



COMPARAÇÃO ENTRE AS DIFERENTES METODOLOGIAS PARA O PROJETO DE PLANTAS FOTOVOLTAICAS

Fernando Valente de Menezes Júnior

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Processos – Mestrado Profissional, PPGEP/ITEC, da Universidade Federal do Pará, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia de Processos.

Orientador: Jorge Laureano Moya Rodriguez

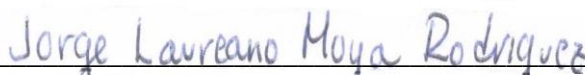
Belém
Julho de 2017

**COMPARAÇÃO ENTRE AS DIFERENTES METODOLOGIAS PARA O
PROJETO DE PLANTAS FOTOVOLTAICAS**

Fernando Valente de Menezes Júnior

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO PROGRAMA DE
PÓSGRADUAÇÃO EM ENGENHARIA PROCESSOS – MESTRADO
PROFISSIONAL (PPGEP/ITEC) DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ COMO
PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE
MESTRE EM ENGENHARIA DE PROCESSOS.

Examinada por:



Prof. Jorge Laureano Moya Rodríguez, Dr.
(PPGEP/ITEC/UFPA - Orientador)



Prof. Edinaldo Jose de Souza Cunha, D. Eng.
(PPGEP/ITEC/UFPA - Membro)



Prof. Olavo Celso Tapajós Silva, Dr.
(UNINORTE – Membro)

BELÉM, PA - BRASIL

JULHO DE 2017

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)

Menezes Junior, Fernando Valente de, 1990-

Comparação entre os diferentes softwares para projetos de plantas fotovoltaicas. Estudo de caso/Fernando Valente de Menezes Junior.- 2017.

Orientador: Jorge Laureano Moya Rodriguez

Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal do Pará. Instituto de Tecnologia. Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Processos, Belém, 2017

1. Energia solar- Aspectos econômicos 2. Geração de energia fotovoltaica- Projetos 3. Energia- fontes alternativas 4. Softwares I. Título

CDD 22.ed.621.47

*“Many of the truths that we cling to depend
on our point of view.*

May the Force be with you!”

(Jedi Master Yoda)

AGRADECIMENTOS

Agradeço a minha incrível mãe que amo tanto, Sebastiana Maria Chaves Monteiro, heroína que me deu todo apoio durante a estadia na universidade e a buscar mais conhecimentos durante a pós-graduação, com incentivo nas horas difíceis, desânimo e cansaço.

Ao meu pai Fernando Valente de Menezes, que por mais que não esteja aqui comigo, está feliz com uma de várias conquistas que seu filho pode lhe oferecer. Com tristeza nos deixou, mas sei que hoje está zelando por quem sempre lhe amou. Paizão amo você.

A minha esposa, Natália da Silva Mendonça, obrigada pela paciência, pelo incentivo, pela força e principalmente pelo carinho. Valeu a pena toda distância, todo sofrimento, todas as renúncias. Apoio necessário para continuar crescendo. Eu amo você.

Agradeço a todos os professores por me proporcionar o conhecimento não apenas racional, mas a manifestação do caráter e afetividade da educação nesse processo de formação, por tanto que se dedicaram a mim, não somente por terem me ensinado, mas por expandir meus conhecimentos. A palavra mestre, nunca fará justiça aos professores dedicados aos quais sem nominar terão os meus eternos agradecimentos.

A Universidade Federal do Pará (UFPA), junto com o Instituto de Tecnologia Galileo da Amazônia (ITEGAM), pelo curso de Pós-Graduação Mestrado Profissional em Engenharia de Processos (PPGEP) que fora me ofertado. A todos que colaboram direto e indiretamente destas instituições fazem parte do meu grande carinho por vocês.

Ao meu orientador Prof. Ph.D. Jorge Laureano Moya Rodríguez, pelo suporte, orientações, correções e incentivos que ao longo da jornada esteve presente. Sua ajuda me ergueu para enfim concluirmos mais uma etapa. Muito Obrigado.

Resumo da Dissertação apresentada ao PPGEP/UFPA como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia de Processos (M. Eng.)

COMPARAÇÃO ENTRE AS DIFERENTES METODOLOGIAS PARA O PROJETO DE PLANTAS FOTOVOLTAICAS

Fernando Valente de Menezes Júnior

Julho/2017

Orientador: Jorge Laureano Moya Rodríguez

Área de Concentração: Engenharia de Processos

Por uma necessidade da busca de novas e diversas alternativas energéticas, a energia fotovoltaica destaca-se pela quantidade de energia recebida em nosso planeta de forma limpa, através dos raios solares, que além de trazerem a luz e calor para a vida na Terra, podem ser aproveitados para a geração de eletricidade. O estudo foca no município de Itacoatiara-AM, onde faz parte da história do autor deste trabalho e são comparados *softwares* para avaliação de projeção de plantas fotovoltaicas na localidade escolhida. Estes apresentaram resultados semelhantes, contendo informações específicas de cada, retornando valores aceitáveis para projeção futuras, demonstrados no trabalho. Os *softwares PVSyst, RETScreen e System Advisor Model*, foram escolhidos para execução da comparação dos resultados. O *PVSyst* possui abrangência no dimensionamento e desempenho dos sistemas, já *RETScreen* analisa mais profundamente o desempenho financeiros, *payback* e riscos durante o projeto de instalação diante das demandas de sustentabilidade e com o *SAM*, é possível identificar com mais facilidade projetos que serão analisados por desempenho e análise financeira, facilitando a tomada de decisões. As metodologias apresentaram variações mínimas entres eles e em relação as medidas de irradiação e efetividade que apresenta na região em estudo com pouca variação dos respectivos *softwares*. De modo que o potencial da geração demonstrou-se bastante promissor e grande parte disto, deve-se ao fato dos altos índices de radiação solar no

Brasil e principalmente da região Norte e das novas tecnologias que implicam no aumento da eficiência dos módulos da geração.

Abstract of Dissertation presented to PPGE/UFPA as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master in Process Engineering (M. Eng.)

COMPARISON BETWEEN THE DIFFERENT METHODOLOGIES FOR THE PROJECT OF PHOTOVOLTAIC PLANTS

Fernando Valente de Menezes Júnior

July/2017

Advisor: Jorge Laureano Moya Rodríguez

Research Area: Process Engineering

Due to a need to search for new and diverse energetic alternatives, a photovoltaic energy is distinguished by the amount of energy received on our planet in a clean way, through the solar rays, which in addition to bringing light and heat to a life on Earth, can be approved for a generation of electricity. The study focuses on the municipality of Itacoatiara-AM, where it is part of the author's work history, and software for evaluating photovoltaic plant projects in the chosen location is compared. These presented results, besides specific information of each, returning values acceptable for future projection, demonstrated in the work. The software PVSyst, RETScreen and System Advisor Model were chosen to carry out the comparison of the results. PVSyst has a wide scope in the design and performance of systems, since RETScreen analyzes more deeply the financial resources, balances and risks during the installation project in front of the demands of sustainability and with the SAM, it is possible to identify more easily projects that are analyzed by performance and financial analysis, facilitating decision-making. As methodologies they presented minimum variations between them in relation as measures of irradiation and effectiveness that present in the region under study with little variation of the respective software. Thus, the potential of the generation has proved to be very promising and a great part of this *is due to the high solar radiation* indices not in Brazil and mainly in the North region and the new technologies that imply increasing the efficiency of the generation modules.

