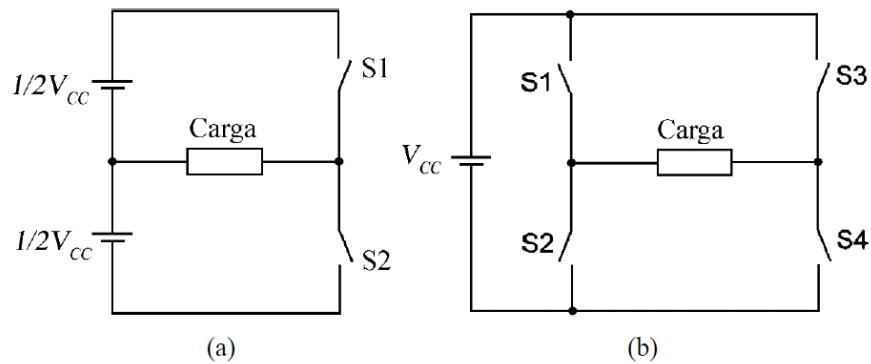
Os inversores podem ser classificados em comutados pela rede (comutação natural) e autocomutados (comutação forçada). Os primeiros inversores tinham como base os tiristores SCR e TRIAC, componentes que suportam alta potência, nos quais a comutação do bloqueio para a condução é controlada por um pulso de corrente no pino de gatilho, mas a comutação da condução para o bloqueio é realizada apenas quando a corrente que flui entre o anodo e o catodo (circuito de potência) for inferior à corrente de manutenção. Por isso, estes conversores são chamados de inversores de comutação natural, uma vez que o corte é comutado pelo circuito de potência [4].

Apesar de simples, estes inversores produzem uma saída com elevada quantidade de harmônicos, o que exige uma filtragem complexa e consome energia. Tal fato levou à gradual substituição dos inversores com tais tiristores pelos inversores autocomutados, que possuem outros componentes de chaveamento, como MOSFETs e IGBTs. Atualmente, o uso de inversores com tiristores está limitado a aplicações de alta potência. Em inversores autocomutados, os componentes de chaveamento podem ser levados ao corte e à saturação por um terminal de controle, independente do circuito de potência, o que permite estratégias de controle mais elaboradas e, conseqüentemente, uma saída com níveis de harmônicos reduzidos [4].

Há inversores que possuem dois estágios, um para a conversão CC-CA, que também está presente nos inversores de estágio único, e outro estágio para adequação do nível de tensão CC à tensão necessária para a conversão CC-CA. Este estágio consiste num circuito elevador de tensão e, às vezes, executa o seguimento do ponto de máxima potência.

Os inversores com um único estágio possuem elevada eficiência. No entanto, se não houver transformador nestes inversores, é necessário um nível mínimo de entrada CC igual ao valor de pico da tensão CA, no caso do inversor de ponte completa, e igual ao dobro deste valor para inversores de meia ponte. A Figura 7 esquematiza esses dois tipos de inversores. As chaves S1 e S2, presentes nos dois inversores, e as chaves S3 e S4, presentes no inversor de ponte completa, representam componentes de chaveamento, como MOSFETs e IGBTs [4].

Figura 7 – Inversor monofásico de (a) meia ponte e (b) ponte completa.



Fonte: [4].

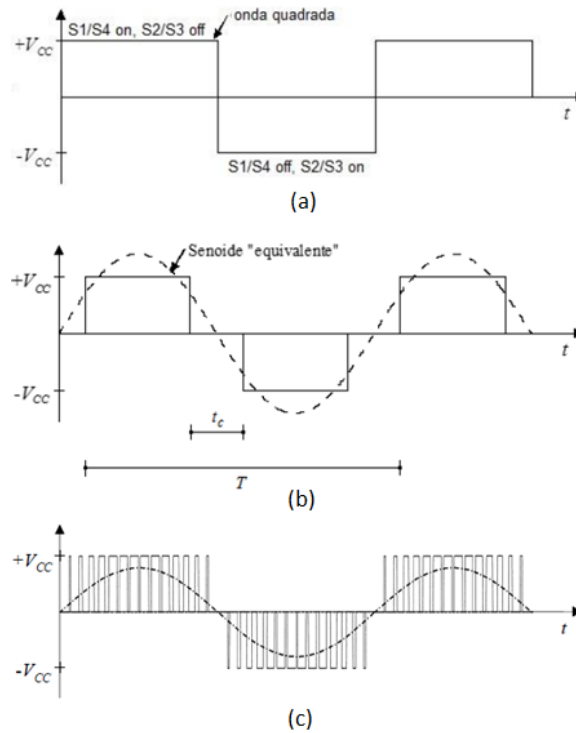
2.2.3.2 Princípio de Funcionamento dos Inversores

No esquema de inversor de meia ponte mostrado na Figura 7 (a), se as chaves S1 e S2 são ligadas alternadamente, a tensão na carga é uma onda quadrada de amplitude $1/2V_{CC}$, cuja frequência é determinada pela frequência de comutação das chaves. Efeito semelhante é obtido ao acionar as chaves do conversor CC-CA de ponte completa em pares, alternadamente, S1-S4, e S2-S3. A diferença está no fato de que a amplitude desta onda quadrada é de V_{CC} [4].

Se, ao invés de acionar os pares de chaves de modo alternado e contínuo, os pares de chaves forem acionados com um atraso entre si, pode-se controlar a tensão RMS em cada ciclo, através do ângulo de defasagem entre o acionamento das chaves. Para esta estratégia de controle, a onda na carga é chamada de onda retangular, onda quadrada modificada ou ainda onda senoidal modificada. Esta forma de onda é mostrada na Figura 8 (b) e, controlando-se o ângulo de defasagem, obtém-se menor distorção harmônica que na onda quadrada obtida por acionamento alternado dos pares de chaves sem defasagem [4].

Mesmo em inversores de onda quadrada modificada, o nível de distorção harmônica é considerado elevado. Para solucionar este problema, a estratégia de controle mais utilizada em inversores modernos é a modulação por largura de pulso (PWM). Nela, vários pulsos são dados num mesmo semiciclo, e a largura de cada pulso é proporcional ao valor de tensão de um sinal de referência, fazendo com que a forma de onda resultante, exemplificada na Figura 8(c), se assemelhe bastante com onda senoidal, diminuindo desta forma, o nível de harmônicos [4].

Figura 8 – Formas de onda na saída de um inversor de (a) onda quadrada, (b) onda retangular e (c) modulação por largura de pulso.



Fonte: [4].

2.2.3.3 Características dos Inversores

Os fabricantes de inversores disponibilizam diversas características dos inversores, como a potência nominal, potências máximas CC e CA, tensões mínima e máxima CC, tensão e frequência nominais CA, correntes máximas CC e CA, número de rastreadores do ponto de máxima potência (MPPTs), intervalo de tensão para o funcionamento dos MPPTs, fator de potência, distorção harmônica total (THD), consumo em espera (*standby*) e valores relacionados à eficiência do inversor.

Nem toda potência CC injetada nos inversores é realmente aproveitada em sua saída CA, isto é, parte da potência gerada não é entregue às cargas, ou no caso de um SFCR, à rede elétrica. Além de perdas, o inversor consome energia continuamente para fazer a conversão de CC-CA ou executar outras tarefas. Assim, define-se a eficiência de um inversor como razão entre a potência de saída CA e a potência de entrada CC:

$$\eta = \frac{P_{CA}}{P_{CC}} \quad (3)$$

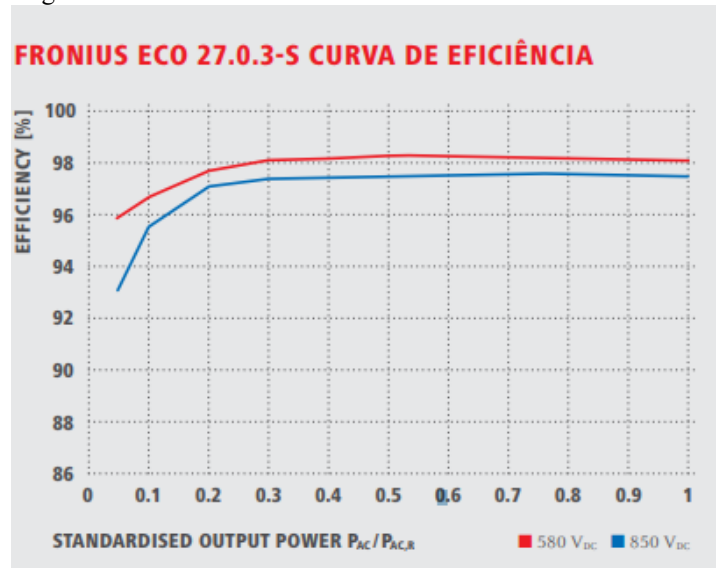
A eficiência de conversão de um inversor varia devido a diversos fatores, como a tensão de entrada CC, valores de potência CC ou CA em que está operando e outros. Alguns

fabricantes fornecem apenas valores de eficiência máxima e eficiência europeia. A eficiência europeia é obtida calculando-se uma média ponderada das eficiências do inversor para diversos valores de potência CA relativa, isto é, de valores percentuais de potência de saída em relação à potência nominal CA. Matematicamente, tem-se a eficiência europeia [11,12,13]:

$$\eta_{EU} = 0,03 \cdot \eta_{5\%} + 0,06 \cdot \eta_{10\%} + 0,13 \cdot \eta_{20\%} + 0,10 \cdot \eta_{30\%} + 0,48 \cdot \eta_{50\%} + 0,20 \cdot \eta_{100\%} \quad (4)$$

Alguns fabricantes fornecem valores de eficiência para diferentes valores de potência CA e tensão CC. A Figura 9 mostra a curva de eficiência de um inversor para dois valores de tensão CC em função da potência relativa de saída. É possível observar que para valores baixos de potência relativa a eficiência diminui, isto é, para potências muito menores que a potência nominal a eficiência dos inversores é reduzida.

Figura 9 – Curva de eficiência do inversor Fronius ECO 27.0.3-S.



Fonte: [14].

2.2.4 Dispositivos de Proteção

É comum que os sistemas fotovoltaicos isolados estejam em lugares de difícil acesso e pouca tecnologia, assim estes sistemas devem ser confiáveis e seguros. Além disso, em sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, problemas podem ser difíceis de detectar e podem interferir no sistema de distribuição de energia, por isso, devem estar em conformidade com a legislação vigente, visando estabilidade e segurança.

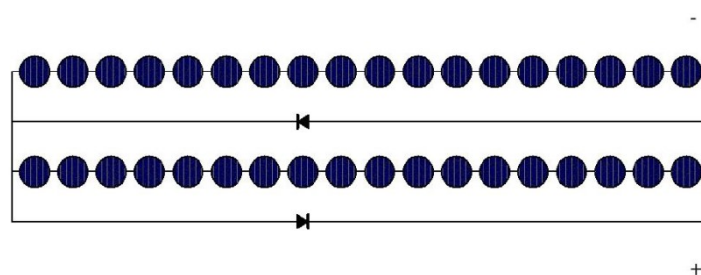
Existem diversos dispositivos e estratégias de proteção de sistemas fotovoltaicos para garantir segurança e confiabilidade a estes sistemas. Além disso, vários componentes dos SFVs têm dispositivos de proteção integrados. No entanto, é imprescindível que o uso e dimensionamento destes dispositivos sejam feitos de maneira correta para que o sistema fotovoltaico seja confiável.

2.2.4.1 Diodo de desvio (by-pass)

Quando uma célula está sujeita a um sombreamento, a corrente fornecida por ela diminui, limitando a corrente das células em série com a célula sombreada. Além de menor geração de energia, esta situação acarreta no surgimento de “pontos quentes” nas células sombreadas, já que parte da potência gerada nas células não sombreadas é dissipada nas células sombreadas [4].

Para evitar este problema, os chamados diodos de desvio são conectados em antiparalelo com células em série. Normalmente, estes diodos ficam nas caixas de conexão dos módulos e há de 15 a 30 células para cada diodo. Deste modo, a potência que pode ser dissipada em uma célula fica limitada à potência do conjunto de células que estão conectadas no mesmo diodo, já que caso haja alguma célula sombreada, parte da corrente das células que estão conectadas a outros diodos vai passar pelo diodo que está em antiparalelo com a célula sombreada [4]. A Figura 10 ilustra como são conectados os diodos *by pass* às células fotovoltaicas.

Figura 10 – Ligação dos diodos de desvio nos módulos fotovoltaicos.

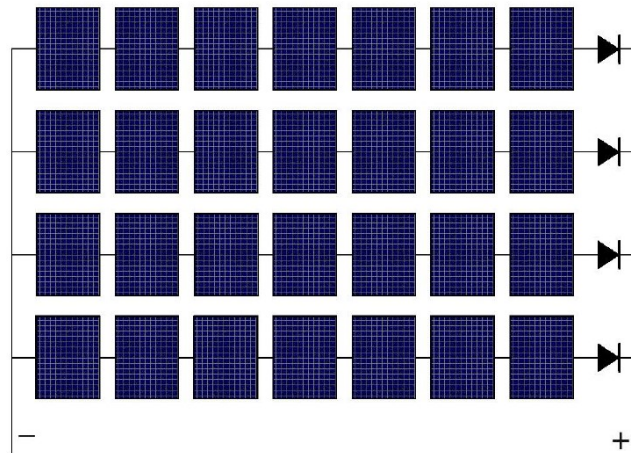


Fonte: [4].

2.2.4.2 Diodo de bloqueio

O diodo de bloqueio é utilizado para impedir que a corrente elétrica flua por um módulo, ou por uma *string* (conjunto em série) de módulos, no sentido contrário ao da corrente fotogerada, gerando perdas, uma vez que a energia relacionada a esta corrente poderia ser utilizada de forma útil [4]. A Figura 11 mostra como estes diodos são conectados aos módulos.

Figura 11 – Ligação dos diodos de bloqueio.



Fonte: [4]

A corrente reversa evitada por estes diodos pode ocorrer devido à descarga de baterias quando não há geração de energia, como à noite, e também devido à diferença no ponto de operação de *strings* de módulos, situação em que a *string* de maior tensão induz uma corrente em numa *string* com tensão menor. Os diodos de bloqueio devem suportar a corrente de curto-circuito dos módulos e o dobro da tensão de circuito aberto [4].

Além de consumirem parte da energia gerada pelos módulos, se tais diodos falharem, podem prejudicar o funcionamento de todo o sistema fotovoltaico, uma vez que são uma conexão entre bloco gerador e outros blocos dos SFVs. Por estes motivos, eles vêm sendo substituídos por dispositivos mais confiáveis, como controladores de carga do tipo série e fusíveis. É importante destacar que cada um destes dispositivos têm características únicas, úteis a diferentes situações [4].

2.2.4.3 Outros Dispositivos de proteção

Entre os vários sistemas de proteção podemos citar os dispositivos de anti-ilhamento, normalmente integrados a inversores, disjuntores, dispositivos de proteção contra surto (DPS), sistemas de aterramento e sistemas de proteção contra descargas elétricas (SPDA). Além de proteger a área dos geradores fotovoltaicos, estes sistemas devem proteger as instalações dos circuitos de condicionamento de potência.

Além destes, podemos citar o dispositivo de seccionamento visível (DSV), que consiste numa chave instalada após o medidor, isto é, antes de dispositivos como o inversor. Esta chave tem a finalidade de desconectar fisicamente os geradores fotovoltaicos da rede durante processos de manutenção.

2.3 Considerações Finais

Os sistemas fotovoltaicos têm como peças fundamentais os geradores fotovoltaicos. No entanto, a teoria relacionada a estes sistemas é vasta. Tópicos como a criação de novas tecnologias para fabricação de células, a medição e estimação da irradiação solar, a otimização de dispositivos condicionadores de potência como inversores e controladores de carga e o desenvolvimento de dispositivos de armazenamento de energia são alguns dos temas relacionados à energia fotovoltaica.