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO.....	1
1.1 - MOTIVAÇÃO.....	1
1.2 - PROBLEMÁTICA, JUSTIFICATIVA E IMPORTÂNCIA DO TRABALHO.....	2
1.3 - OBJETIVOS DO TRABALHO.....	5
1.3.1 - Objetivo geral.....	5
1.3.2 - Objetivos específicos.....	5
1.4 - ESTRUTURA DO TRABALHO.....	5
CAPÍTULO 2 - ELEMENTOS DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	6
2.1 - SISTEMA FOTOVOLTAICO ISOLADO.....	6
2.1.1 - Sistema fotovoltaico isolado.....	6
2.2 - CIRCUITO EQUIVALENTE DE UMA CÉLULA FOTOVOLTAICA.....	11
2.3 - PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA (PMP).....	13
2.4 - TEMPERATURA DA CÉLULA.....	16
2.5 - ENERGIA FOTOVOLTAICA.....	17
2.6 - RADIAÇÃO SOLAR.....	18
2.7 - IRRADIÂNCIA.....	20
2.8 - INSOLAÇÃO.....	21
2.9 - PAINÉIS FOTOVOLTAICOS.....	22
2.9.1 - Silício monocristalino (m-Si).....	24
2.9.2 - Silício policristalino (p-Si).....	26
2.9.3 - Silício amorfo (a-Si).....	27
2.10 - CONTROLADORES DE CARGA.....	28
2.11 - BATERIA.....	30
2.12 - BATERIA DE CHUMBO-ÁCIDO.....	33
2.13 - INVERSOR.....	34
2.13.1 - Inversores de onda senoidal pura.....	35
2.13.2 - Inversores de onda senoidal modificada.....	36
2.13.3 - Inversores de onda quadrada.....	37
CAPÍTULO 3 - METODOLOGIA DE APLICAÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO OFF-GRID.....	38

3.1 - COMPONENTES UTILIZADOS.....	38
3.2 - LOCAL DE ESTUDO.....	38
3.3 - AVALIAÇÃO DO POTENCIAL ENERGÉTICO.....	39
3.4 - NÍVEIS DE IRRADIAÇÃO DO LOCAL E ARREDORES.....	39
3.5 - SOFTWARES.....	41
3.5.1 - PVSyst.....	42
3.5.2 - RETScreen Expert.....	42
3.5.3 - NREL System Advisor Model (SAM).....	43
CAPÍTULO 4 - SIMULAÇÃO E RESULTADOS.....	45
4.1 - COMPONENTES UTILIZADOS.....	45
4.1.1 - Dimensionamento do sistema fotovoltaico.....	45
4.1.2 - Análise PVSyst.....	46
4.1.3 - Análise RETScreen Expert.....	47
4.1.4 - Análise NREL System Advisor Model (SAM).....	48
CAPÍTULO 5 – CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.....	50
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	53
ANEXO I.....	62
ANEXO II.....	63
ANEXO III.....	64
ANEXO IV.....	65
ANEXO V.....	66
ANEXO VI.....	67
ANEXO VII.....	68
ANEXO VIII.....	69
ANEXO IX.....	70
ANEXO X.....	71
ANEXO XI.....	72
ANEXO XII.....	73
ANEXO XIII.....	74
ANEXO XIV.....	75
ANEXO XV.....	76
ANEXO XVI.....	77
ANEXO XVII.....	78

ANEXO XVIII.....	79
ANEXO XIX.....	80
ANEXO XX.....	81
ANEXO XXI.....	82
ANEXO XXII.....	83
ANEXO XXIII.....	84
ANEXO XXIV.....	85
ANEXO XXV.....	86
ANEXO XXVI.....	87
ANEXO XXVII.....	88
ANEXO XXVIII.....	89

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1	Diagrama de blocos de um sistema fotovoltaico isolado em série.....	7
Figura 2.2	Curvas I-V para um módulo de 220 Wp, 2 módulos idênticos associados em série e 4 módulos idênticos associados em série.	8
Figura 2.3	Diagrama de blocos de um sistema fotovoltaico isolado em série.....	8
Figura 2.4	Curvas I-V para a conexão em paralelo dos mesmos módulos fotovoltaicos.....	9
Figura 2.5	Diagrama de blocos de um sistema fotovoltaico isolado em paralelo.....	10
Figura 2.6	Diagrama de blocos de um sistema fotovoltaico isolado em paralelo.....	10
Figura 2.7	Circuitos equivalente de uma célula fotovoltaica: (a) Modelo ideal, (b) Modelo de um diodo, (c) Modelo de dois diodos.....	11
Figura 2.8	Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica. Modelo real...	12
Figura 2.9	Curva característica I-V e P-V.....	13
Figura 2.10	Radiação solar global diária, média anual (MJ/ m ² .dia).....	20
Figura 2.11	Insolação Diária, Média Anual (horas).....	22
Figura 2.12	Composição Básica do Painel Fotovoltaico.....	23
Figura 2.13	Disposição do Sistema Off-Grid.....	23
Figura 2.14	Painel solar fotovoltaico de silício monocristalino.....	25
Figura 2.15	Painel solar fotovoltaico de silício policristalino.....	27
Figura 2.16	Painel solar fotovoltaico de silício amorfo.....	28
Figura 2.17	Controlador de Carga – Modelo MPPT.....	29
Figura 2.18	Esquema de uma bateria: 1-Terminal tipo “L”, 2-Respiro, 3-Filtro Anti-Chama, 4-Indicador de Teste, 5-Poste Reforçado, 6-Caixa de polipropileno, 7-Grade Positivas fundidas em Liga de Chumbo-Cálcio-Prata, 8-Grades Negativas expandidas em Liga de Chumbo-Cálcio, 9-Terminal da placa centralizado; 10-Separador em Polietileno, 11-Material Ativo Negativo, 12-Material Ativo Positivo, 13-Conexão e 14-Labirinto.....	30

Figura 2.19	Estados de carga e descarga em uma bateria chumbo-ácido.....	33
Figura 2.20	Modelo de Inversor.....	35
Figura 2.21	Tipo de inversores disponíveis.....	35
Figura 2.22	Onda senoidal pura.....	36
Figura 2.23	Onda senoidal modificada.....	37
Figura 2.24	Modelo de onda senoidal quadrada.....	37
Figura 3.1	Esquemática dos componentes utilizados.....	38
Figura 3.2	Localização territorial do município de Itacoatiara – Amazonas	39
Figura 3.3	Ponto de localização [1] 03° 08' 35" S - 58° 26' 39" O.....	40
Figura 3.4	Ponto de localização [1] 03° 08' 35" S - 58° 26' 39" O.....	40
Figura 3.5	Ponto de localização [1] 03° 08' 35" S - 58° 26' 39" O).....	41
Figura V.1	Tela principal do software.....	66
Figura VI.1	Tela principal do software – Versão 6.0.7.55.....	67
Figura VII.1	Ponto de localização [1] 03° 08' 35" S - 58° 26' 39" O.....	68
Figura VIII.1	Arranjo do sistema fotovoltaico isolado.....	69
Figura IX.1	Tela principal do software.....	70
Figura X.1	Localização do local de estudo.....	71
Figura XI.1	Input do plano horizontal e inclinação.....	72
Figura XII.1	Demonstração dos dados do relevo em relação ao horizonte.....	73
Figura XIII.1	Energia efetiva na saída da matriz e a energia incidente global no plano do coletor.....	74
Figura XIV.1	Predefinição do sistema isolado.....	75
Figura XV.1	Demonstrativo de energia necessária e perda do sistema.....	76
Figura XVI.1	Diagramas de perdas do sistema.....	77
Figura XVII.1	Informações sobre instalação e tipo do projeto.....	78
Figura XVIII.1	Demonstração comparativa a valores pré-definidos pelo software.....	79
Figura XIX.1	Demonstração a análise de emissão de gases.....	80
Figura XX.1	Demonstração dos parâmetros financeiros.....	81
Figura XXI.1	Demonstração da Análise de Risco.....	82
Figura XXII.1	Demonstração do VPL relacionado com o Análise de Risco.....	83
Figura XXIII.1	Tela inicial do modelo proposto.....	84
Figura XXIV.1	Demonstração da escolha do módulo.....	85

Figura XXV.1	Demonstração da escolha do inversor.....	86
Figura XXVI.1	Demonstração dos parâmetros financeiros do SAM.....	87
Figura XXVII.1	Demonstração de parte gráfica da simulação.....	88
Figura XXVIII.1	Demonstração dos resultados obtidos pelo SAM.....	89

LISTA DE TABELAS

Tabela I.1	Resumo dos resíduos gerados pela indústria minero-metalúrgica.....	62
Tabela I.2	Diferenças no tratamento entre diversos tipos de bauxitos no processo Bayer.....	62
Tabela II.1	Composição da lama vermelha para diversos tipos de bauxita.....	63
Tabela II.2	Distribuição do parque industrial de cerâmica vermelha no Estado do Pará.....	63
Tabela III.1	Limites de emissão da norma de co-processamento.....	64
Tabela III.2	Limites granulométricos para agregados miúdos estabelecidos na norma ABNT NBR 7211:1983.....	64
Tabela IV.1	Limites granulométricos para agregados graúdos estabelecidos na norma ABNT NBR 7211:1983.....	65

NOMENCLATURA

<i>A</i>	SUPERFÍCIE DO MÓDULO
ABNT	ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS
<i>Au</i>	OURO
<i>a</i>	AVANÇO DE FASE (MASSA DA PARTÍCULA)
<i>a-Si</i>	SILÍCIO AMORFO
ANEEL	AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA
<i>B</i>	BORO
<i>c</i>	VELOCIDADE DA LUZ NO VÁCUO.
<i>C.A</i>	CORRENTE ALTERNADA.
<i>C.C</i>	CORRENTE CONTÍNUA
<i>CB</i>	CAPACIDADE NOMINAL
<i>Cl</i>	CORO
ΔE	VARIAÇÃO DE ENERGIA
Δm	DIFERENÇA DE MASSA
<i>dP</i>	DIFERENCIAL DE POTÊNCIA
<i>dV</i>	DIFERENCIAL DE TENSÃO
<i>e</i>	ELÉTRONS
<i>E</i>	ENERGIA DA ONDA
<i>Eg</i>	ENERGIA DO <i>BAND-GAP</i> DO MATERIAL DA CÉLULA FOTOVOLTAICA
<i>eV</i>	ELÉTRONS-VOLTS
<i>f</i>	FREQUÊNCIA
<i>Fe</i>	FERRO
<i>FF</i>	FATOR DE FORMA
<i>G</i>	IRRADIÂNCIA SOLAR
<i>h</i>	CONSTANTE DE PLANCK
<i>H</i>	HIDROGÊNIO
<i>H₂O</i>	ÁGUA
<i>H₂SO₄</i>	ÁCIDO SULFÚRICO
<i>He</i>	HÉLIO
<i>I</i>	CORRENTE FORNECIDA PELO PAINEL AO CIRCUITO INTERNO
<i>I₀</i>	CORRENTE DE SATURAÇÃO DO DIODO
<i>I_L</i>	CORRENTE QUIESCENTE DO INDUTOR
<i>I_{MP}</i>	CORRENTE DE POTÊNCIA MÁXIMA
<i>I_P</i>	PERTURBAÇÃO DE CORRENTE DE CARGA
<i>I_{SC}</i>	CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO DA CÉLULA
<i>k</i>	CONSTANTE DE BOLTZMANN

λ	COMPRIMENTO DE ONDA
m	FATOR DE IDEALIDADE DO DIODO
$m\text{-Si}$	SILÍCIO MONOCRISTALINO
<i>MPPT</i>	<i>MAXIMUM POWER POINT TRACKING</i>
η	EFICIÊNCIA
Ni	NÍQUEL
PbO_2	DIÓXIDO DE CHUMBO
$PbSO_2$	HIPOSULFITO DE CHUMBO
$PbSO_4$	SULFATO DE CHUMBO
P_D	PROFUNDIDADE DE DESCARGA
P_M	POTÊNCIA MÁXIMA
<i>PRODEEM</i>	PROGRAMA DE DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO DE ESTADOS E MUNICÍPIOS
<i>PROINFA</i>	PROGRAMA DE INCENTIVOS ÀS FONTES ALTERNATIVAS
$p\text{-Si}$	SILÍCIO POLICRISTALINO
Q	CARGA ELÉTRICA DO ELÉTRON
R_p	RESISTÊNCIA INVERSAMENTE RELACIONADA COM AS CORRENTES DE FUGA
R_s	RESISTÊNCIA INTERNA DO PRÓPRIO MÓDULO
Se	SELÊNIO
<i>SFI</i>	SISTEMA FOTOVOLTAICO ISOLADO
Si	SILÍCIO
SO_4^{2-}	ÂNION SULFATO
<i>SOC</i>	ESTADO DE CARGA (<i>STATE OF CHARGE</i>)
T	TEMPERATURA DE OPERAÇÃO
V	TENSÃO FORNECIDA PELO PAINEL AO CIRCUITO EXTERNO
V_{MP}	TENSÃO NO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA
V_{OC}	TENSÃO DE CIRCUITO ABERTO
V_t	TENSÃO TOTAL
Zn	ZINCO
V_{MP}	TENSÃO NO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA
V_{MP}	TENSÃO NO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

1.1 - MOTIVAÇÃO

A renovação de energia abrange modalidades de geração por biomassa, hidráulica, eólica e solar. O aproveitamento da energia gerada pelo Sol é hoje uma das alternativas energéticas mais promissoras, possibilitando o provento da energia necessária ao desenvolvimento humano. O Brasil está situado numa zona de insolação bastante elevada (ANEEL, 2008), porém a energia fotovoltaica, não é bem explorada no país.

Dentre as chamadas fontes alternativas ou renováveis de energia, a energia solar destaca-se devido a sua abundância, podendo ser utilizada como fonte de calor (solar térmica) ou de energia elétrica (solar fotovoltaica) (PROENÇA, 2007). Na energia solar fotovoltaica, há conversão direta da radiação solar em energia elétrica. Tal conversão de energia é realizada através da célula solar fotovoltaica, que é passível de utilização em locais remotos (SILVA e DE OLIVEIRA, 2013; RUTHER, 1999).

No ano de 1958, iniciou-se a utilização de células fotovoltaicas em aplicações espaciais e até hoje essa fonte é reconhecida como a mais adequada para essas aplicações. Desde então, a evolução do mercado fotovoltaico vem sendo bastante intensa, tornando comuns aplicações em sistemas domésticos, sinalização marítima, eletrificação de cercas e outros (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2008). Levar energia elétrica pelo meio convencional, com a expansão da rede elétrica, é uma solução cara e praticamente impossível em alguns casos. E as consciências ambientais prevalente nos dias atuais apontam que a utilização de combustíveis fosseis é ecologicamente não recomendável.