Neste capítulo foram abordados alguns conceitos e assuntos importantes para o entendimento das questões envolvidas no projeto de SFVs, bem como para o entendimento das modelagens de dispositivos e variáveis a serem utilizadas para a previsão de desempenho destes sistemas.

CAPÍTULO 3

MODELAGEM DOS COMPONENTES E VARIÁVEIS

Neste capítulo serão abordadas modelagens, propostas por diversos autores, dos componentes e variáveis envolvidos no projeto de SFCRs. Algumas destas modelagens serão implementadas em rotinas que irão compor o *software* e permitir o dimensionamento destes sistemas. Ao final, também é apresentado um procedimento para dimensionamento de sistemas fotovoltaicos, que também será base para a implementação do programa.

3.1 Modelagem dos Geradores

Baseando-se na equação (1), diversos autores propuseram maneiras para simular as curvas I - V dos módulos fotovoltaicos. Para a utilização desta equação para a simulação de módulos, ao invés de células, deve-se considerar que os parâmetros, como tensões, correntes e resistências, são referentes aos painéis. Além disso, deve-se considerar a influência do número de células associadas em série N_S para formar os painéis. Considerando-se tais alterações, tem-se a equação abaixo [10]:

$$I = I_L - I_0 \left[e^{\left(\frac{V + IR_S}{V_t} \right)} - 1 \right] - \frac{V + IR_S}{R_P} \quad (5)$$

em que

$$V_t = N_S \left(\frac{nkT_{FV}}{q} \right) \quad (6)$$

A equação (5) relaciona a corrente e a tensão de um módulo fotovoltaico, ao qual estão relacionados os valores de I_L , I_0 , R_P e R_S . Para a simulação de um determinado painel, estes valores devem ser determinados.

Considerando que o painel esteja em curto, isto é, $I = I_{SC}$ e $V = 0$, e observando que $I_L \gg I_0 \left[e^{\left(\frac{V + IR_S}{V_t} \right)} - 1 \right]$, e que a expressão $\frac{R_S}{R_P}$ é pequena, a equação (5) resulta em [10,15]

$$I_{SC} = I_L \quad (7)$$

Por outro lado, se o painel está em aberto, isto é, $I = 0$ e $V = V_{OC}$, observando que $I_L \gg \frac{V_{OC}}{R_P} e I_0 \left[e^{\left(\frac{V_{OC}}{V_t} \right)} \right] \gg \frac{V_{OC}}{R_P}$, temos que [10,15]:

$$I_0 = \frac{I_L}{e^{\left(\frac{V_{OC}}{V_t}\right)} - 1} \quad (8)$$

Considerando a condição de máxima potência, isto é, $P_{MP} = V_{MP} \cdot I_{MP}$, consegue-se obter que [10]

$$R_p = \frac{V_{MP} - I_{MP}R_S}{\frac{I_0}{V_t}(I_{MP}R_S - V_{MP})e^{\left(\frac{V_{MP}+I_{MP}R_S}{V_t}\right)} + I_{MP}} \quad (9)$$

Substituindo a expressão acima, isto é, substituindo R_p , na equação (5), e considerando valores de tensão e corrente no ponto de máxima potência, pode-se encontrar a expressão abaixo [10]:

$$R_S = \frac{\left(\frac{V_{MP}}{I_{MP}} - R_S\right) \left\{ I_L - I_{MP} - I_0 \left[e^{\left(\frac{V_{MP}+I_{MP}R_S}{V_t}\right)} - 1 \right] \right\}}{\frac{I_0}{V_t}(I_{MP}R_S - V_{MP})e^{\left(\frac{V_{MP}+I_{MP}R_S}{V_t}\right)} + I_{MP}} - \frac{V_{MP}}{I_{MP}} \quad (10)$$

A partir da equação (10) pode-se encontrar o valor de R_S por métodos numéricos, como o método de Newton-Raphson [10]. Por fim, o último parâmetro necessário para a simulação de painéis ainda não determinado é o fator de idealidade do diodo n . Uma das abordagens apresentadas na literatura admite que [10,16]:

$$n = 2,8 - \frac{2,3 \cdot I_{MP}V_{MP}}{I_{SC}V_{OC}} \quad (11)$$

Simulando a curva de um módulo através dos valores de I_{SC} , V_{OC} , I_{MP} e V_{MP} disponibilizados pelos fabricantes nas folhas de dados, analisa-se o comportamento do módulo para as condições de temperatura e irradiância em que estes parâmetros foram medidos. Normalmente, estes parâmetros são dados para as condições padrão de teste (STC): $G = 1000 \text{ W/m}^2$, $T = 25 \text{ }^\circ\text{C}$ e massa de ar igual 1,5.

Para considerar as variações de irradiância e temperatura, mantém-se os valores de n , R_p , e R_S , e calcula-se I_{SC} e V_{OC} conforme as equações [10]:

$$I_{SC} = I_{SC,Ref} \frac{G}{G_{Ref}} [1 + \alpha(T_{FV} - T_{FV,Ref})] \quad (12)$$

$$V_{OC} = V_{OC,Ref} + V_{OC,Ref} \beta_T (T_{FV} - T_{FV,Ref}) + V_t \ln \left(\frac{G}{G_{Ref}} \right) \quad (13)$$

em que G é a irradiância incidente, T_{FV} é a temperatura dos módulos, $I_{SC,Ref}$ e $V_{OC,Ref}$ são a corrente de curto-circuito e a tensão de circuito aberto em condições de referência fornecidas pelos fabricantes, e G_{ref} e $T_{FV,Ref}$ são a irradiância e a temperatura dos módulos em condições de referência. Neste trabalho, devido ao fato de que grande parte dos fabricantes fornecem informações em STC, adota-se $G_{ref} = 1000 \text{ W/m}^2$ e $T_{FV,Ref} = 298 \text{ K} = 25 \text{ }^\circ\text{C}$. Os coeficientes de temperatura α e β_T normalmente são fornecidos pelos fabricantes, mas pode-se considerar os valores típicos de $\alpha = 0,06\%/^\circ\text{C}$ e $\beta_T = (-2,3 \text{ mV}/^\circ\text{C}) \cdot N_S/V_{OC}$. Cabe ressaltar ainda que nas equações acima estes coeficientes foram considerados em valores percentuais.

Numa modelagem mais simples, poderíamos considerar que a variação da potência produzida pelo módulo devido às condições de temperatura e irradiação pode ser calculada por meio do coeficiente de temperatura da Potência no ponto de máxima potência γ_{PM} , isto é [17]:

$$P_{FV} = P_{FV,Ref} \cdot \frac{G}{G_{Ref}} [1 + \gamma_{PM} (T_{FV} - T_{FV,Ref})] \quad (14)$$

Em que $P_{FV,Ref}$ é a potência produzida pelo módulo em condições padrão. Ambas as informações $P_{FV,Ref}$ e γ_{PM} são encontradas nas folhas de dados dos componentes.

3.2 Modelagem dos Inversores

A eficiência de conversão CC-CA dos inversores afeta diretamente a quantidade de energia produzida pelos geradores fotovoltaicos que é de fato transferida à rede. Caso os fabricantes de um inversor forneçam a curva de eficiência, a previsão de desempenho deste inversor pode ser feita facilmente, considerando os valores de potência de entrada e saída do inversor. No entanto, é comum que os fabricantes de inversores para sistemas fotovoltaicos informem apenas valores de eficiência para algumas condições, como a máxima eficiência e a eficiência europeia. Nestes casos, a previsão do desempenho dos inversores se torna mais complexa.

Visando simular o desempenho de inversores, diversos autores propuseram abordagens. Uma abordagem proposta sugere que a eficiência de um inversor em função de sua potência de saída relativa é dada por [10,18,19]

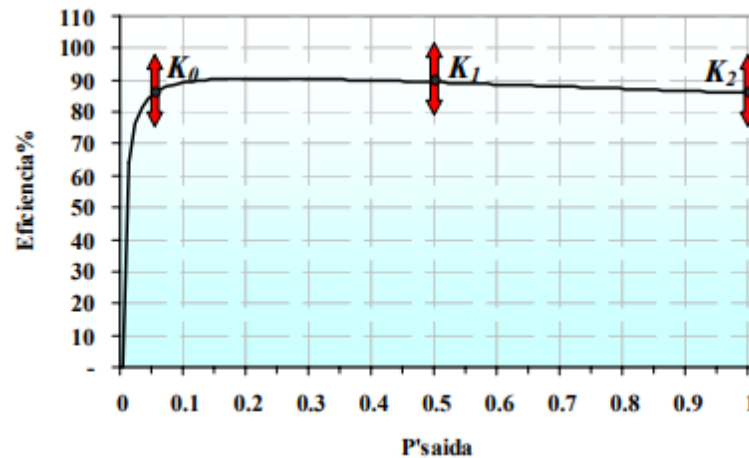
$$\eta = \frac{P_{CA,n}}{K_0 + K_1 P_{CA,n} + P_{CA,n}^2} \quad (15)$$

em que $P_{CA,n}$ é a potência de saída normalizada, isto é, relativa, que consiste na razão entre a potência instantânea do inversor P_{CA} e sua potência nominal de saída $P_{CA,nom}$, isto é:

$$P_{CA,n} = \frac{P_{CA}}{P_{CA,nom}} \quad (16)$$

A variável K_0 representa o autoconsumo do inversor, K_1 representa as quedas de tensão e K_2 representa as perdas ôhmicas no dispositivo. A Figura 12 mostra como estes fatores influenciam a curva de eficiência de um inversor.

Figura 12 – Influência dos fatores K_0 , K_1 e K_2 na curva de eficiência de um inversor.



Fonte: [10].

Outra abordagem considera como parâmetros, além da potência de entrada P_{CC} , que equivale a um valor de potência de saída P_{CA} , outros diversos dados do inversor, como a tensão CC de entrada V_{CC} . Nesta abordagem, a potência de saída é calculada pela expressão [20,21]:

$$P_{CA} = \left[\frac{P_{CA,nom}}{A - B} - C(A - B) \right] (P_{CC} - B) + C(P_{CC} - B)^2 \quad (17)$$

em que $P_{CA,nom}$ é potência nominal de saída do inversor e os coeficientes A, B e C são dados por:

$$A = P_{CC,nom}[1 + C_1(V_{CC} - V_{CC,nom})] \quad (18)$$

$$B = P_{SB}[1 + C_2(V_{CC} - V_{CC,nom})] \quad (19)$$

$$C = C_0[1 + C_3(V_{CC} - V_{CC,nom})] \quad (20)$$

em que

$V_{CC,nom}$ é a tensão nominal do inversor;

$P_{CC,nom}$ é a potência de entrada para qual se tem a potência nominal de saída;

P_{SB} é a potência consumida pelo inversor em *standby*, ou a potência necessária para começar o conversão CC-CA;

C_0 é um parâmetro que dá uma curvatura parabólica à relação de P_{AC} e P_{CC} , cujo valor *default* é zero;

C_1 é um coeficiente empírico que permite $P_{CC,nom}$ variar linearmente com V_{CC} , com valor *default* zero;

C_2 é um coeficiente empírico que permite $P_{SO,nom}$ variar linearmente com V_{CC} , com valor *default* zero;

C_3 é um coeficiente empírico que permite C_0 variar linearmente com V_{CC} , com valor *default* também igual a zero.

3.3 Modelagem da Irradiação

A irradiação que incide sobre os módulos é um fator que influencia drasticamente na produção de energia fotovoltaica. A disponibilidade deste recurso depende de diversos fatores, como a localização, a estação do ano e as condições meteorológicas.

3.3.1 Irradiação Extraterrestre e Posicionamento do Sol

A irradiância solar que chega à Terra no exterior da atmosfera, é chamada de irradiância extraterrestre. Assim, os níveis de irradiação e irradiância extraterrestre não dependem de condições meteorológicas, variando apenas devido à disposição da Terra em relação ao Sol. Dada uma localidade qualquer do globo, pode-se calcular a irradiância extraterrestre numa superfície horizontal por meio da equação [10,22]

$$G_0 = G_{CS}E_0 \cos(\theta_Z) \quad (21)$$

em que $G_{CS} = 1367 \text{ W/m}^2$ é a constante solar, que representa a irradiância recebida por uma superfície fora da atmosfera e perpendicular à direção de propagação dos raios solares, considerando a Terra e o Sol em sua distância média. A excentricidade do plano que contém a trajetória elíptica da Terra ao redor do Sol é dada por [10,22]:

$$E_0 = 1 + 0,033 \cos\left(\frac{2\pi d_n}{365}\right) \quad (22)$$

O ângulo θ_Z , chamado de ângulo zenital, é o ângulo formado pelos raios do Sol e a linha normal ao plano horizontal, e pode ser encontrado pela equação abaixo [10,22]:

$$\cos(\theta_Z) = \text{sen}(\delta)\text{sen}(\phi) + \cos(\delta)\cos(\phi)\cos(\omega) \quad (23)$$

em que ϕ é a latitude do local, δ é a declinação solar e ω é o ângulo horário do Sol. Considera-se o ângulo horário em zero, ao meio dia solar, e seu valor para qualquer hora do dia pode ser encontrado considerando a equivalência entre 15° e o intervalo de tempo de uma hora. A declinação solar representa o quanto os raios solares estão inclinados em relação ao equador e pode ser calculada, em radianos, por [10,22,23,24]:

$$\begin{aligned} \delta = & (0,006918 - 0,399912 \cos(\Gamma) + 0,070257 \text{sen}(\Gamma) \\ & - 0,006758 \cos(2\Gamma) + 0,000907 \text{sen}(2\Gamma) \\ & - 0,002697 \cos(3\Gamma) + 0,00148 \cos(3\Gamma)) \end{aligned} \quad (24)$$

Para um dado dia do ano d_n , variando de 1 a 365, o ângulo diário Γ , em radianos, é encontrado pela expressão [10]:

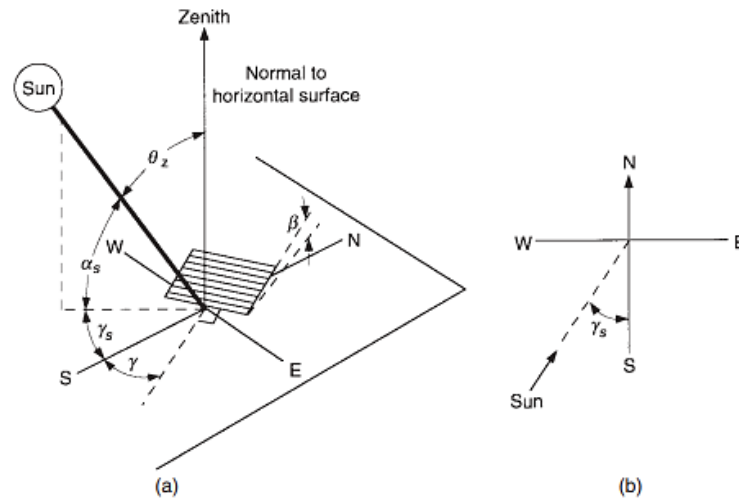
$$\Gamma = 2\pi(d_n - 1) \quad (25)$$

Além dos ângulos zenital (θ_Z) e horário (ω), é interessante definir a altura solar α , ângulo complementar de θ_Z e o azimute solar γ_S . O azimute solar é definido como o ângulo entre a projeção dos raios solares no plano horizontal e o eixo norte-sul, sendo nulo ao sul. A oeste do eixo norte-sul o azimute varia entre 0° e 180° , e a leste varia entre 0° e -180° , isto é, é negativo se o ângulo horário é negativo, e positivo se ω também é positivo. Ele pode ser encontrado utilizando a expressão [22]:

$$|\gamma_S| = \left| \cos^{-1} \left(\frac{\cos(\theta_Z) \text{sen}(\phi) - \text{sen}(\delta)}{\text{sen}(\theta_Z) \cos(\phi)} \right) \right| \quad (26)$$

Para avaliação da irradiação disponível para os módulos fotovoltaicos, além do posicionamento do Sol é importante considerar a inclinação dos módulos em relação à horizontal β e o azimute da superfície γ . O azimute da superfície é definido de forma similar a γ_s , e consiste no ângulo entre a projeção da normal dessa superfície na horizontal e o eixo norte-sul. A Figura 13 mostra os ângulos definidos acima.