O desenvolvimento de pesquisas para a criação de novas formas de geração de energia elétrica que não apresentem um nível de poluição direto na emissão de gases poluentes a atmosfera (MORAES *et al.*, 2009). Da geração poluente da maioria das formas de transformações da energia mecânica em energia elétrica existentes, surgem como proposta tecnológica, fontes de energias alternativas descentralizadas, aproveitando alguns tipos de energia “limpa” gerada por recursos renováveis.

Dentre as fontes alternativas, destaca-se, sem dúvida a energia solar fotovoltaica; por ser uma das fontes primárias menos poluentes e, além disso, também destaca-se por ser uma fonte silenciosa, modular, necessitando de pouca manutenção. Sistemas fotovoltaicos isolados são caracterizados por terem apenas a energia gerada por painéis fotovoltaicos como sua fonte principal (SEGUEL, 2009). Que são dimensionados para a transformação da radiação solar em energia elétrica.

Para CARVALHO (2013) e KOLLING *et al.* (2004), muitas propriedades e comunidades rurais no Brasil, principalmente na região norte e nordeste, não são atendidas com energia elétrica pois estão distantes das centrais de geração de eletricidade, uma das formas de garantir o suprimento de energia elétrica nessas propriedades ou comunidades rurais isoladas seria a implantação de sistemas energéticos baseados em fontes alternativas de energia. A partir desse quadro, a energia fotovoltaica mostra-se como uma alternativa viável para garantir o fornecimento elétrico, visto que para tal função é necessária a existência de rede elétrica, muitas vezes inexistentes em áreas rurais.

As regiões de baixa densidade populacional, como a região Amazônica (SILVA, e DE OLIVEIRA, 2013; PINHO *et al.*, 2008), apresentam baixos índices de eletrificação; em razão deste modelo, pois a extensão da rede para atendimento de poucos consumidores é, geralmente, econômica e ambientalmente inviável.

Nos últimos anos o Brasil desenvolveu programas importantes para a ampliação e utilização das energias renováveis. Destacando programas como: PRODEEM (Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios), PROINFA (Programa de Incentivos às Fontes Alternativas) e o programa Luz para Todos; que unificam seus objetivos para acabar com a exclusão elétrica no país.

A energia solar fotovoltaica tem como “vocação” a utiliza o em pequenas instala es (pequenas cargas) que a torna, econômica, eficiente e segura. O Brasil dispõe de um dos maiores potenciais do mundo para o aproveitamento de energias renováveis principalmente a energia solar, e além de ecologicamente correto,   uma fonte inesgotável de energia (SILVA e DE OLIVEIRA, 2013).

1.2 - PROBLEMÁTICA, JUSTIFICATIVA E IMPORTÂNCIA DO TRABALHO

A gera o de energia no interior do Amazonas ainda   precária, mantido pela companhia Amazonas Energia, responsável pelo fornecimento de energia a 61

municípios do interior do Amazonas (EIS JUNIOR, 2015). Elementos da grande extensão territorial do estado e sua pequena densidade populacional, estabelecem para a dificuldade de manutenções eficientes dos sistemas, elevando os custos operacional dos geradores somados com a ampla distância a serem transportadas, encarecendo cada vez mais este modelo baseado na utilização de óleo diesel. A geração energética de Itacoatiara, foco deste estudo, divide-se pela concessionária por termoelétrica e ao produtor independente de queima de resíduos de madeira, instalado na região.

A grande necessidade da energia elétrica, é explicada por (CAVALCANTE e QUEIROZ, 2012), ao afirmarem que a sociedade pós-moderna é dependente deste insumo produtivo e social, de tal forma que, o *modus vivendi* não seria viável sem o fornecimento regular de energia.

Para realização do estudo de comparações de metodologias para sistemas fotovoltaicos isolados foi necessário verificar o potencial de irradiação no local onde será estudado, identificando a melhores propostas de tecnologias alternativas que podem ser usadas dependem do potencial local, sua viabilidade econômica e seu mercado consumidor. A cerca deste ponto a produção acadêmica é restrita, existem poucas pesquisas que identificam as tecnologias a serem exploradas na região.

Nesse cenário, o uso da energia solar fotovoltaica surge como ideal por ser: não poluente, compacta e ter baixo custo de manutenção. Assim, a ampliação da confiabilidade, o fornecimento de energia livre de distúrbios e consequentemente a maior segurança no fornecimento contínuo de energia, através do uso de energia solar fotovoltaica de modo energia pela rede convencional, e utilizá-la para iluminação interna, se tornam a justificativa desse projeto.

O Sol irradia anualmente o equivalente a 10.000 vezes a energia consumida pela população mundial neste mesmo período (VILLALVA e GAZOLI, 2015; SILVA e DE OLIVEIRA, 2013).

A necessidade de recorrer às fontes alternativas de energia vem crescendo demasiadamente, com isso, a energia fotovoltaica se destaca partindo do pressuposto que diariamente muita quantidade de energia chega ao nosso planeta de forma gratuita e limpa, através dos raios solares, que além de trazerem a luz e o calor essencial para a vida na Terra, podem ser aproveitados para a geração de eletricidade (DUFO-LÓPEZ *et al.*, 2016; SANDWELL *et al.*, 2016).

O território brasileiro recebe elevados índices de irradiação solar, onde a tecnologia fotovoltaica é disseminada para a produção de energia elétrica. O que

constata que os avanços tecnológicos passam por fases de crescimento e períodos de dificuldades (CEPEL, 2014).

A energia eólica foi uma outra alternativa energética foi considerada, no entanto para ser tecnicamente aproveitável, seria necessário que sua densidade fosse maior que 500 W/m^2 a uma altura de 50 m, com velocidade mínima do vento de 7 a 8 m/s (BELMILI, *et al.*, 2014; CEPEL, 2013; GRUBB e MEYER, 1993). A bacia Amazônica ocidental e Central estende-se aproximadamente entre as latitudes 10° S e 5° N , com velocidades médias inferiores a 3,5 m/s, influenciados do escoamento atmosférico predominante alísios sobre a região, bastante reduzido pelo atrito de superfície associado a longa trajetória sobre as florestas densas e gradientes fracos de pressão associados a zonas difusas de baixas pressões centrada nessa região (CEPEL, 2017; CEPEL, 2013).

A falta de energia impede o desenvolvimento de atividades produtivas, economicamente organizadas e potencialmente geradoras de emprego e renda, sobrevivam no interior da Amazônia, levando à pobreza, à exclusão social e à migração dos jovens em busca de estudo e trabalho. Dessa forma, o suprimento de energia elétrica para comunidades isoladas é, então, uma das formas de proporcionar melhorias nas condições de vida da população e inserção social, mediante a possibilidade de atrelar atividades produtivas à geração de energia (SILVA e DE OLIVEIRA, 2013).

Com a vasta extensão territorial do Brasil e o elevado número de comunidades sem acesso a luz elétrica, localizadas em regiões distantes dos grandes centros, os sistemas fotovoltaicos são, em sua grande maioria, sistemas fotovoltaicos autônomos de baixa potência, destinados principalmente a iluminação, refrigeração e bombeamento de água.

Deste modo, configura-se como base motivacional para elaboração dessa dissertação o atual contexto de projeção de sistemas fotovoltaicos isolados para a Região Amazônica, mas devidamente aplicados ao município de Itacoatiara, através de metodologias de *softwares* especializados para o estudo.

1.3 - OBJETIVOS DO TRABALHO

1.3.1 - Objetivo geral

Identificar e aplicar os diferentes softwares para projeção de sistemas fotovoltaicos de pequena potência para uma comunidade afastada das redes elétricas dentro do território municipal de Itacoatiara, Região Metropolitana de Manaus.

1.3.2 - Objetivos específicos

- a) Identificar os principais elementos que compõem um sistema fotovoltaico isolado;
- b) Analisar a comparação de *softwares* ao projetar um sistema fotovoltaico isolado para atingir uma demanda dada (100 kW);
- c) Comparar resultados obtidos pelos diferentes *softwares*, apresentando o modelo mais confiável;
- d) Propor a mais adequada metodologia de aplicação do software.

1.4 - ESTRUTURA DO TRABALHO

Para atender aos objetivos propostos, o trabalho foi organizado em 05 (cinco) capítulos, como pode ser visto. O Capítulo 1 traz a visão geral e introdutória do trabalho, bem como sua justificativa, seus objetivos, geral e específico, sua estrutura e limitações.

Já no Capítulo 2, apresenta-se uma breve revisão de literatura sobre a caracterização de sistemas fotovoltaicos isolados.

No Capítulo 3 apresenta a aplicação da metodologia para projetar o sistema fotovoltaico e comentários das principais ferramentas utilizadas.

No Capítulo 4 apresentam-se as simulações e resultados com os diferentes *softwares*

Finalizando, no Capítulo 5, é apresentado as conclusões e recomendações para trabalhos futuros.

CAPÍTULO 2

2.1 - ELEMENTOS DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO

2.1.1 - Sistema fotovoltaico isolado

Os sistemas fotovoltaicos autônomos ou sistemas isolados são utilizados em lugares onde não há redes elétricas convencionais (LEE *et al.*, 2014; SEMAOUI *et al.*, 2013). No Brasil, há muito desses locais não atendidos por malhas do sistema elétrico nos quais, geralmente, utilizam-se geradores movidos a diesel (CARVALHO, 2013).

Apenas a energia gerada pelos painéis fotovoltaicos, através de uma fonte primária, é caracterizada como sistemas fotovoltaicos isolados. Desta forma, faz-se necessário a utilização de um sistema de armazenamento de energia, geralmente um banco de baterias, para garantir o fornecimento de energia durante a noite ou em grandes períodos sem incidência solar (DUFO-LOPEZ *et al.*, 2016; DUFO-LOPEZ *et al.*, 2014).

Diferentemente dos painéis solares térmicos, que são empregados para realizar aquecimento ou para produzir eletricidade a partir da energia térmica do Sol, os sistemas fotovoltaicos têm capacidade de captar diretamente a luz solar e produzir corrente elétrica (DUFO-LOPEZ *et al.*, 2016). Essa corrente é coletada e processada por dispositivos controladores e conversores, podendo ser armazenada em baterias (KHATIB *et al.*, 2016; REZZOUK e MELLIT, 2015; LEE *et al.*, 2014).

Uma célula fotovoltaica possui baixa tensão e corrente de saída. Para se obter tensões e correntes de saídas adequadas para a sua utilização é feito o agrupamento de várias células formando um módulo fotovoltaico - ou painéis fotovoltaicos.

Segundo (ASKARZADEH, 2017; LEE *et al.*, 2014), os sistemas fotovoltaicos isolados podem ser classificados de duas formas: Sistemas em Série e Sistemas em Paralelos; e os difere pela forma que o sistema de armazenamento é empregado.

Na associação em série Figura 2.1, o terminal positivo de um módulo é ligado ao terminal negativo de outro. Neste caso a corrente será igual às correntes individuais, mas tensão total será o resultado do somatório das tensões de cada módulo (DUFO-LOPEZ *et al.*, 2016).

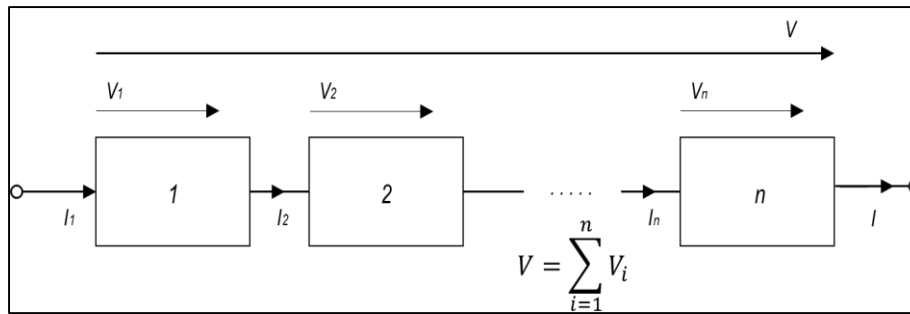


Figura 2.1 - Diagrama de blocos de um sistema fotovoltaico isolado em série.

Fonte: Adaptado de CEPEL (2014).

De maneira análoga à conexão das células fotovoltaicas, quando a ligação dos módulos é série, as tensões são somadas e a corrente (para módulos iguais) não é afetada, ou seja:

$$V = V_1 + V_2 + \dots + V_n \quad (2.1)$$

$$I = I_1 = I_2 = \dots = I_n \quad (2.2)$$

Dessa forma as baterias realizam o ajuste de tensão e buscam o ponto de potência máxima nos módulos fotovoltaicos. Uma vez realizada a conexão série, as correntes que fluem por cada módulo são sempre iguais entre si, mas para que a corrente não seja afetada em relação à corrente de um módulo individual, consideram-se módulos idênticos sob as mesmas condições de radiação e temperatura (IBRAHIM *et al.*, 2017).

Caso haja uma dispersão de características elétricas ou um sombreamento parcial, a corrente do conjunto conectado em série é limitada pelo módulo com a menor corrente individual (VILLALVA e GAZOLI, 2015).

No conversor elevador, eleva-se a tensão nas baterias para o nível necessário de entrada no inversor, que por sua vez, indica a tensão C.A desejada ao fim do sistema em série. O efeito da conexão em série de módulos idênticos está ilustrado na Figura 2.2, através da curva característica *I-V*.

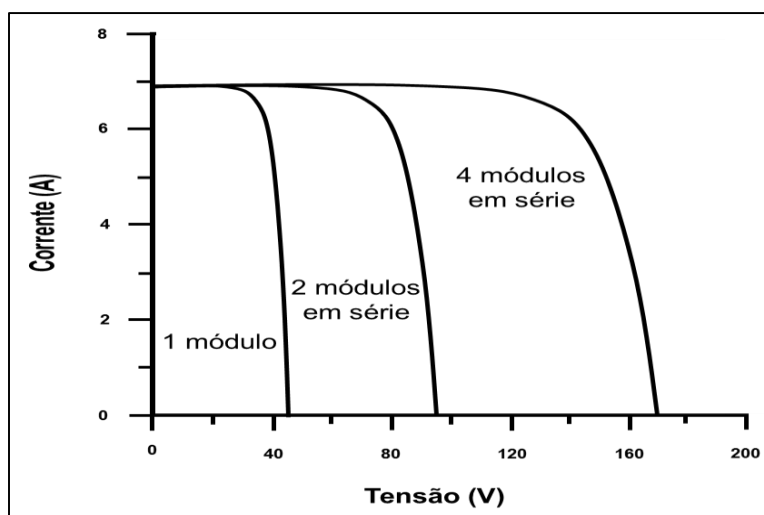


Figura 2.2 - Curvas I-V para um módulo de 220 Wp, 2 módulos idênticos associados em série e 4 módulos idênticos associados em série.
 Fonte: SEGUEL (2009).