Figura 13 – (a) Ângulo zenital, inclinação, ângulo azimutal da superfície e do Sol. (b) Definição do ângulo azimutal solar.



Fonte: [22].

Por integração, a partir da equação (21), obtém-se a irradiação extraterrestre horária [10,22]:

$$I_0 = \frac{12E_0 G_{CS}}{\pi} \{ (\omega_2 - \omega_1) \text{sen}(\delta) \text{sen}(\phi) + \text{cos}(\delta) \text{cos}(\phi) [\text{sen}(\omega_2) - \text{sen}(\omega_1)] \} \quad (27)$$

em que ω_2 e ω_1 são ângulos horários que definem uma hora.

A irradiação extraterrestre diária também pode ser obtida, integrando-se a equação do ângulo do nascer do sol até o ângulo do pôr do sol ω_s , obtendo-se a expressão [10,22]:

$$H_0 = \frac{24G_{CS}}{\pi} \{ \omega_s \text{sen}(\delta) \text{sen}(\phi) + \text{cos}(\delta) \text{cos}(\phi) \text{sen}(\omega_s) \} \quad (28)$$

O ângulo do pôr do sol pode ser calculado por [22]:

$$\text{cos}(\omega_s) = -\tan(\phi) \tan(\delta) \quad (29)$$

O ângulo do nascer do sol possui mesmo valor em módulo que o do pôr do sol, mas é negativo.

Os valores de radiação extraterrestre são importantes para a avaliação da disponibilidade de irradiação para os módulos, já que a variação da irradiação em superfícies na Terra depende diretamente destes valores. Considerando os valores de irradiação extraterrestre, basta considerar os fatores meteorológicos e a inclinação da superfície para a correta avaliação da irradiação na superfície.

Relacionando-se a irradiação, diária H ou horária I , incidente numa superfície e a irradiação extraterrestre na localidade da superfície, define-se o coeficiente de transparência atmosférica [22]:

$$k_t = \frac{H}{H_0} \quad (30)$$

Como já mencionado, apesar de definido acima como coeficiente de transparência atmosférica diário, este coeficiente é definido de forma análoga para qualquer intervalo de tempo. Análises por meio de k_t permitem descartar a influência de variações na radiação extraterrestre, dando foco nas variações devido a variáveis meteorológicas, uma vez que corresponde à parcela da radiação extraterrestre que chega à superfície.

3.3.2 Dados de Irradiação Diária

Dados de irradiação são comumente disponibilizados para diversas localidades em valores médios mensais. A fim de estimar o desempenho dos geradores com mais precisão, é interessante obter dados de irradiação diária. Para isso, pode-se utilizar cadeias de Markov. Nesta abordagem são utilizadas matrizes quem contêm as probabilidades de ocorrer um estado futuro, dado o estado atual, isto é, conhecida a irradiação diária de um dia, tem-se a probabilidade de ocorrência de diferentes níveis de radiação para o dia posterior [25].

A forma como a irradiação se distribui nos dias de um mês depende das condições meteorológicas e da irradiação extraterrestre, que varia conforme a latitude e o tempo, e de forma conhecida, como mencionado anteriormente. Para considerar as variações meteorológicas, é interessante definir matrizes relacionadas à probabilidade de ocorrência de valores de coeficientes de transparência atmosféricos, ao invés de valores de irradiação.

Desse modo, a análise dos valores de k_T pode ser considerada independente do local e da época do ano. Assume-se, portanto, que dado um índice de transparência diário médio mensal $\overline{k_{tH}}$, então a função de probabilidade para este mês pode ser definida. Em outras palavras, dado um mês com determinado $\overline{k_{tH}}$, então a matriz de probabilidades para este mês pode ser determinada e uma sequência de coeficientes diários pode ser gerada [25].

Para a geração da sequência de dados diários, é necessário um conjunto de matrizes que representem as probabilidades de transição para meses com diferentes $\overline{k_{tH}}$. Cada uma destas matrizes deve estar associada a uma faixa de valores possíveis para os coeficientes diários, o que é definido por limites $k_{tH,max}$ e $k_{tH,min}$. Desse modo, para matrizes com n linhas e colunas, são definidos n estados possíveis para os coeficientes a serem gerados. O limite superior para cada estado i é dado por:

$$k_{tHi,max} = \frac{i \cdot (k_{tH,max} - k_{tH,min})}{n} + k_{tH,min} \quad (31)$$

com i variando de 1 a n . O limite inferior de um estado i é dado pelo limite superior do estado anterior, ou por $k_{tH,min}$, caso $i = 1$.

Escolhendo-se a matriz de probabilidades apropriada para um dado $\overline{k_{tH}}$, considera-se o k_{tH} do último dia do mês anterior como coeficiente anterior k_{tHa} e avalia-se qual estado, isto é, linha da matriz equivale a este coeficiente anterior por meio dos limites superiores de cada estado. Descoberto o estado i_a de k_{tHa} , gera-se um número aleatório R entre 0 e 1 e soma-se as probabilidades da linha i_a da primeira coluna até uma coluna j , em que soma a supere R . Desse modo, $i = j$ representará o próximo estado, em que k_{tHi} será:

$$k_{tHi} = \frac{\left(i - \frac{1}{2}\right) \cdot (k_{tH,max} - k_{tH,min})}{n} + k_{tH,min} \quad (32)$$

que equivale a média dos limites superior e inferior do estado i . Repetindo-se estes passos para cada dia de um mês, tem-se uma sequência de coeficientes de transparência atmosférica diários. Para o primeiro mês, o valor inicial pode ser considerado o $\overline{k_{tH}}$ do mês anterior, isto é, iniciando-se a iteração em janeiro, considera-se o valor médio de dezembro.

Obtidos os coeficientes de transparência atmosférica diários, as irradiações globais horizontais diárias podem ser obtidas calculando-se a irradiação extraterrestre para cada dia e utilizando a equação (30).

3.3.3 Dados de Irradiação Horária

Dado um valor de irradiação diária, e definido um intervalo de uma hora, em que o ângulo horário médio do intervalo é ω , pode-se obter um valor de irradiação horária I esperado para esta hora, dado por [10,26]:

$$I = r_t \cdot H \quad (33)$$

em que r_t é calculado pela expressão [10,26]:

$$r_t = \frac{\pi}{24} [a + b \cos(\omega)] \left[\frac{\cos(\omega) - \cos(\omega_s)}{\text{sen}(\omega_s) - \omega_s \cos(\omega_s)} \right] \quad (34)$$

Os coeficientes a e b são calculados como segue [10,26]:

$$a = 0,409 + 0,5016 \text{sen}(\omega_s - 60) \quad (35)$$

$$b = 0,6609 - 0,4767 \text{sen}(\omega_s - 60) \quad (36)$$

De maneira equivalente, pode-se calcular um coeficiente de transparência atmosférica horário k_{tl} por meio da expressão:

$$k_{tl} = r_t \cdot I = r_t \cdot \frac{H}{I_0} \quad (37)$$

Os valores de irradiação calculados pela equação (33) representam o perfil horário de irradiação para dias de céu claro, isto é, com coeficiente de transparência atmosférica diário k_{tHd} alto. Para obter dados de irradiação horária que correspondam ao perfil de dias em que há nuvens no céu, faz sentido introduzir um desvio no valor de I calculado pela equação (33). Este desvio deve ser maior para k_{tHd} intermediários, isto é, nos dias em que há nuvens intermitentes no céu, os valores de irradiação horária devem variar aleatoriamente conforme o sombreamento feito pelas nuvens [10].

Abordagem semelhante pode ser feita utilizando k_{tl} . Para isso, considera-se que o valor calculado pela equação (37) é um valor médio k_{tIm} . Gerando-se um número aleatório R entre -1 e 1, o valor do coeficiente horário é então calculado por [10,27]:

$$k_{tl} = k_{tIm} + R[2(k_{tH} - 0,4)^2 - 0,25] \quad (38)$$

O valor obtido pela expressão acima deve estar entre 0 e 1, já que valores maiores que 1 significariam uma irradiação global horizontal na superfície maior que a irradiação extraterrestre. Desse modo, ao utilizar tal equação, pode-se verificar o coeficiente resultante e calcula-lo novamente caso ultrapasse estes limites. A parábola descrita pela expressão que multiplica o termo aleatório atinge o seu módulo máximo em 0,4, valor que representa um coeficiente de transparência atmosférica intermediário.

Com coeficientes horários calculados para todas as horas entre o nascer e o pôr do sol, pode-se calcular a irradiação horária para cada hora, conforme a equação (30), isto é:

$$I = k_{tI} I_0 \quad (39)$$

A soma dos valores de irradiação horária H_{esp} deveria corresponder à irradiação diária. No entanto, devido à introdução de variáveis aleatórias na geração dos dados, haverá uma diferença entre tais valores. Esta diferença pode ser corrigida repetindo-se o método para as horas do dia até que esta diferença fique abaixo de um valor desejado, ou se pode ponderar os valores horários, forçando a igualdade, de tal modo que [10]:

$$k_{tI,pond} = k_{tI} \frac{H}{H_{esp}} \quad (40)$$

$$I_{pond} = I \frac{H}{H_{esp}} = k_{tI,pond} I_0 \quad (41)$$

3.3.4 Valores de Irradiação Direta e Difusa

Para obter a irradiação em planos inclinados, a partir de dados de irradiação horizontal, é necessário estimar as componentes direta e difusa da irradiação global horizontal. A irradiação direta consiste na irradiação que chega a superfície diretamente na direção do sol. Já irradiação difusa consiste na parcela da irradiação que chega aos módulos devido ao espalhamento da radiação solar, seja pelas nuvens ou outros elementos da atmosfera.

Para valores de irradiação horária, a relação entre a componente difusa I_d e a irradiação global horizontal I é [28]:

$$\frac{I_d}{I} = \begin{cases} 1,0 - 0,09k_t & k_t \leq 0,22 \\ 0,9511 - 0,1604k_t + 4,388k_t^2 - 16,638k_t^3 + 12,336k_t^4 & 0,22 < k_t \leq 0,8 \\ 0,165 & k_t > 0,8 \end{cases} \quad (42)$$

Pela expressão acima, dados um coeficiente k_t e um valor de irradiação global horária é possível calcular um valor de irradiação difusa. Então, para calcular a irradiação direta basta retirar a irradiação difusa da irradiação total, isto é:

$$I_b = I - I_d \quad (43)$$

3.3.5 Dados de Irradiação em um Plano Inclinado

A irradiação global em uma superfície inclinada I_β é formada por uma componente direta $I_{b\beta}$, uma difusa $I_{d\beta}$ e uma componente refletida pelo solo ou por superfícies próximas $I_{r\beta}$, isto é:

$$I_\beta = I_{b\beta} + I_{d\beta} + I_{r\beta} \quad (44)$$

A componente direta da irradiância em um plano inclinado pode ser determinada a partir da componente direta da irradiação horizontal por meio da expressão [10,22]:

$$G_{b\beta} = \frac{\cos(\theta)}{\cos(\theta_z)} G_b \quad (45)$$

em que θ é o ângulo de incidência na superfície inclinada. Este ângulo é definido de maneira análoga ao ângulo zenital solar, e consiste no ângulo entre os raios solares diretos e a normal da superfície. Tal ângulo pode ser calculado pela expressão [22]:

$$\cos(\theta) = \cos(\theta_z) \cos(\beta) + \text{sen}(\theta_z) \text{sen}(\beta) \cos(\gamma_s - \gamma) \quad (46)$$

em que γ_s e γ são, respectivamente, os ângulos azimutais do sol e da normal à superfície. O ângulo de incidência numa superfície θ também pode ser encontrado por outra equação, que não depende do ângulo azimutal solar explicitamente [22]:

$$\begin{aligned} \cos(\theta) = & \text{sen}(\delta) \text{sen}(\phi) \cos(\beta) - \text{sen}(\delta) \cos(\phi) \text{sen}(\beta) \cos(\gamma) \\ & + \cos(\delta) \cos(\phi) \cos(\beta) \cos(\omega) \\ & + \cos(\delta) \text{sen}(\phi) \text{sen}(\beta) \cos(\gamma) \cos(\omega) \\ & + \cos(\delta) \text{sen}(\beta) \text{sen}(\gamma) \text{sen}(\omega) \end{aligned} \quad (47)$$

Caso o ângulo θ exceda 90° , deve-se interpretar que o sol está atrás da superfície, o que significa que a irradiação é bloqueada. Tanto θ_z quanto θ variam com o ângulo horário, isto é, com o tempo, e é por isto que a equação (39) foi definida para a irradiância. Uma aproximação consiste em considerar as irradiâncias e os ângulos desta equação constantes no intervalo de uma hora, obtendo assim uma expressão para a irradiação horária direta na superfície inclinada:

$$I_{b\beta} = \frac{\cos(\theta)}{\cos(\theta_z)} I_b \quad (48)$$

Já componente difusa da irradiação em um plano inclinado pode ser encontrada pela expressão [22,29]:

$$I_{d\beta} = I_d \left\{ (1 - F_1) \left[\frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right] + F_1 \frac{a}{b} + F_2 \operatorname{sen}(\beta) \right\} \quad (49)$$

em que I_d é a radiação difusa horizontal, e [22,29]:

$$a = \max(0, \cos(\theta)) \quad (50)$$

$$b = \max(\cos(85^\circ), \cos(\theta_z)) \quad (51)$$

Os parâmetros F_1 e F_2 são obtidos pelas equações [22,29]:

$$F_1 = \max[0, (f_{11} + f_{12}\Delta + f_{13}\theta_z)] \quad (52)$$

$$F_2 = (f_{21} + f_{22}\Delta + f_{23}\theta_z) \quad (53)$$

em que Δ depende da massa de ar ma e é calculado por [22,29]:

$$\Delta = ma \cdot \frac{I_d}{G_{CS}E_0} \quad (54)$$

Para θ_z entre 0° e 10° a massa de ar pode ser aproximada pela expressão [22]:

$$ma = 1 / \cos(\theta_z) \quad (55)$$

Para ângulos zênites do sol maiores que 70° é interessante utilizar uma equação que considere efeitos de fatores como a curvatura da terra. Uma expressão mais adequada para zênites maiores que 70° é [22]:

$$ma = \frac{e^{-0,0001184}}{\cos(\theta_z) + 0,5057 \left(96,080 - \frac{180}{\pi} \theta_z \right)^{-1,634}} \quad (56)$$

em que h é a altura altitude local. Na equação acima, considera-se θ_z em radianos, como as demais equações deste trabalho.

Os valores dos coeficientes f_{11} , f_{12} , f_{13} , f_{21} , f_{22} e f_{23} estão na Tabela 1. Eles dependem do parâmetro ϵ , encontrado pela expressão abaixo [22,29]:

$$\epsilon = \frac{\frac{I_d + I_{bN}}{I_d} + 1,041083402 \cdot \theta_z^3}{1 + 1,041083402 \cdot \theta_z^3} \quad (57)$$

em que I_{bN} é a parcela da radiação horária normal à horizontal, calculada a partir da irradiação horizontal horária pela equação:

$$I_{bN} = \frac{I_b}{\cos(\theta_z)} \quad (58)$$

Tabela 1 – Coeficientes de brilho ϵ para o modelo anisotrópico de Perez.