Na configuração de sistema em série o número de estágios e a topologia dos conversores utilizados para a conversão da energia solar em energia elétrica podem variar de acordo com os níveis de tensão utilizados no banco de baterias, barramento C.C e no arranjo fotovoltaico (DUFO-LOPEZ *et al.*, 2016; DUFO-LOPEZ *et al.*, 2014; SEGUEL, 2009; IMHOFF, 2007).

Sistemas em série Figura 2.3, são dispostos dos bancos de baterias seguindo o fluxo de energia.

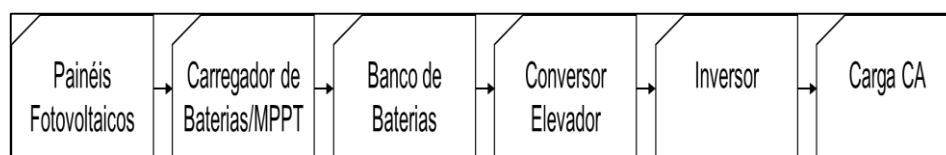


Figura 2.3 - Diagrama de blocos de um sistema fotovoltaico isolado em série.
 Fonte: Adaptado de IMHOFF (2007).

Exemplos da utilização de sistemas isolados em série são apresentados por alguns autores como sistemas fotovoltaicos com dois estágios de elevação – inversor trifásico para alimentação de cargas não balanceadas (KAABECHE e IBTOEN, 2014; EL-BARBARI e HOFMANN, 2000). Bem como alguns autores apresentam sistemas com dois estágios de conversão utilizando abaixadores *Buck* (FERNANDES, 2016; ROSEMBACK, 2004; ISHENOGOMA e NORUM, 2002). Este gera uma tensão de 12V (banco de baterias) além do estágio de inversão.

Sistemas em série, apesar de suas vantagens, (IMHOFF, 2007) mostra as principais desvantagens de uma configuração série em sistemas autônomos com bancos de baterias: (1) toda energia utilizada pelo sistema circula pelo banco de baterias, diminuindo a vida útil das baterias, o que aumenta os custos de manutenção do sistema; (2) nos sistemas fotovoltaicos residenciais, o sistema é exigido a ter pelo menos três estágios de conversão, devido a que as tensões do arranjo de painéis fotovoltaicos, do banco de baterias e do barramento C.C são geralmente diferentes. Isto afeta significativamente a eficiência do sistema pelo maior número de conversões necessárias (TORREGLOSA *et al.*, 2015; SEGUEL, 2009).

A conexão em paralelo é feita unindo-se os terminais positivos de todos os módulos entre si e procedendo-se da mesma forma com os terminais negativos. Esta conexão resulta na soma das correntes sem alteração da tensão, ou seja:

$$V = V_1 = V_2 = \dots = V_n \quad (2.3)$$

$$I = I_1 + I_2 + \dots + I_n \quad (2.4)$$

O efeito da soma das correntes em módulos idênticos conectados em paralelo, através da curva característica I - V , Figura 2.4.

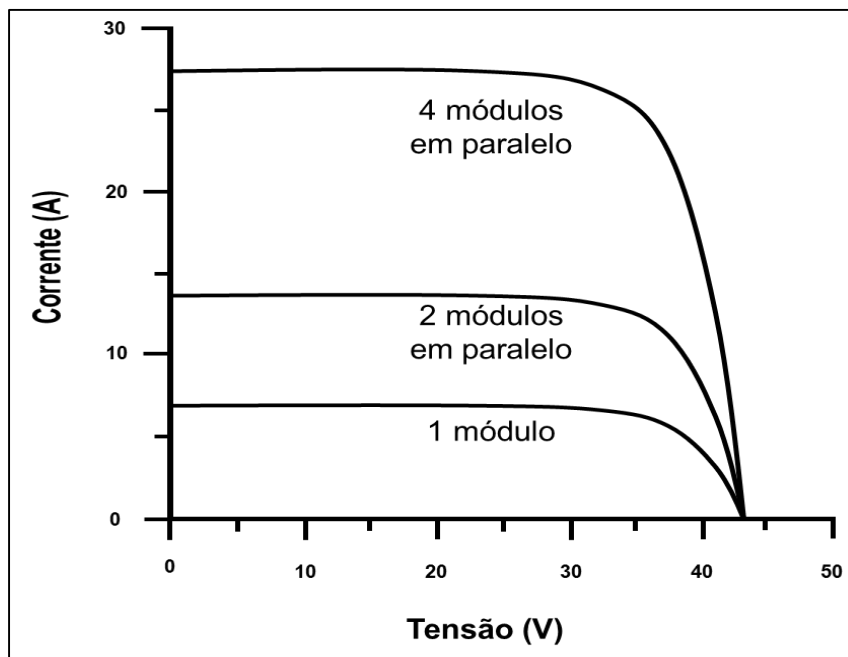


Figura 2.4 - Curvas I - V para a conexão em paralelo dos mesmos módulos fotovoltaicos.
Fonte: Adaptado de SEGUEL (2009).

Células fotovoltaicas associadas em paralelo Figura 2.5, apresentam terminais do mesmo tipo ligados a um ponto em comum. Assim sendo, os terminais positivos são todos ligados a um mesmo ponto, enquanto os terminais negativos ligam-se a outro ponto (PINHO e GALDINO, 2014; LUQUE e HEGEDUS, 2011; NELSON, 2003).

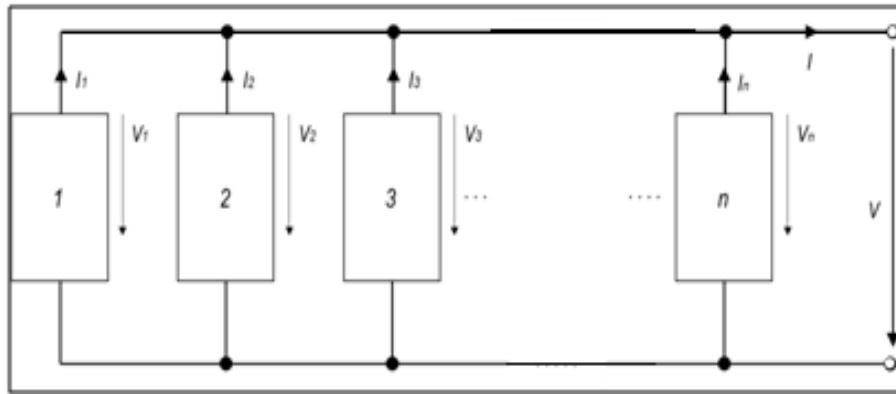


Figura 2.5 - Diagrama de blocos de um sistema fotovoltaico isolado em paralelo.
 Fonte: Adaptado de CEPEL (2014).