Range de ϵ	f_{11}	f_{12}	f_{13}	f_{21}	f_{22}	f_{23}
1.000–1.065	-0.008	0.588	-0.062	-0.060	0.072	-0.022
1.065–1.230	0.130	0.683	-0.151	-0.019	0.066	-0.029
1.230–1.500	0.330	0.487	-0.221	0.055	-0.064	-0.026
1.500–1.950	0.568	0.187	-0.295	0.109	-0.152	0.014
1.950–2.800	0.873	-0.392	-0.362	0.226	-0.462	0.001
2.800–4.500	1.132	-1.237	-0.412	0.288	-0.823	0.056
4.500–6.200	1.060	-1.600	-0.359	0.264	-1.127	0.131
6.200– ∞	0.678	-0.327	-0.250	0.156	-1.377	0.251

Fonte: [29].

Uma abordagem com pequenas modificações para este mesmo método pode ser encontrada em [30].

A componente refletida da irradiação incidente numa superfície inclinada por sua vez pode ser modelada por [10,22]:

$$I_{r\beta} = I\rho \left(1 - \frac{\cos(\beta)}{2} \right) \quad (59)$$

onde ρ é albedo da superfície que reflete os raios e I é a radiação global horizontal.

3.4 Dados de Temperatura Ambiente e dos Módulos

Visto que a temperatura ambiente está relacionada à incidência de irradiação, e que dados de irradiação serão gerados pelo programa, é interessante gerar dados de temperatura ambiente a partir dos dados de irradiação gerados. Para isso, calcula-se uma temperatura base diária pela expressão [31]:

$$T_{dia,base} = \frac{1}{3} \overline{T_m} \left[2 + \left(\frac{H_0}{\overline{H_0}} \right) \right] \quad (60)$$

em que $\overline{T_m}$ é média mensal da temperatura média diária.

A partir de $\overline{T_m}$ calcula-se a temperatura média diária, adicionando-se uma variável aleatória x de distribuição normal [31]:

$$T_{dia,m} = T_{dia,base} + x \quad (61)$$

O desvio de x é:

$$SD = 4,2 - 0,15 \overline{T_{min}} \quad (62)$$

em que $\overline{T_{min}}$ é a média mensal das mínimas diárias.

A média mensal do range de temperatura diário, ou amplitude \bar{A} , é [31]:

$$\bar{A} = \overline{T_{max}} - \overline{T_{min}} \quad (63)$$

em que $\overline{T_{max}}$ é a média mensal das máximas diárias. O valor da amplitude é limitado pela equação [31]:

$$\overline{A_{max}} = 25 - 0,42 \overline{T_{min}} + \frac{\delta}{2} \quad (64)$$

em que δ é uma variável de distribuição uniforme entre -1 e 1.

A amplitude diária pode ser então encontrada pela expressão [31]:

$$A_{dia} = (I_{max} - \overline{I_{max}}) \left(\frac{\overline{A_{max}} - \bar{A}}{I_{max,mês} - \overline{I_{max}}} \right) + \bar{A} + \delta \quad (65)$$

em que I_{max} é a irradiação horária máxima para o dia avaliado, $\overline{I_{max}}$ é a média mensal das irradiações horárias máximas em um mês e $I_{max,mês}$ é a irradiação horária máxima para um mês. A equação (65) é limitada pela expressão [31]:

$$A_{dia} < 22,1 + 0,97 \overline{T_{min}} - 0,054 \overline{T_{min}}^2 \quad (66)$$

A temperatura máxima diária pode ser então encontrada [31]:

$$T_{max,dia} = T_{dia,m} - \frac{A_{dia}}{2} \quad (67)$$

sendo tal resultado limitado por [31]:

$$T_{max,dia} < 35 + 0,17|\phi| \quad (68)$$

$$T_{max,dia} < -24,3 + 4,3 \overline{T_{max}} - 0,071 \overline{T_{max}}^2 \quad (69)$$

Então se calcula a temperatura base horária por [31]:

$$T_{base,hora} = T_{dia,m} + \frac{(t+1)(T_{dia+1,m} - T_{dia,m})}{24} - (1 + 0,155 A_{dia}) \quad (70)$$

em que t é a hora analisada e $T_{dia+1,m}$ é a temperatura média para o próximo dia.

Para determinar temperatura horária definitiva, calculam-se outros dois termos PT e ST [31]:

$$PT(t) = \begin{cases} \left\{ \frac{A_{dia}}{4} \left\{ \frac{1}{2} + \cos \left[\frac{(2+t)\pi}{(20-t_{sr})2} \right] \right\} \right\} & t < t_{sr} \\ \left\{ \frac{A_{dia}}{8} \left\{ \cos \left[\frac{16-t}{15-t_{sr}} \frac{\pi}{2} \right] + \cos \left[\frac{14-t}{13-t_{sr}} \frac{\pi}{2} \right] \right\} \right\} & t \geq t_{sr} \end{cases} \quad (71)$$

$$ST(t) = \left(\frac{T_{max,dia} - [T_{base,hora} + PT(15)]}{I_{max}} + \Delta \right) I_{t-1} \quad (72)$$

em que t_{sr} é a hora de nascimento do sol e I_{t-1} é a irradiação na hora anterior. O termo Δ , em primeiro momento, nulo.

A temperatura horária pode então ser calculada por [31]:

$$T_{hora} = T_{base} + PT + ST + \frac{\delta}{2} \quad (73)$$

Após calcular os valores de temperatura para todas as horas de um dia, de 0 a 23, pode-se comparar o valor de temperatura média do dia $T_{dia,m}$ com a média entre as temperaturas horárias calculadas. Enquanto não se obtenha uma convergência menor que $0,5^\circ C$ pode-se repetir o processo de geração de dados de temperatura horária com um novo valor para Δ dado por [31]:

$$\Delta = \Delta + \frac{T_{m,dia} - \frac{\sum T_{hora}}{24}}{I_{max}} \quad (74)$$

A sequência de dados diários de temperatura pode ser então submetida aos limites das equações (68) e (69), e a média mensal das temperaturas diárias calculadas pode ser comparada com a média mensal das temperaturas diárias utilizada como parâmetro $\overline{T_m}$. Caso haja grande divergência, pode-se calcular a série para o mês novamente, mas segundo os autores, isto é raramente necessário.

Com os dados de temperatura ambiente horária, representada agora por T_a , a temperatura dos módulos T_{FV} pode então ser estimada pela expressão:

$$T_{FV} = T_a + \frac{G}{800} (T_{NOCT} - 20) \quad (75)$$

em que T_{NOCT} é a temperatura de operação dos módulos em condições nominais de temperatura, em inglês *Nominal Operating Cell Temperature* (NOCT). A temperatura T_{NOCT}

normalmente é fornecida pelos fabricantes e pode ser também denominada como *Nominal Module Operating Temperature* (NMOT).

A Sociedade Alemã de Energia Solar, *Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V.* (DGS), realizou um estudo em que considera o efeito da ventilação sobre a temperatura de operação dos módulos. Segundo este estudo, módulos instalados diretamente sobre o telhado, isto é, com pouca ventilação, têm temperatura de operação calculada pela equação [32]:

$$T_{FV} = T_a + 43^\circ \quad (76)$$

Ainda de acordo com este estudo, a temperatura de operação para módulos com boa ventilação pode ser calculada pela equação:

$$T_{FV} = T_a + 29^\circ \quad (77)$$

Estas equações representam o acréscimo de temperatura que sofre o módulo em relação ao ambiente devido à irradiação incidente e considerando a ventilação disponível. Ambas consideram as mesmas condições de irradiação, portanto, a diferença de 14° é consequência das condições de ventilação. Numa modelagem alternativa podemos então acrescentar um termo T_{VE} à equação (75), relacionado ao ganho de temperatura devido à baixa ventilação dos módulos.

3.5 Modelagem do Sombreamento

O sombreamento sofrido pelos módulos pode afetar drasticamente o desempenho dos SFVs, além de causar problemas como os “pontos quentes”, descritos na seção 2.2.4.1. Deste modo, é interessante que o programa modele de alguma forma o sombreamento, isto é, a redução da radiação que chega aos módulos devido aos obstáculos presentes ao redor do local de instalação dos SFVs.

Devido à dificuldade de modelagem 3D do local de implantação, que recairia ao usuário do programa, uma vez que cada lugar pode apresentar características próprias, optou-se por fazer uma modelagem simples, apenas para estimar a influência deste fator. A utilização de técnicas de processamento digital de imagem também é interessante, mas fugiria do escopo deste trabalho. Cabe ressaltar que a maioria dos softwares de projeto de sistemas fotovoltaicos não modela o fator sombreamento.

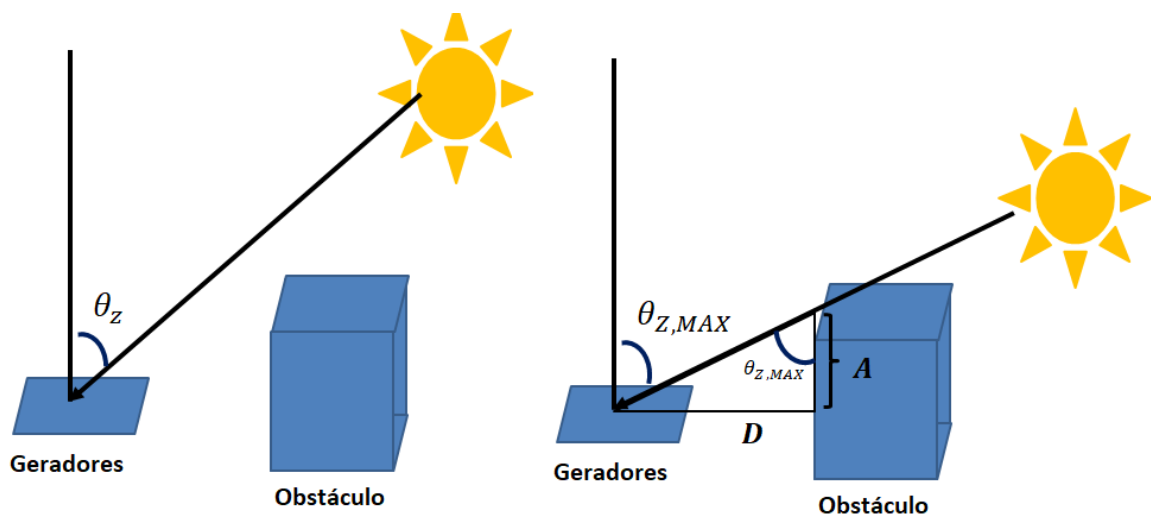
A abordagem adotada aproveita as equações apresentadas nas seções anteriores, que possibilitam obter a posição do sol em função de seus ângulos zenital θ_z e azimutal γ_s . Considerando os geradores fotovoltaicos como um único ponto, e os obstáculos como vários

paralelepípedos de alturas diferentes ao redor dos mesmos, com suas respectivas distâncias em relação aos geradores, é possível encontrar o ângulo zenital máximo para o qual o sol não está coberto pelos obstáculos pela equação:

$$\theta_{Z,MAX} = \arctg\left(\frac{D}{A}\right) \quad (78)$$

em que D e A são a distância e a altura relacionadas a um determinado obstáculo. Deve-se observar que esta altura é na verdade a diferença de altura entre os geradores e o obstáculo em questão. A Figura 14 ilustra como esta relação pode ser obtida.

Figura 14 – Sombreamento e ângulo zenital solar.

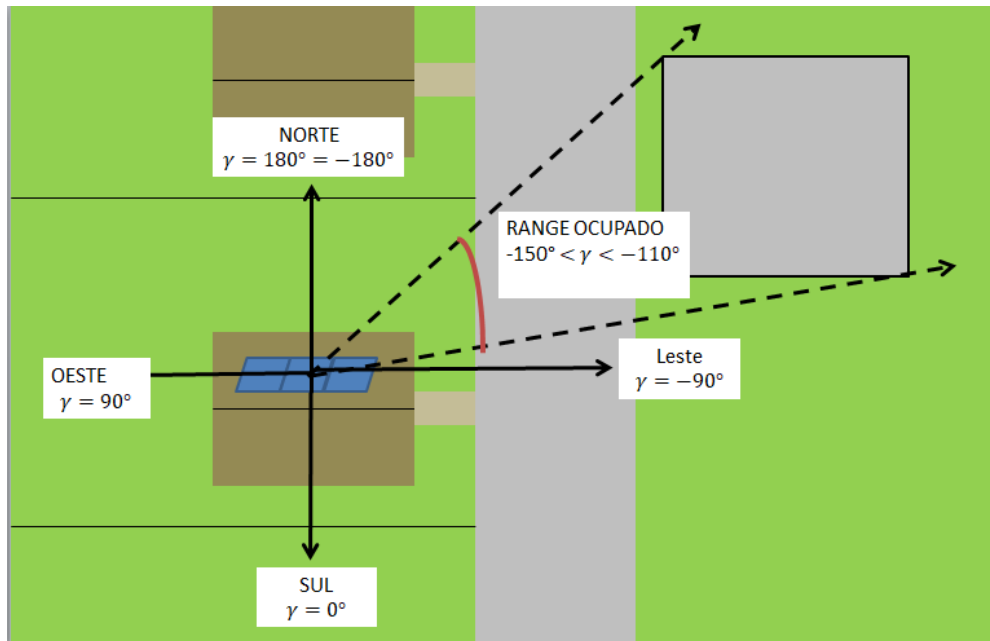


Fonte: O autor.

Para saber se um obstáculo bloqueia o sol, também é necessário saber qual a faixa azimutal o obstáculo ocupa. O ângulo azimutal de um objeto, assim como o ângulo azimutal do sol, é o desvio angular em relação ao sul. Para desvios a leste, considera-se um azimute negativo e para desvios a oeste positivo.

A Figura 15 ilustra o conceito de azimute para os obstáculos, retratando uma vista aérea em que um obstáculo não ocupa um ângulo azimutal, e sim uma faixa de ângulos azimutais. Se o ângulo azimutal do sol estiver dentro desta faixa de valores, então estará encoberto pelo obstáculo se estiver com ângulo zenital θ_z maior que o máximo calculado para tal obstáculo.

Figura 15 – Ângulo azimutal dos obstáculos.



Fonte: O autor.

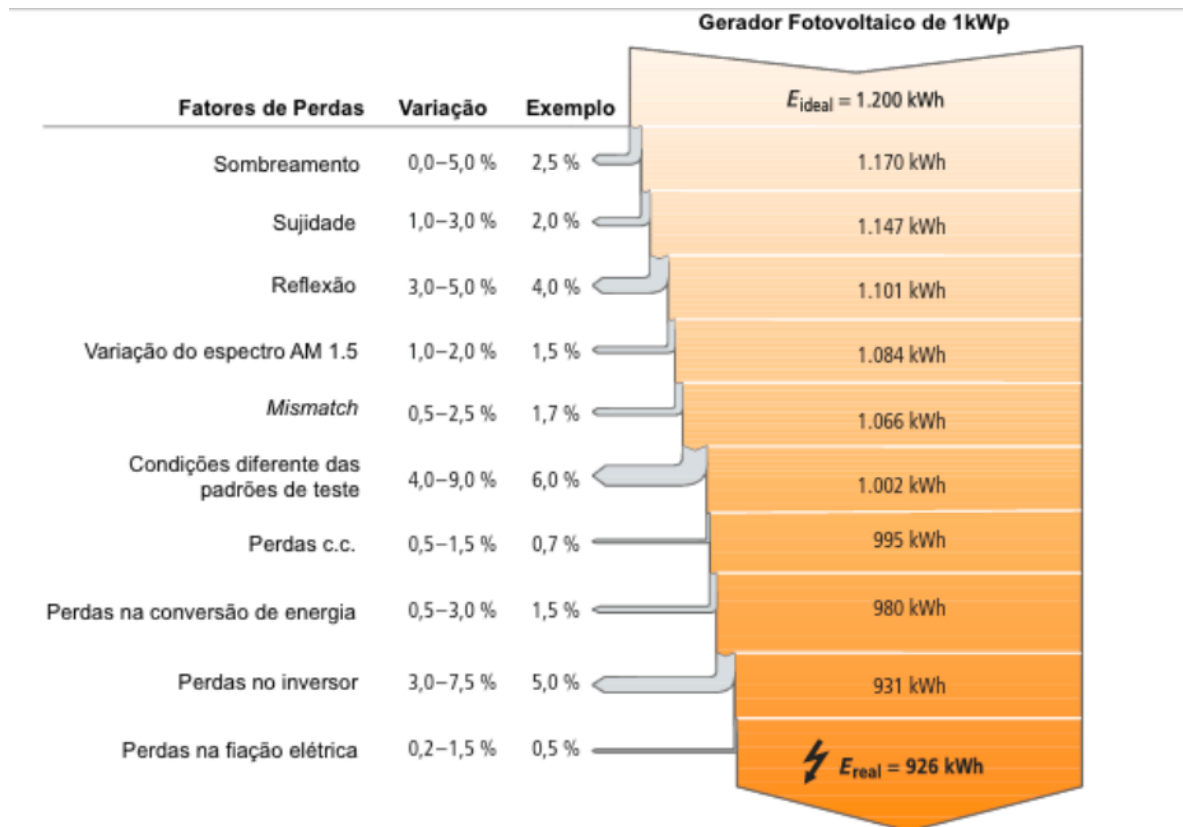
Para um estudo mais detalhado sobre os ângulos azimutais e zenitais recomenda-se a referência [22].

3.6 Modelagem de Outros Fatores de Perda

Existem diversos fatores que podem afetar a eficiência dos sistemas fotovoltaicos. Além das condições de temperatura e irradiação, fatores analisados nas seções anteriores, pode-se citar outros como o sombreamento, o acúmulo de poeira nos módulos, a reflexão de parte dos raios solares recebidos, a variação do espectro em relação ao utilizado em condições padrão de teste, o descasamento elétrico entre as placas, conhecido como *mismatch*, perdas nos cabamentos CC e CA, perdas no inversor e outros [32,33].

A Figura 16 mostra o percentual de perda de potência produzida por um SFV, resultante devido a diversos fatores. Os dados são resultado de uma pesquisa realizada pela Sociedade Alemã de Energia Solar [32,33].

Figura 16 – Fatores de perdas de um SFV.



Fonte: [33].

Os valores mínimos e máximos para a perda devido aos fatores apresentados na Figura 16 serão utilizados para o dimensionamento de SFVs pelo *software*. Considerando os diversos fatores de perda, o rendimento do sistema fotovoltaico pode ser encontrado pela expressão:

$$\eta_{SFV} = (1 - p_{temp})(1 - p_{incomp})(1 - p_{sujeira})(1 - p_{CC})(1 - p_{CA})(1 - p_{inversor}) \quad (79)$$

Ou de modo genérico para n fatores de perda:

$$\eta = \prod_{i=0}^n (1 - p_i) \quad (80)$$

3.7 Método de Dimensionamento

Um método de dimensionamento simples largamente utilizado para dimensionamento de sistemas fotovoltaicos está relacionado ao conceito de horas de sol pleno (HSP), que equivale ao intervalo de tempo, em horas, ao longo do dia, em que sol estaria irradiando se irradiasse de forma constante 1000 W/m^2 , e cessasse no restante do dia. Isto equivale a concentrar a irradiação de um dia de forma constante e igual ao valor de irradiação nas

condições padrão de teste. Para obter o número de horas de sol pleno dada uma irradiação diária, basta dividir o valor de irradiação pela irradiação padrão, isto é [34]:

$$HSP = \frac{H}{G_{STD}} \quad (81)$$

Se o dado de irradiação estiver em Wh ou múltiplos desta unidade, o valor encontrado já estará em horas, pois:

$$\frac{\left[\frac{kWh}{m^2 dia} \right]}{\frac{kW}{m^2}} = \frac{H}{1} \left[\frac{h}{dia} \right] \quad (82)$$

O número de horas de sol pleno é um dado que facilita o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos porque os dados disponibilizados pelos fabricantes dos módulos são obtidos em condições padrão de teste, o que inclui uma irradiação de $1000 W/m^2$. Assim, para produzir a potência indicada pelos fabricantes, os módulos teriam que ser submetidos a estas condições, o que não acontece, uma vez que a radiação varia ao longo do dia e do ano.

A estratégia adotada é integrar toda a irradiação diária e distribuí-la de forma constante ao longo do dia, e considerar que os módulos ficaram expostos à radiação constante durante o tempo equivalente ao das horas de sol pleno (HSP).

Assim, a potência dos geradores em W_p , dado importante a ser determinado no dimensionamento dos SFVs, pode então ser estimada pela expressão:

$$P_{SFV} = \frac{E_{GD}}{HSP \cdot \eta_{SFV}} \quad (83)$$

em que E_{GD} é a energia a ser gerada diariamente pelo sistema e η_{SFV} é o rendimento do sistema fotovoltaico.

A energia a ser gerada diariamente está diretamente ligada ao consumo diário de energia que os sistemas fotovoltaicos devem suprir. No entanto, no caso dos SFCRs no Brasil, deve-se considerar ainda outra variável: o custo de disponibilidade. O custo de disponibilidade é o valor cobrado pelas distribuidoras de energia elétrica para manter a infraestrutura e a disponibilidade de energia elétrica, mesmo que não haja consumo de energia.

O custo depende do modo de ligação com rede elétrica, e é mostrado na Tabela 2 para unidades consumidoras conectadas em baixa tensão (grupo B). Os valores mostrados na tabela

estão em kWh , sendo que o valor cobrado em reais depende da tarifa cobrada por cada kWh de energia.

Tabela 2 – Custo de disponibilidade.

Tipo	<i>Custo de disponibilidade</i>
Monofásico	30 kWh
Bifásico	50 kWh
Trifásico	100 kWh

Fonte: [35].

Desse modo, se um sistema fotovoltaico gerar toda a energia consumida em uma residência num mês, ainda sim será cobrado o custo de disponibilidade. Assim, não é economicamente interessante gerar uma quantidade de energia igual à consumida. Ao invés disso, ao dimensionar os sistemas deve-se considerar que eles devem produzir energia menor ou igual à energia consumida E_{CD} subtraída do custo de disponibilidade E_{CP} , isto é:

$$E_G = E_C - E_C \quad (84)$$

Por fim, é interessante observar que os valores de energia consumida são encontrados nas faturas de energia elétrica em valores mensais. Há também o valor da média de consumo mensal durante um ano.

No entanto, o valor utilizado na equação (83) é um valor diário. Assim, é necessário dividir a diferença entre o consumo mensal médio e o custo de disponibilidade mensal por 30, para se encontrar a energia a ser gerada diariamente pelo sistema. Este dado é então utilizado, na equação (83) para encontrar a potência dos geradores.

A potência de um SFV é um dado importante no projeto porque não está relacionada a um determinado fabricante ou componente. Com este dado, é possível que uma pessoa interessada em instalar um sistema escolha entre vários fabricantes e modelos de módulos e inversores.

3.8 Considerações Finais

Diversas abordagens para a modelagem de dispositivos e variáveis relacionados a sistemas fotovoltaicos estão disponíveis na literatura. Para geradores fotovoltaicos, os modelos buscam obter a curva característica $I-V$ destes dispositivos, o que é importante para simular o comportamento do painel em diferentes condições. Para isso, estes modelos devem receber diversos parâmetros, como características elétricas disponibilizadas por fabricantes, além da temperatura e da irradiação em que os módulos estão operando.

Estas variáveis por sua vez, são também modeladas a partir de dados médios, mais fáceis de encontrar para a maior parte das localidades. No software, estes modelos teóricos se relacionam para fornecer dados que auxiliem no projeto de sistemas fotovoltaicos. As modelagens dos módulos e inversores não foram utilizadas nos *software*, uma vez que o exigem muitas variáveis de entrada e longas rotinas de código, mas podem vir a ser implementadas em trabalhos futuros.

CAPÍTULO 4

MATERIAIS E MÉTODOS

Neste trabalho foi utilizado o IDE Netbeans para desenvolvimento do *software* proposto. Esta é uma ferramenta gratuita. Deste modo, não houve custos monetários na execução do trabalho com licenças de *softwares* ou similares. Outra ferramenta ligada ao desenvolvimento de *softwares* utilizada foi o Scene Builder para construção de telas. A linguagem de programação utilizada foi Java.

No que se refere a informações retiradas de referências, foram utilizados alguns dados sobre a irradiação solar do Atlas Brasileiro de Energia Solar [36]. Apenas alguns dados de temperatura foram acoplados ao *software*, obtidos no site do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), que fornece normais climatológicas e sequências de dados [37].

Tais dados não são parte essencial do programa desenvolvido, mas permitem aos usuários da ferramenta projetar SFCRs com dados já inseridos no programa, isto é, sem a necessidade de procurar fontes de dados de irradiação e temperatura. No entanto, os dados inseridos no programa se limitaram a algumas localidades. Os dados de irradiação compreendem todos os municípios brasileiros, enquanto os de temperatura, apenas parte deles.

Visando alcançar os objetivos propostos, a realização deste trabalho se deu em duas etapas. A primeira compreende as pesquisas teóricas realizadas, enquanto a segunda envolve a implementação do *software*. Cada uma destas etapas se divide em outras etapas detalhadas abaixo. Além disso, as duas etapas tiveram atividades executadas simultaneamente, pois a implementação de blocos com funções específicas ainda na fase pesquisa permitiu a identificação de inconsistências e obstáculos a serem contornados com uma análise maior da teoria já estudada ou com a escolha de outras abordagens.

4.1 Etapa Teórica

Esta etapa compreende o estudo e revisão de tópicos em diversas fontes a fim de permitir o desenvolvimento do *software*. Ela se divide essencialmente em outras duas etapas. A primeira envolve o estudo de tópicos relacionados à energia fotovoltaica e a segunda compreende tópicos sobre o desenvolvimento de *softwares*, com ênfase nos requisitos do *software* a ser desenvolvido.

4.1.1 Estudo da Teoria sobre SFVs

Esta etapa é composta pela revisão da teoria fotovoltaica, da legislação relacionada aos SFCRs no Brasil, das técnicas envolvidas no projeto destes sistemas e das modelagens dos componentes e variáveis envolvidas nestes projetos. Entre os tópicos mais importantes estudados estão a modelagem da irradiação e do posicionamento do sol, o método de dimensionamento simplificado para os sistemas fotovoltaicos, e as demais modelagens apresentadas nas seções anteriores.

Vale ressaltar que esta etapa foi imprescindível para rever os objetivos. Um aspecto importante notado foi que a modelagem de módulos e inversores dependia de diversos fatores, muitos deles com valores extremamente diferentes para cada modelo e fabricante. Além disso, notou-se a necessidade de fazer uma escolha de público-alvo.

Há poucos projetistas que consideram uma grande quantidade de dados ao fazer o projeto de sistemas fotovoltaicos, e grande parte das pessoas que querem adquirir um SFV não conhece muito sobre o assunto. Desta forma, um programa que exige poucos dados de entrada e que entregue um resultado independente de fabricantes e modelos engloba um público maior que um programa que depende de inúmeros fatores para projetar uma configuração de SFV altamente específica.

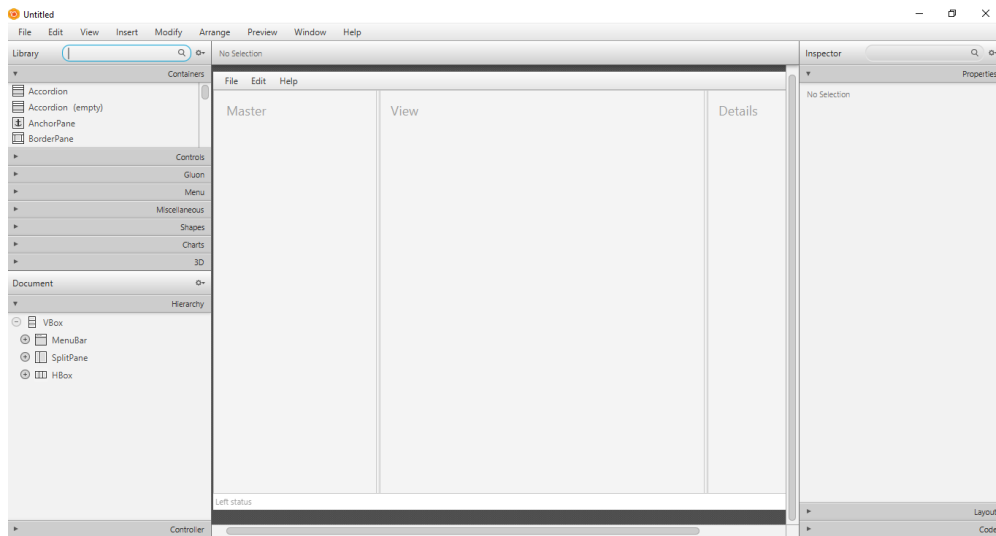
4.1.2 Estudo sobre o Desenvolvimento de *Softwares*

Esta etapa consistiu em estudar alguns tópicos relacionados à produção de *softwares* em geral, como a modelagem de sistemas com orientação a objetos, e tópicos relacionados aos recursos da linguagem e do IDE utilizados para a implementação do *software*. Determinou-se a necessidade de uma interface amigável e prática. Por isso, optou-se pela utilização do JavaFX, que está voltado para a criação de interfaces gráficas “ricas” [38].

Para a utilização desta plataforma, foi feito um estudo preliminar sobre FXML, nome dado aos arquivos XML que contêm componentes de tela do JavaFX. A utilização dos FXMLs permitiu a separação do desenvolvimento das telas e da lógica do programa, numa arquitetura semelhante ao Model View Controller (MVC). Informações sobre esta arquitetura podem ser encontrados no capítulo 2 da referência [39], ou com mais detalhes em [40].

Esta abordagem demonstrou ser extremamente eficiente conforme as rotinas de códigos do software cresciam. Para auxiliar a criação das telas em FXML, foi utilizado o Scene Builder, que permite criar de maneira visual grande parte das telas. A interface desta ferramenta é mostrada na Figura 17.

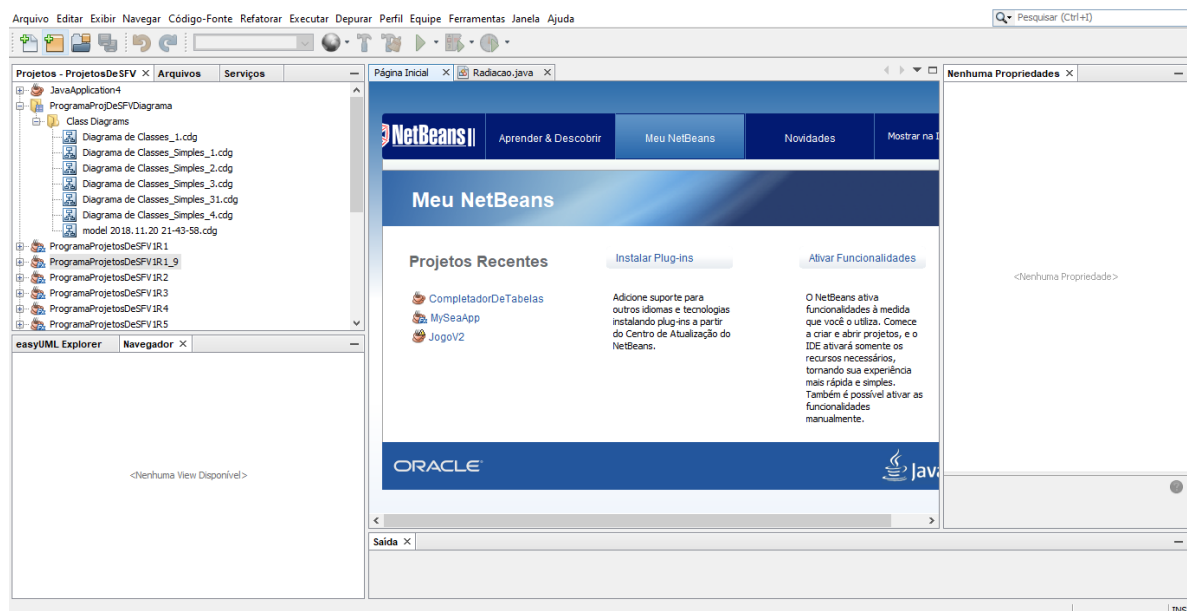
Figura 17 – Interface da ferramenta Scene Builder.