Já a configuração em paralelo tem como característica principal o emprego do banco de baterias em paralelo com o fluxo de energia do sistema, Figura 2.6. A diferença nesta configuração é que o conversor que realiza a carga do banco de baterias e o conversor elevador de tensão não estão em série com os demais estágios de processamento de energia (TORREGLOSA *et al.*, 2015; CARMO, 2014; SEGUEL, 2009).

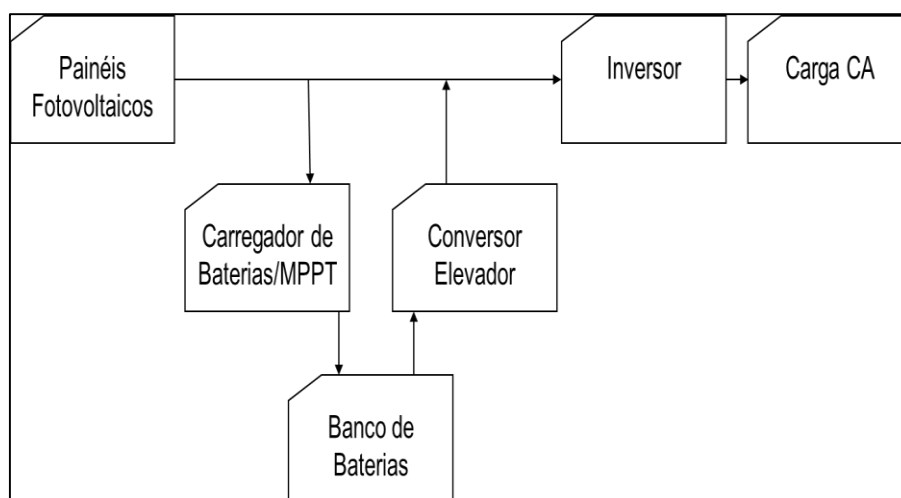


Figura 2.6 - Diagrama de blocos de um sistema fotovoltaico isolado em paralelo.
 Fonte: Adaptado de IMHOFF (2007).

Dessa forma, em relação ao sistema anterior, o banco de baterias após estar completamente carregado, há uma desconexão do sistema, que passa atuar de forma independente alimentando apenas pela energia gerada pelos painéis fotovoltaicos (LUQUE e HEGEDUS, 2011).

O banco de baterias, nesta configuração, é acionado apenas quando a energia gerada pelos painéis fotovoltaicos é inferior à demanda exigida pela carga, evitando assim cargas e descargas desnecessárias, que acabam comprometendo a vida útil do banco de baterias (BHANDARI, 2014; IMHOFF, 2007).

Esta configuração também permite um melhor controle da carga do banco de baterias e, pelo fato de apenas a energia necessária para a recarga das baterias circula, por elas, a sua vida útil é aumentada significativamente, comparada ao sistema série.

Além disso, como a potência processada por este conversor durante a carga das baterias e o estágio de elevação de tensão são diferentes, a frequência de operação e os componentes (semicondutores) utilizados em cada modo de operação são dimensionados de acordo com a potência processada (MA *et al.*, 2013; ENSLI *et al.*, 1997; ENSLI e SNYMA, 1991), e não para a potência nominal, como no caso da configuração série.

2.2 - CIRCUITO EQUIVALENTE DE UMA CÉLULA FOTOVOLTAICA

Existem pelo menos três abordagens quanto aos circuitos elétricos que representam as células solares (DUFFIE e BECKMAN, 2013; LUQUE e HEGEDUS, 2011): o modelo empírico (ideal), o modelo de um diodo, e o de dois diodos, eles são apresentados na Figura 2.7.

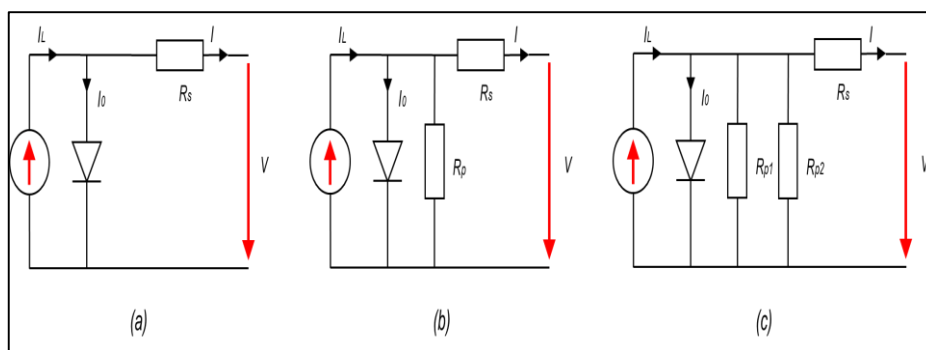


Figura 2.7 - Circuitos equivalente de uma célula fotovoltaica: (a) Modelo ideal, (b) Modelo de um diodo, (c) Modelo de dois diodos.

Fonte: Adaptado de CEPEL (2014).

Entre os circuitos elétricos equivalentes da célula solar, o mais aceito, é o de um diodo, também conhecido como modelo real. O circuito equivalente da célula é representado pela Figura 2.8.

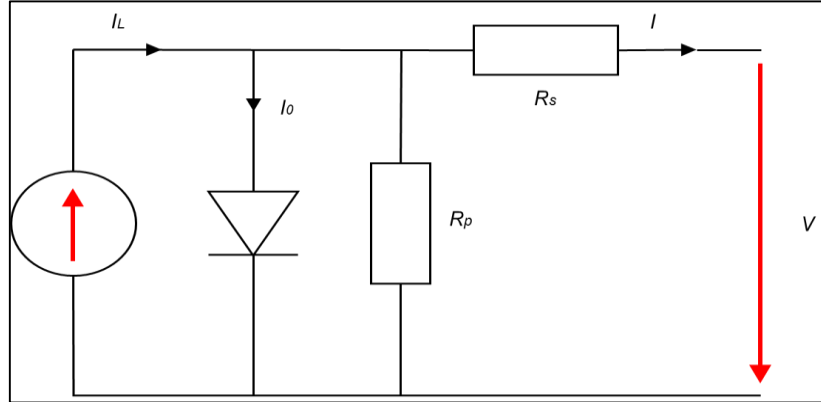


Figura 2.8 - Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica. Modelo real.
Fonte: Adaptado de CEPEL (2014).

A resistência série R_s , representa a resistência interna do próprio módulo, que descreve a queda de tensão por meio de perdas ôhmicas (efeito Joule) no material semicondutor, nos contatos metálicos e no contato do metal com o semicondutor. Observa-se que quando as células estão em operação, funcionam como uma fonte de corrente contínua I_L e que devido a recombinação de elétrons, parte dessa corrente não é destinada a fotogeração (AYOP *et al.*, 2017; BHANDARI, 2014).

Essa corrente gerada pela recombinação é chamada de corrente de saturação I_0 . Devido a correntes parasitas, imperfeições do cristal e defeitos de junção, existe ainda perda de carga efeito joule causada por elementos resistivos presentes nas células (AYOP *et al.*, 2017; BELMILI *et al.*, 2014).

Aplicando a lei dos nós de *Kirchhoff* no circuito da Figura 2.8, temos que:

$$I = I_L - I_0 - I_p \quad (2.5)$$

A equação que representa a corrente na carga do circuito equivalente é dada por:

$$I = I_L - I_0 \left[e^{\frac{V+IR_s}{V_t}} - 1 \right] - \left(V + I \frac{R_s}{R_p} \right) \quad (2.6)$$

Onde é o potencial térmico dado pela expressão:

$$V_t = \frac{m k T}{Q} \quad (2.7)$$

m - fator de idealidade do diodo;

k - constante de Boltzmann¹;

T - é a temperatura de operação da célula na escala Kelvin;

Q - refere-se ao valor da carga do elétron.