Fonte: o autor.

Como já mencionado, também para a implementação dos códigos foi utilizado o IDE NetBeans. Sua interface é mostrada na Figura 18.

Figura 18 – Interface do IDE NetBeans.

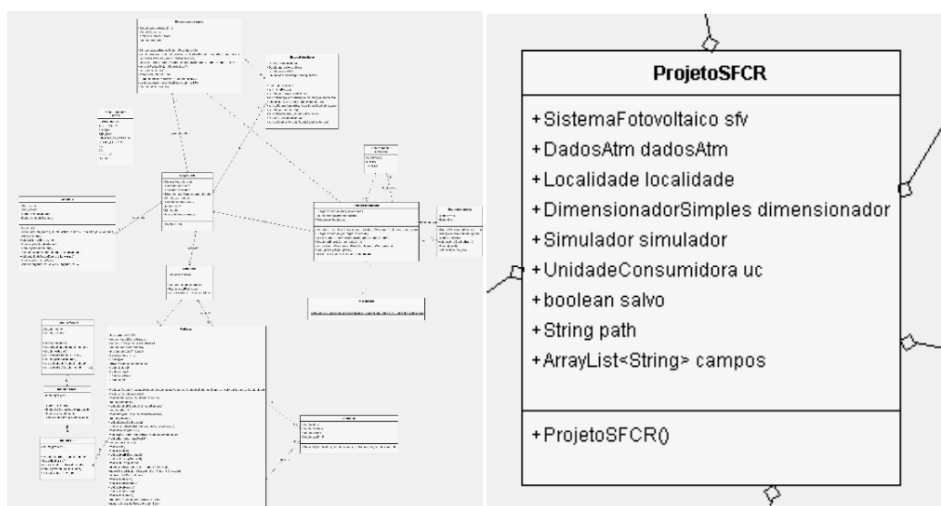


Fonte: o autor.

Com a instalação do *plugin easyUM*, esta ferramenta também auxiliou na criação de diagramas de classe. Estes diagramas são úteis na modelagem de sistemas e foram as bases para a implementação do software nas etapas posteriores. A Figura 19 mostra parte de um dos diagramas de classes construídos para modelar o programa.

Nela é possível ver, à esquerda, uma visão geral do diagrama, e à direita o detalhe da classe que de fato representa o arquivo do projeto do sistema fotovoltaico. Foram feitas diversas versões de diagramas de classes. A partir da montagem dos diagramas, notou-se a necessidade de simplificar os requisitos a serem atendidos pelo *software*, devido ao tempo e aos recursos disponíveis para a produção do mesmo.

Figura 19 – Diagrama de Classes do pacote *model* do programa.



Fonte: o autor.

4.2 Etapa de Implementação do Software

Esta etapa consiste em implementar os blocos básicos do sistema e, posteriormente, integrá-los na construção do *software* final.

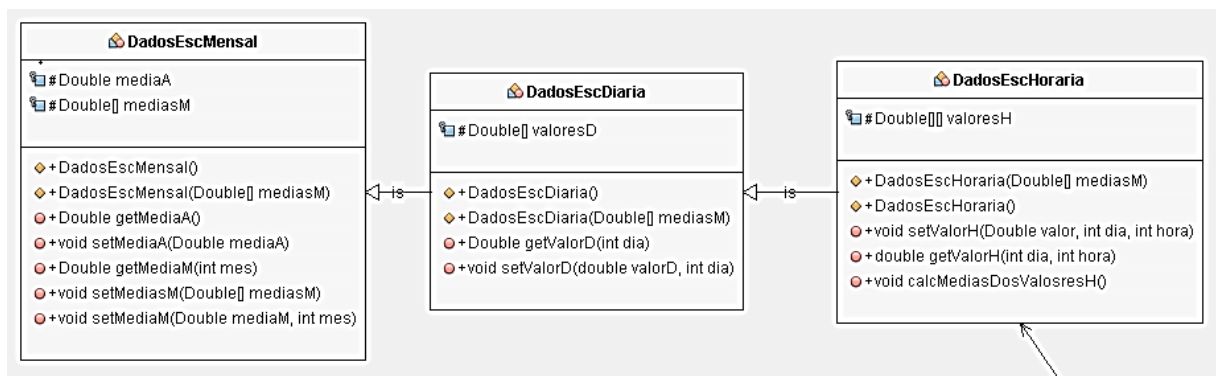
4.2.1 Desenvolvimento das Funções Básicas

Nesta etapa foram implementadas funções básicas que compõem o *software*, isto é, foram implementados, separadamente, blocos que realizam pequenas etapas de processamento necessárias para o projeto de um SFCR.

Ainda nesta etapa, alguns blocos do sistema puderam ser verificados. Um exemplo de verificação foram os cálculos de posicionamento do sol. Ao implementar as rotinas que calculavam os ângulos zenital e azimutal, por exemplo, foram inseridos dados de exemplo, cujo resultado esperado já era conhecido e verificou-se que os cálculos apontavam para a solução correta. Pode-se perceber que esta metodologia facilita a resolução de erros, uma vez que diversos erros foram encontrados e corrigidos antes da integração na aplicação principal.

Após a criação de algumas rotinas e classes relacionadas à problemática da aplicação, isto é, relacionadas ao projeto de sistemas fotovoltaicos, algumas estruturas tiveram que ser revistas. O fato de diversas grandezas apresentarem valores médios anuais, mensais, valores diários e valores horários levou à criação de uma estrutura de dados unificada, baseada em herança, que facilitou a aplicação do conceito de reuso de código. A estrutura base utilizada para diversos tipos de dados, como radiação, ângulos e energia consumida, é mostrada abaixo por meio do diagrama de classes.

Figura 20 – Classes base para a manipulação de dados em várias escalas temporais.



Fonte: o autor.

Para fazer os testes, criaram-se rotinas nas quais foram inseridos dados via código, isto é, ainda sem o uso da interface gráfica do usuário. No entanto, ainda nesta etapa iniciou-se o processo de prototipagem das telas. O principal objetivo de fazer um esboço da interface gráfica foi encontrar inconsistências entre as entradas de dados necessárias e as saídas esperadas. Neste estágio, a estilização das telas foi deixada de lado em função da funcionalidade das mesmas. A Figura 21 mostra a tela inicial do programa obtida nesta etapa.

Nela é possível ver os principais dados de entrada exigidos pelo programa para fazer o dimensionamento, como o consumo médio mensal de energia elétrica. Para construir as telas, foram utilizados diversos componentes gráficos, como *combo boxes*, *sliders*, *split panes*, botões, caixas de texto, e menus. Os elementos gráficos utilizados foram aumentando gradualmente conforme se refinou a interface gráfica.

Figura 21 – Protótipo de tela para o programa.

O protótipo de tela apresenta uma interface com menu no topo ('Projeto', 'Ajuda') e duas seções principais:

- Unidade Consumidora:**
 - Tipo de ligação: [dropdown menu]
 - Consumo mensal médio (kWh): [input field]
- Sistema Fotovoltaicos:**
 - Energia gerada mensalmente(kWh): [input field] [?] [Obter Média]
 - Irradiação diária (média anual): [input field] [Definir Parâmetros]
 - Rendimento (Perdas): [input field] [Dimensionar Sistema]
 - Potência dos Geradores (kWp): [input field]
 - Potência do Inversor (kW): Mínima - [input field] Máxima - [input field]

Fonte: o autor.

4.2.2 Desenvolvimento do Software

Esta etapa consistiu no refinamento e estilização da interface gráfica do usuário (GUI) e na integração dos blocos básicos implementados na etapa anterior, entre si, e com a interface gráfica. Para a estilização das telas utilizou-se as chamadas *Cascading Style Sheets* (CSS). Estas folhas de estilo permitem aplicar cores e layouts em várias partes da aplicação, sem a necessidade personalizar cada componente gráfico.

Após a integração, foram feitas algumas análises dos dados gerados pelo software, a fim de verificar se estão de acordo com a teoria. Além disso, foi feito um dimensionamento com base nos dados de um sistema fotovoltaico já existente na cidade de Patos de Minas, a fim de verificar a capacidade de dimensionamento do software.

A Figura 22 mostra a tela principal após a estilização. A Figura 23 mostra a tela de manipulação dos fatores de perda. Já na Figura 24 temos a tela onde o usuário escolhe a localização do projeto e obtém dados atmosféricos utilizados no dimensionamento do sistema fotovoltaico. Nesta mesma tela foram inseridos componentes que permitem o usuário manipular configurações relacionadas ao sombreamento e ver gráficos com dados de irradiação gerados para diferentes condições de inclinação e azimute para os módulos.

Figura 22 – Tela principal do programa após estilização.

Projeto Ajuda

Unidade Consumidora

Tipo de ligação:

Consumo mensal médio (kWh):

Sistema Fotovoltaicos

Energia gerada mensalmente(kWh): ?

Irradiação diária (média anual): Obter Média

Rendimento (Perdas): Definir Parâmetros

Dimensionar Sistema

Universidade Federal de Uberlândia
Campus Patos de Minas

Fonte: o autor.

Figura 23 – Tela de manipulação de perdas.

Percentuais de ganho/perda

Sombreamento: -5 0

Temperatura: -18 -4

Reflexão: -5 -3

Variação no espectro: -2 -1

Incompatibilidade Elétrica: -4 -0,5

Acúmulo de Sujeira: -3 -1

Cabeamento CC: -1,5 -0,5

Cabeamento CA: -3 -0,5

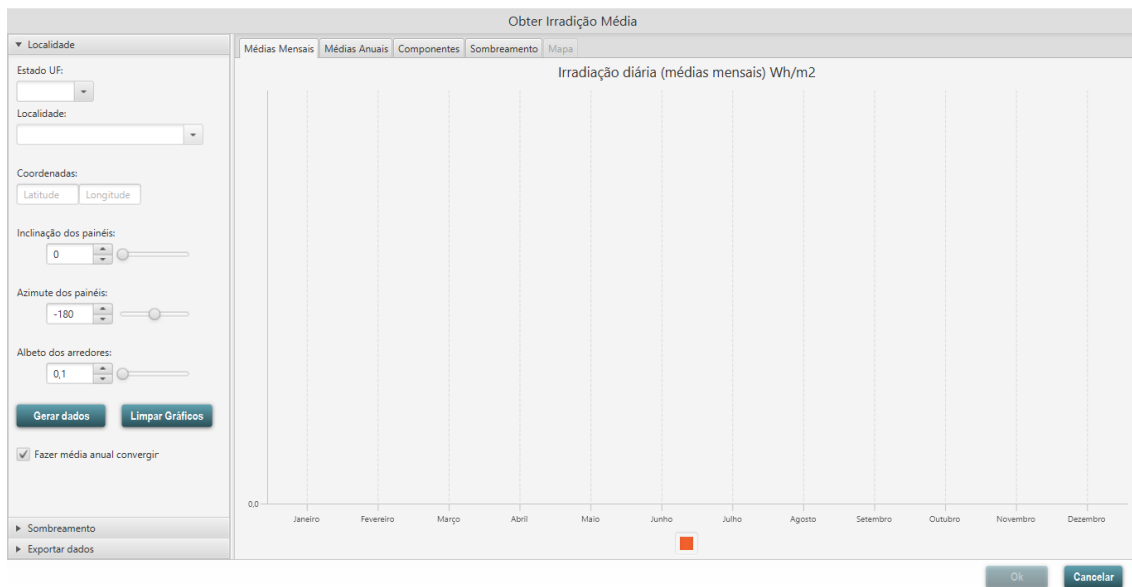
Inversor: -7,5 -3

Outros: -1,5 -0,2

Cancelar Ok

Fonte: o autor.

Figura 24 – Tela para seleção de localidade e dados atmosféricos.



Fonte: o autor.

Os dados utilizados no programa para sintetização de dados de irradiação e estimação da perda devido à temperatura foram organizados em arquivos, seguindo um padrão *comma-separated values* (CSV). Os dados de irradiação foram obtidos do Atlas Brasileiro de energia solar, referência [36]. Os dados de temperatura obtidos no site do INMET [37], ao contrário dos de irradiação, não englobam todos os municípios brasileiros, mas o usuário pode inserir mais dados nas tabelas que a aplicação usa.

4.3 Considerações Finais

Para a implementação do *software* foram utilizados poucos recursos físicos. Por outro lado, o *software* manipula uma grande quantidade de dados. Apesar de não serem o objeto principal deste trabalho, estes dados são necessários no projeto de sistemas fotovoltaicos, e incluí-los no programa facilita a utilização do mesmo.

Quanto à metodologia, o desenvolvimento do *software* se desenvolveu em diversas etapas. As duas principais etapas estão relacionadas ao estudo da teoria e a implementação do *software* respectivamente.

CAPÍTULO 5

RESULTADOS E DISCUSSÕES

Com a implementação de diversas modelagens, obteve-se uma ferramenta capaz de dimensionar sistemas fotovoltaicos a partir de poucos dados de entrada. Algumas funcionalidades almejadas inicialmente não foram implementadas, mas por outro lado, outras não previstas puderam fazer parte da aplicação, como uma modelagem do sombreamento.

Entre os principais resultados gerados pelo programa estão os gráficos de irradiação, que mostram dados para qualquer inclinação e azimute dos painéis fotovoltaicos, e os dados de potência, para os geradores e para o inversor, de modo a gerar a quantidade de energia que o usuário precisa.

5.1 Análise dos Dados Gerados pelo Programa

Com a seleção de uma localidade, isto é, de um município brasileiro, o programa pode calcular a intensidade de irradiação que chegaria ao plano dos módulos para qualquer inclinação ou ângulo azimutal. A Figura 25 mostra um gráfico gerado pela aplicação em que é possível observar os valores de irradiação média gerados para a cidade de Patos de Minas considerando os módulos em cinco posições.

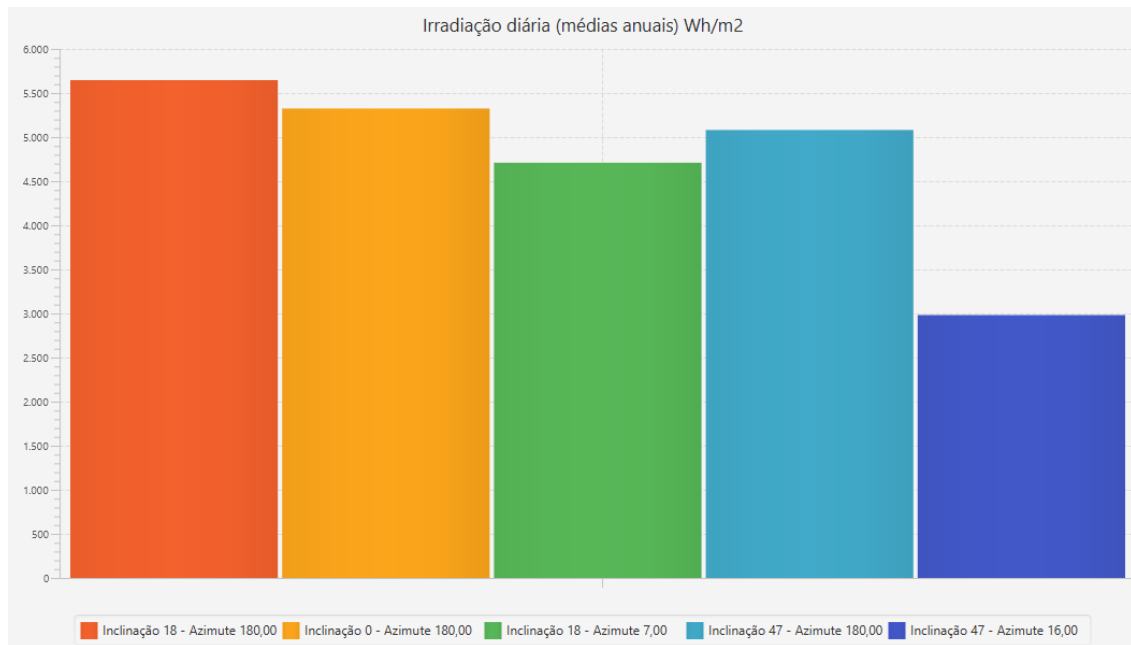
Nele é possível confirmar um dado já conhecido pela literatura e utilizado largamente na implantação dos sistemas fotovoltaicos: a geração de energia se maximiza para ângulos de inclinação próximos à latitude local. Além disso, para sistemas instalados no Hemisfério Sul é recomendável orientar os painéis para o norte, isto é, com ângulo azimutal de 180° . Desse modo, a maior irradiação na localidade de Patos de Minas é alcançada com inclinação de cerca de 18° e ângulo zenital de 180° , configuração mostrada em laranja escuro na Figura 25.

Além das médias anuais, o software mostra dados de irradiação em médias mensais. A Figura 26 mostra a irradiação sintetizada para inclinações de 18° e 43° . Nesta figura, mais uma informação teórica é confirmada: para ângulos de inclinação maiores, com azimute ideal, se maximiza a produção de energia nos meses de inverno. Para sistemas fotovoltaicos autônomos, normalmente é interessante gerar uma quantidade de energia o mais constante possível ao longo do ano, ou ainda maximizar a produção nos meses em que o consumo é maior. Desse modo os dados mensais podem ser úteis no dimensionamento.

No entanto, para sistemas conectados à rede elétrica, o objetivo passa a ser a maior geração anual possível, uma vez que o sistema de compensação de energia permite a

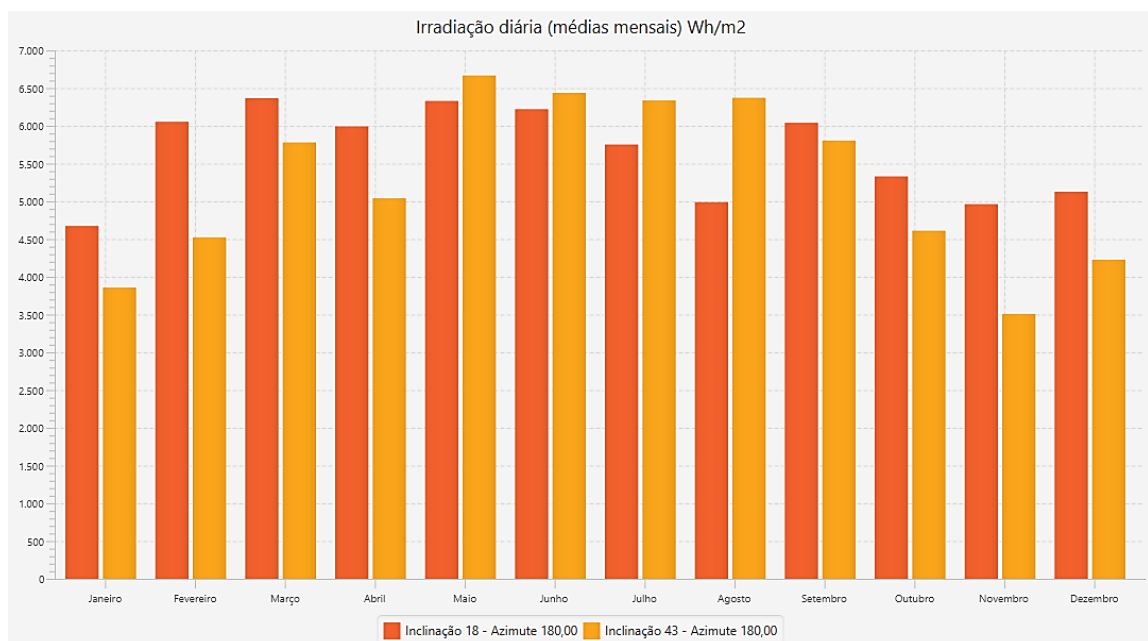
utilização de créditos pela energia gerada em até 60 meses [35]. Assim, devem-se maximizar as médias anuais para este tipo de sistema.

Figura 25 – Gráfico das médias anuais de irradiação diária para a localidade de Patos de Minas.



Fonte: o autor.

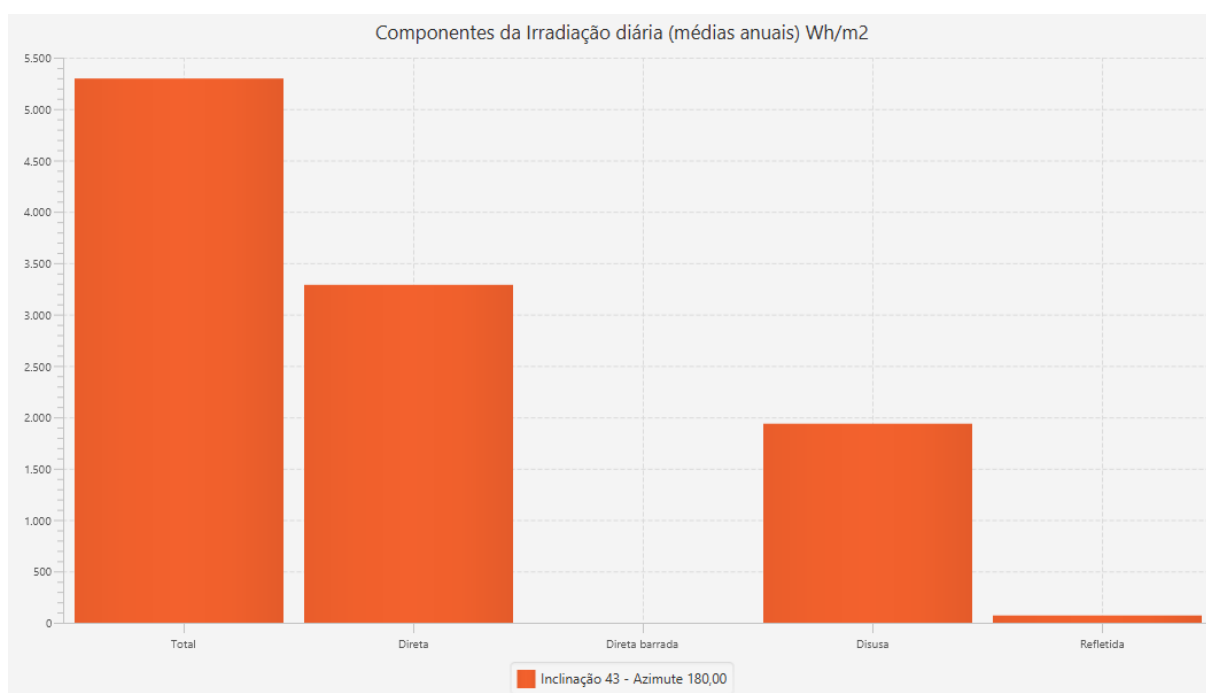
Figura 26 – Gráfico das médias mensais de irradiação diária para a localidade de Patos de Minas.



Fonte: o autor.

Além destes gráficos, a aplicação gera também dados sobre as componentes da irradiação no plano dos módulos. As componentes da irradiação total apresentadas pela aplicação são: a direta, a difusa, a refletida e a direta barrada pelo sombreamento. A Figura 27 mostra o gráfico para as componentes obtido quando o sombreamento é desconsiderado ou inexistente.

Figura 27 – Componentes da irradiação sem sombreamento.

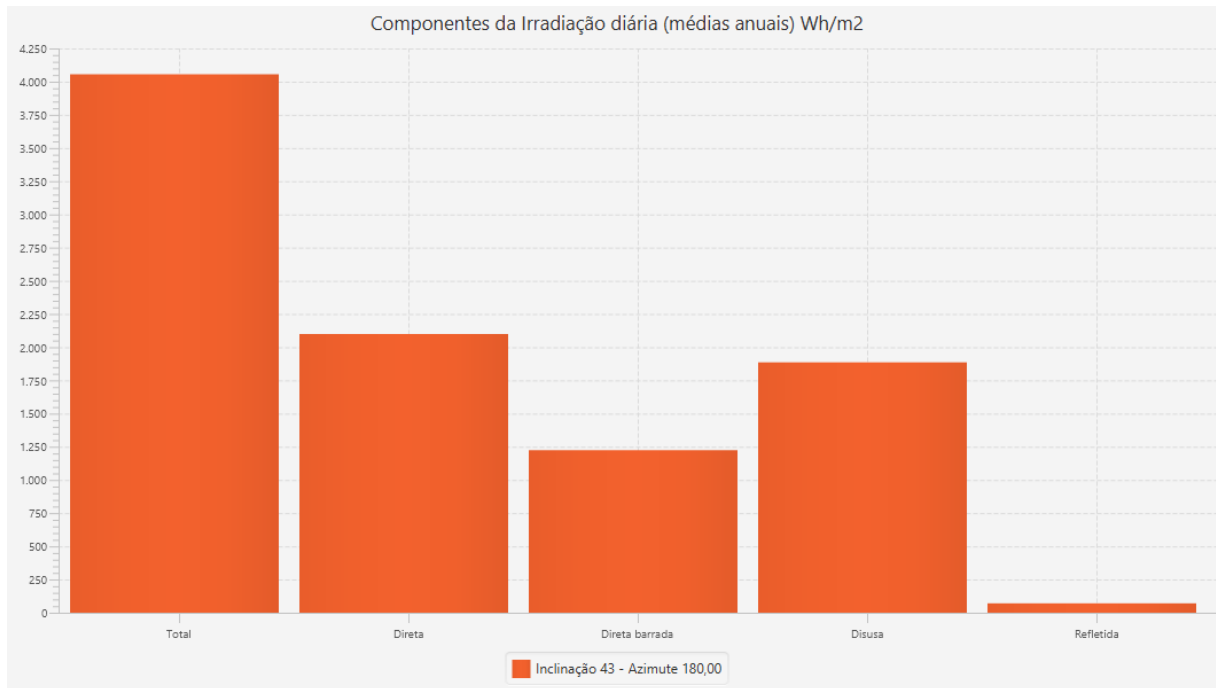


Fonte: o autor.

Já a Figura 28 mostra as componentes para as mesmas condições, acrescentando o efeito de um sombreamento causado por dois obstáculos. A perda de irradiação total disponível para os módulos fotovoltaicos, devido ao sombreamento, foi de aproximadamente $1250 \text{ Wh}/m^2/\text{dia}$, o que equivale a mais de $456 \text{ kWh}/m^2$ ao ano. Devido à área ocupada pelos painéis, esta perda pode revelar números ainda mais expressivos.

A configuração dos obstáculos inseridos para a obtenção destes dados é mostrada na Figura 29. Nela é possível ver como os dados necessários para a modelagem do sombreamento são inseridos pelo programa. Na interface, o usuário insere a altura e a distância de cada obstáculo, e se orienta pela foto colocada ao fundo, para a inserção correta dos azimutes dos obstáculos. Esta foto deve ser tirada no local de implantação dos módulos, cobrindo 360° do horizonte. Ela também pode ser obtida juntando-se várias fotos para cobrir todo o horizonte.

Figura 28 – Componentes da irradiação com sombreamento.



Fonte: o autor.

Figura 29 – Configuração dos obstáculos de sombreamento.

NORTE	LESTE	SUL	OESTE	NORTE
Obstáculo 2	Obstáculo 3	Obstáculo 4	Obstáculo 5	Obstáculo 7
2	4	Altura - metros	3	Altura
2	2	Distancia - metros	6	Distancia

Fonte: o autor.

O usuário também pode inserir obstáculos sem orientação de foto alguma, mas isto só deve ser feito por usuários que tenham domínio do conceito de posicionamento azimutal.

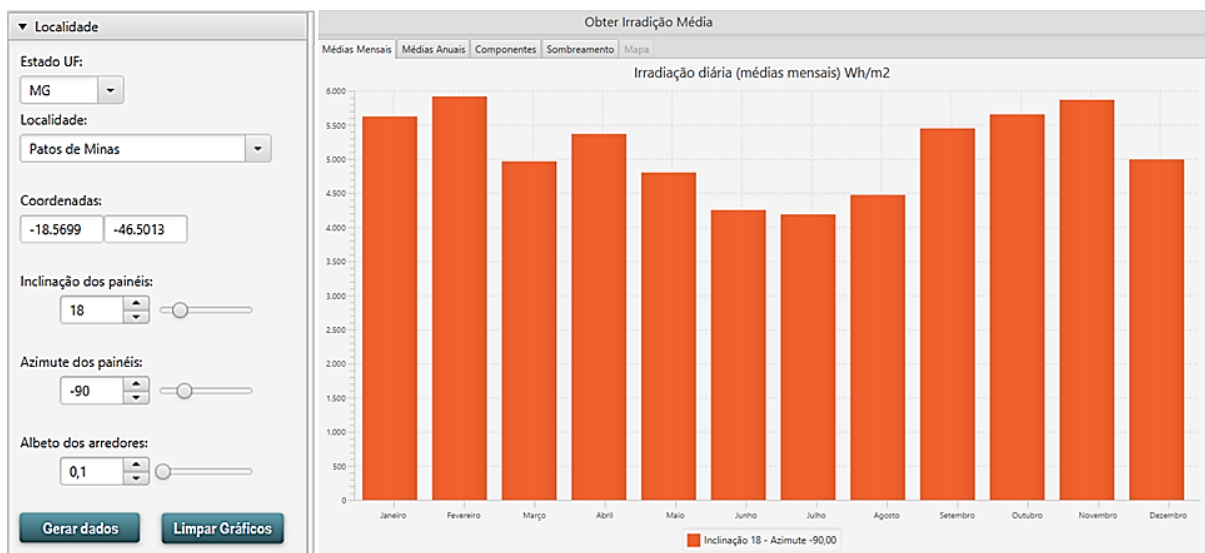
5.2 Dimensionamento de um SFV Existente

Para verificação da capacidade de dimensionamento da aplicação, utilizou-se dados de um SFCR já instalado como entrada do programa com o intuito de analisar se os dados de saída corresponderiam à configuração instalada. Primeiramente, obteve-se a média anual de geração de energia mensal do sistema instalado, que foi de aproximadamente 473 kWh.

Este dado foi utilizado como uma expectativa de geração de energia mensal. No caso de uma unidade consumidora bifásica, isto equivale a um consumo mensal de cerca de 523 kWh, O valor de 50 kWh sobressalente no consumo de energia em relação à energia gerada se deve ao custo de disponibilidade.

O suposto dado de consumo mensal médio foi inserido no programa, acompanhado da seleção do local e do posicionamento dos geradores do sistema fotovoltaico real analisado. Este sistema foi instalado na cidade de Patos de Minas, com azimute de -90° , que equivale à situação em que os módulos ficam direcionados a leste. A inclinação exata dos geradores deste sistema não pode ser estimada, mas se supôs cerca de 18° . A Figura 30 mostra as configurações de localização e posicionamento para este SFV, bem como as médias mensais de irradiação obtidas para o mesmo.

Figura 30 – Configuração de localização e posicionamento do SFV.



Fonte: o autor.

Os parâmetros de perda foram deixados em seus valores *default*, sugeridos pelo programa. Após clicar no botão dimensionar da tela inicial do programa, obteve-se uma potência de 4,09 kW_P para os geradores, o que é mostrado na Figura 31.

Figura 31 – Resultado do dimensionamento para o SFV.

Projeto Ajuda

Unidade Consumidora

Tipo de ligação: Bifásico

Consumo mensal médio (kWh): 523

Sistema Fotovoltaicos

Energia gerada mensalmente(kWh): 473 ?

Irradiação diária (média anual): 5,12 Obter Média

Rendimento (Perdas): 0,75 Definir Parâmetros

Potência dos Geradores (kWp): 4,09 Dimensionar Sistema

Potência do Inversor (kW): Mínima - 3,68 Máxima - 4,50

Universidade Federal de Uberlândia
Campus Patos de Minas

Fonte: o autor.

A potência do sistema fotovoltaico real analisado é de $4,2 \text{ kW}_p$, o que está próximo do obtido com a aplicação. Desta forma, os resultados do dimensionamento se mostraram válidos.

5.3 Considerações Finais

Conforme apresentado neste capítulo, os principais resultados foram uma detalhada e sintetização dos dados de irradiação, um dimensionamento satisfatório conforme a comparação com um SFV já implantado, e uma interface gráfica para o programa simples de usar e amigável. O programa implementado foi mais simples que o idealizado inicialmente, mas cumpre o objetivo principal almejado: uma ferramenta que exija do usuário poucos dados de entrada e conduza a um dimensionamento satisfatório.

Além disso, a modelagem do sombreamento permite a análise do comportamento de um fator que impacta diretamente a produtividade dos sistemas fotovoltaicos, em especial a dos sistemas implantados em cidades. Nestes casos, é comum que o posicionamento ideal, de azimute e inclinação, não possa ser alcançado, devido à inclinação e orientação dos telhados. Desta forma, o *software* modela vários dos fatores que influenciam os SFCRs.

CAPÍTULO 6

CONCLUSÃO, CONTRIBUIÇÕES DESTE TRABALHO E TRABALHOS FUTUROS

Os resultados obtidos foram satisfatórios, pois ao analisar os dados gerados pelo programa, comprovou-se a concordância com resultados esperados considerando-se a teoria estudada. Além disso, utilizou-se o *software* para dimensionar um sistema cujas características eram semelhantes ao de um sistema real. Então, ao comparar o resultado do dimensionamento com o sistema já implantado, verificou-se uma proximidade entre a potência do sistema fotovoltaico real e a potência calculada pelo programa.

Dentre os objetivos específicos propostos, pode-se verificar que a revisão da teoria relacionada à energia fotovoltaica foi feita com êxito, uma vez que muitos tópicos foram estudados, resultando no conteúdo contido no Capítulo 2 deste trabalho. O estudo dos procedimentos utilizados nos projetos de SFVs foi realizado de maneira satisfatória, compreendendo, principalmente, o método de dimensionamento abordado no Capítulo 3. Tal método foi utilizado na ferramenta construída e permitiu o alcance de outros objetivos.

Já o estudo da legislação relacionada a esses sistemas foi feito de maneira superficial, mas sem prejudicar a implementação do *software*, uma vez que aspectos fundamentais para o dimensionamento, como o custo de disponibilidade foram estudados. O estudo das modelagens computacionais de componentes do SFVs também foi realizado, o que pode ser verificado no Capítulo 3 que aborda diversas modelagens.

O estudo de projetos de *software* foi realizado, permitindo a modelagem dos vários elementos da aplicação por meio de diagramas de classes. Além disso, tal estudo facilitou a escolha da linguagem, das bibliotecas e das ferramentas utilizadas na construção do programa, bem como na organização do projeto em pacotes e classes.

O objetivo principal proposto também foi alcançado, uma vez que se obteve uma ferramenta que exige poucos dados de entrada para fornecer o dimensionamento de um sistema fotovoltaico. O programa implementado pode ser utilizado pelo público em geral e por profissionais que atuam com energia fotovoltaica, auxiliando de maneira satisfatória no projeto dos mesmos.

Durante a realização deste trabalho, diversas dificuldades foram encontradas. Entre elas, podemos elencar a confecção das telas de maneira tardia. Após desenvolver as primeiras

interfaces, foi mais fácil definir os dados de entrada necessários, bem como os dados de saída que poderiam ser gerados e mensurar o esforço necessário para alcançar os objetivos.

Além disso, a manipulação de muitas equações se mostrou um desafio. Foram necessárias diversas correções, tanto na fase de testes unitários quanto na fase de integração. Como exemplo de correção, podemos citar a adequação das unidades das grandezas utilizadas nas várias equações. Tais dificuldades foram superadas, uma vez que os objetivos foram satisfatoriamente alcançados.

Foram estudados importantes tópicos sobre a energia fotovoltaica. Além disso, a revisão de vários modelos computacionais de variáveis e dispositivos de SFCRs também foi realizada, o que foi de extrema importância para a etapa de implementação da ferramenta computacional. Todo o conteúdo estudado se constitui como base para trabalhos futuros e para a realização de outras pesquisas relacionadas aos SFVs, sendo uma das principais contribuições deste trabalho.

Além de ser acervo para outras pesquisas, espera-se que este trabalho contribua para um melhor aproveitamento da energia solar fotovoltaica por meio do *software* implementado. A disponibilização de uma ferramenta que auxilia no projeto de SFCRs pode facilitar a implantação destes sistemas, além de divulgar a luz solar como fonte de energia. E uma vez que viabiliza a ampliação do uso e da pesquisa acerca da energia fotovoltaica, este trabalho contribui para o aumento do uso das fontes renováveis de energia, diversificação da matriz energética brasileira e desenvolvimento do mercado fotovoltaico no Brasil.

Há vários tópicos que podem nortear trabalhos futuros. Dentre eles, pode-se destacar a utilização de processamento digital de imagens na modelagem do sombreamento dos painéis. Além disso, é interessante implementar algoritmos para sintetizar a curva $I-V$ dos módulos fotovoltaicos. Isto permitiria incrementar ao *software* um método de dimensionamento que considere o efeito das variações da irradiação e da temperatura sobre os geradores em escala horária, ao invés de utilizar a média destas grandezas no processo de dimensionamento.

O uso de sequências de dados em resolução menor que a hora também pode ser objeto de estudo, uma vez que o nível de irradiação varia drasticamente com a presença de nuvens. O processo de conexão dos sistemas fotovoltaicos à rede elétrica pode ser um empecilho para a disseminação dos SFVs. Desse modo, pode ser interessante criar ferramentas que auxiliem na realização dos procedimentos necessários para o acesso à rede elétrica.

A Resolução Normativa N° 687/2015 prevê diversas modalidades de compartilhamento dos créditos gerados pelos SFCRs, como a geração compartilhada, o autoconsumo remoto e o empreendimento com múltiplas unidades consumidoras. Para estas

modalidades, a necessidade de aplicações que auxiliem com tais procedimentos é ainda maior, e podem ser necessários ainda, alguns cálculos relacionados aos créditos, que passam a compensar o consumo de várias residências, ao invés de apenas uma unidade consumidora. Neste sentido, adicionar funcionalidades voltadas para estas modalidades de compartilhamento de créditos também pode ser objeto de trabalhos futuros.

Para fins didáticos, pode ser interessante implementar um módulo visual que mostre a trajetória do sol em relação aos painéis. Isto pode ser feito aproveitando os algoritmos já implementados, que fornecem os dados de posicionamento do sol. Outra linha de pesquisa a ser seguida, pode ser desenvolver funcionalidades voltadas ao projeto de sistemas fotovoltaicos para bombeamento, ou ainda, para o projeto de sistemas de geração de energia com outras fontes, como a eólica.

REFERÊNCIAS

1. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). **Key world energy statistics**. Paris. 2017.
2. SINHA, Avik. Modeling Energy Efficiency and Economic Growth: Evidences from India. **International Journal of Energy Economics and Policy**, Indore, 5, n. 1, 2015. 96-104.
3. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). **Energy Climate and Change: World Energy Outlook Special Report**. Paris. 2015.
4. PINHO, João Tavares; GALDINO, Marcos Antonio. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. 2. ed. Rio de Janeiro: CEPEL - CRESESB, 2014.
5. SCHMELA, Michael et al. **Global Market Outlook 2017 - 2021**. SolarPower Europe. Bruxelas. 2017.
6. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (BRASIL). **Balanço Energético Nacional 2017: Ano base 2016**. Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Rio de Janeiro. 2017.
7. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa Nº 687/2015, 24 Novembro 2015.
8. LANA, Luana Teixeira Costa et al. Energia Solar Fotovoltaica: Revisão Bibliográfica. **Engenharias Online**, v. 1, n. 2, 2015. ISSN ISSN: 2447-1488.
9. CORREIA, Márcia Joana Carvalho. **Sistemas de Bombagem de Água utilizando Energia Solar Fotovoltaica**. Instituto Superior de Engenharia de Lisboa. Lisboa. 2015.
10. VERA, Luis Horacio. **Programa Computacional para Dimensionamento e Simulação de Sistemas Fotovoltaicos Autônomos**. Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre. 2004.
11. HOTOPP, Rolf Private. **Photovoltaik-Stromerzeugungsanlagen**. 2^a. ed. [S.l.]: Essen: RWE Energie AG, 1991.
12. HEESSEN, Henrik te et al. **Definition of the Euro Efficiency of Solar Modules**. 25th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition / 5th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion. Valencia, Spain: [s.n.]. 2010. p. 4154-4155.
13. ALLET, Nicolas et al. **Inverter Performance under Field Conditions**. Proc 27 EU PVSEC. Frankfurt, Germany: [s.n.]. 2012.
14. FRONIUS DO BRASIL COMÉRCIO INDÚSTRIA E SERVIÇOS LTDA. **Fronios**

- ECO: O inversor para projetos de máximo rendimento.** Diadema. 2015.
15. RAUSCHENBACH, Hans S. **Solar cell array design handbook - The principles and technology of photovoltaic energy conversion.** 1ª. ed. New York: Van Nostrand-Reinhold Co, 1980.
 16. KREZINGER, Arno. **Desenvolvimento de Modelos para Simulação de Sistemas de Energia Fotovoltaica.** Relatório de Pós-doutorado. [S.l.]. 1993.
 17. OLIVEIRA, Lisiane Sassi de; TIEPOLO, Gerson Máximo. **Análise do Desempenho de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede em Função da Temperatura Média no Estado Do Paraná.** VII Congresso Brasileiro de Energia Solar. Gramado: [s.n.]. Abril 2018.
 18. JANTSCH, M.; SCHMIDT, H.; SCHMID, J. **Results on the concerted action on power conditioning and control.** 11th European photovoltaic Solar Energy Conference. Montreux: [s.n.]. 1992. p. 1589-1592.
 19. PERPIÑAN, Oscar; LORENZO, E.; CASTRO, M. A. **On the calculation of energy produced by a PV grid-connected system.** Prog Photovolt Res Appl. [S.l.]: [s.n.]. 2007. p. 265-274.
 20. KING, David L. et al. **Performance Model for Grid-Connected Photovoltaic Inverters.** Sandia National Laboratories. Albuquerque. 2007.
 21. RAMPINELLI, Giuliano Arns. **Estudo de Características Elétricas e Térmicas de Inversores para Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede.** Universidade Federal do Rio Grande Do Sul. Porto Alegre. 2010.
 22. DUFFIE, John A.; BECKMAN, William A. **Solar Engineering of Thermal Processes.** 4ª. ed. Madison: Solar Energy Laboratory. University of Wincosin-Madison, 2013.
 23. SPENCER, J. W. Fourier Series Representation of the Position of the Sun. **Search**, v. 2, n. 5, p. 172-172, 1971.
 24. IQBAL, Muhammad. **An Introduction to Solar Radiation.** Vancouver: Academic Press, 1983.
 25. AGUIAR, Ricardo; COLLARES-PEREIRA, Manuel; CONDE, J. P. Simple Procedure for Generating Sequences of Daily Radiation Values Using a Library of Markov Transition Matrices. **Solar Energy**, v. 40, n. 3, p. 269-279, 1988.
 26. COLLARES-PEREIRA, Manuel; RABL, Ari. The Average Distribution of Solar Radiation Correlations Between Diffuse and Hemispherical and Between Daily and Hourly Insolation Values. **Solar Energy**, Chicago, v. 22, p. 155-164, 1979.

27. KRENZINGER, Arno. **Modelo do Peixe Sequências Horárias de Radiação Solar**. V Encontro Nacional de Ciências Térmicas. II Simpósio de Engenharia Térmica. São Paulo: [s.n.]. 1994. p. 439-443.
28. ERBS, D. G.; KLEIN, S. A.; DUFFIE, J. A. Estimation of the Diffuse Radiation Fraction for Hourly, Daily and Monthly-average Global Radiation. **Solar Energy**, v. 28, n. 4, p. 293-302, 1982.
29. PEREZ, Richard et al. Modeling Daylight Availability and Irradiance Components from Direct and Global Irradiance. **Solar Energy**, v. 44, n. 5, p. 271-289, 1990.
30. PEREZ, Richard et al. A New Simplified version of the Perez diffuse irradiance model for tilted surfaces. **Solar Energy**, v. 39, n. 3, p. 221-231, 1987.
31. KRENZINGER, Arno; FARENZENA, Daniel Scain. **Synthesizing Sequences of Hourly Ambient Temperature Data**. Proceedings of COBEM 2003. 17th International Congress of Mechanical Engineering. São Paulo: [s.n.]. 2003.
32. DEUTSCHE GESELLSCHAFT FÜR SONNENENERGIE (DGS). **Planning and Installing Photovoltaic Systems: A Guide for Installers, Architects and Engineers**. 3^a. ed. London: Earthscan, 2013.
33. ARAÚJO, Ana Júlia Nunes; RANK, Narah Iuata; BUENO, Talita Bezerra de Araujo. **Análise dos Fatores de Perdas nos Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica em Curitiba**. Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR). Curitiba. 2016.
34. SIQUEIRA, Lucas Matias. **Estudo do Dimensionamento e da Viabilidade Econômica de Microgerador Solar Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica**. Universidade Federal de Juiz de Fora. Juiz de Fora. 2015.
35. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Micro e Minigeração Distribuída Sistema de Compensação de Energia Elétrica**. 2^a. ed. Brasília: ANEEL, 2016.
36. PEREIRA, Enio Bueno et al. **Atlas brasileiro de energia solar**. 2^a. ed. São José dos Campos: LABREN (Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia) / CCST (Centro de Ciência do Sistema Terrestre) / INPE (Intituto Nacional de Pesquisas Espaciais) – Brasil, 2017. ISBN ISBN 978-85-17-00089-8.
37. INSTITUTO NACIONAL DE METEOROLOGIA (INMET). Disponível em: <<http://www.inmet.gov.br/portal/>>. Acesso em: Junho 2018.
38. LOPES, Jackson dos Santos; TAVARES, Rodrigo Oliveira. **JavaFX: Uma abordagem ao desenvolvimento de aplicações RIA**. Universidade FUMEC. Belo Horizonte. 2010.

39. STEFANELLO, Jaison Scheitt; ALBANI, Rafael. **Sistema para Gerenciamento de Vinícolas**. Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Pato Branco. 2011.
40. DOOLEY, John. **Software Development and Professional Practice**. New York: Apress, 2011.