A resistência R_S representa a resistência interna para o fluxo de corrente e depende da espessura da junção das impurezas, e da resistência dos contatos (contatos metálicos entre as células e entre o painel e a carga), já a resistência R_P é inversamente relacionada com as correntes de fuga (IBRAHIM *et al.*, 2017; CASTELLANOS *et al.*, 2015; BHANDARI, 2014).

2.3 - PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA (PMP)

Normalmente, utiliza-se a potência de pico² para especificar a potência de sistemas fotovoltaicos. Os principais parâmetros de um sistema podem ser observados na Figura 2.9: Tensão de circuito aberto V_{OC} , Corrente de curto circuito I_{SC} , Potência máxima P_M , Tensão de potência máxima V_{MP} , Corrente de potência máxima I_{MP} (BOUKENOUI, 2016; PROENÇA, 2007).

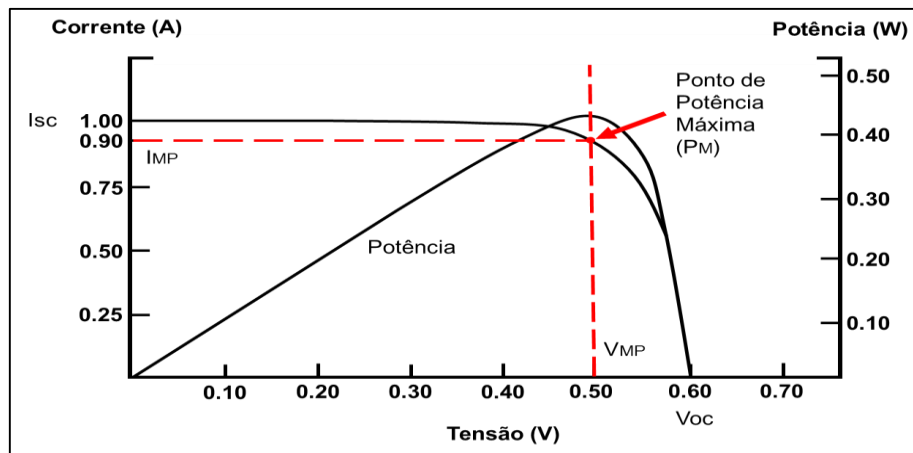


Figura 2.9 - Curva característica I - V e P - V .
Fonte: NELSON (2013).

¹ Uma constante fundamental da física que ocorre em quase todas as formulações estatísticas, físicas clássicas quânticas. Tendo dimensões de energia por grau de temperatura a constante de Boltzmann tem um valor de $1,38064852 \times 10^{-23}$ (J/K) Joule por Kelvin.

² Potência de pico é o produto da corrente fotogerada na célula solar pela tensão nos terminais desta célula em determinado instante. Sua unidade é Watt-pico (Wp)

Percorrendo a curva característica P-V no sentido da tensão crescente observa-se um aumento linear da potência fornecida e o módulo tem o comportamento de uma fonte de corrente (*curva I-V*).

Inicialmente a corrente permanece quase constante até um ponto de máxima potência P_M no qual a diminuição exponencial da corrente pesa mais do que o aumento linear da tensão, fazendo que a potência diminua rapidamente, e o módulo passa a comportar-se como uma fonte de tensão (PINHO e GALDINO, 2014; LUQUE e HEGEDUS, 2011).

Quando a célula solar está sob a incidência de fótons, a tensão de circuito aberto é aquela medida entre os terminais da célula solar, quando nenhuma corrente circula pela mesma. Já a corrente de curto-circuito é aquela que circula quando os terminais da célula solar são curto-circuitados (PINHO e GALDINO, 2014).

A Eq. (2.8) indica a máxima potência que uma célula solar ou um painel fotovoltaico pode fornecer:

$$P_M = V_{MP} I_{MP} \quad (2.8)$$

Para melhor desempenho, o aspecto da curva da (Figura 2.6) deve ser o mais próximo da figura geométrica quadrado. A mensuração deste desempenho pelo Fator de Forma (FF), apresentado pela Eq. (2.9).

$$FF = \frac{V_{MP} I_{MP}}{V_{OC} I_{SC}} \quad (2.9)$$

O fator de forma (FF), definido como a relação entre a máxima potência do módulo e o produto entre a tensão de circuito aberto (V_{OC}) e a corrente de curto-circuito (I_{SC}), é um fator que diminui com a temperatura (SHEZAN *et al.*, 2016; PINHO e GALDINO, 2014). Pode-se analisar os parâmetros de máxima potência da célula é através de seu fator de forma (FF) Eq. (2.9). Quanto maior o fator de forma, mais próximo de um retângulo a curva será e, conseqüentemente, maior será a sua área Figura 2.9.

A potência máxima varia conforme a corrente e tensão nos terminais do módulo e está dependente das condições ambientais. Para o ponto de máxima potência, a corrente varia com a variação da radiação solar e a tensão varia com a temperatura do módulo (PINHO e GALDINO, 2014; SEGUEL, 2009). Para células de silício mono e

policristalino, esse parâmetro varia pouco de uma célula para outra e, conhecendo-se seu valor, pode-se calcular a potência máxima da célula através da seguinte expressão:

$$P_M = FF I_{SC} V_{OC} \quad (2.10)$$

Logo, o ponto de máxima potência pode ser calculado através da expressão:

$$\frac{dP}{dV} = 0 \quad (2.11)$$

Como alternativa ao uso da Eq. (2.11), apresenta-se a Eq. (2.12), que, apesar de não determinar o ponto de máxima potência em si, ou seja, os valores de V_{MP} e I_{MP} , permite calcular, com boa relação entre praticidade e confiabilidade, o valor da potência máxima em uma determinada condição de operação, temperatura ambiente T_A e irradiância no plano do gerador $H_{t,\beta}$. P_{MT} potência máxima na condição de medida; T_C temperatura equivalente de operação das células, γ_{MP} coeficiente de temperatura do ponto máximo de potência (VILLALVA e GAZOLI, 2015; SEGUEL, 2009; ROSEMBACK, 2004; MARTINS, 2000). Os valores de H_{ref} e $T_{C,ref}$ estão associados às condições de referência ou padrão (1.000 W/m² AM=1,5 e 25 °C).

$$P_{MT} = P_{FV}^0 \frac{H_{t,\beta}}{H_{ref}} [1 - \gamma_{MP}(T_C - T_{C,ref})] \quad (2.12)$$

Esse modelo simplificado permite calcular a máxima potência fornecida pelo gerador fotovoltaico em um dado nível de radiação solar e temperatura do módulo. Para as considerações de perdas no processo de rastreamento do PMT, o parâmetro η_{SPMP} que gera um valor mais realístico de potência CC entregue ao inversor obtido pela Eq. (2.13).

$$P_{MP} = P_{FV}^0 \frac{H_{t,\beta}}{H_{ref}} [1 - \gamma_{MP}(T_C - T_{C,ref})] \eta_{SPMP} \quad (2.13)$$

A eficiência de SPMP está diretamente relacionada à estabilidade do PMP, que, por sua vez, depende das condições de irradiância e temperatura. Quando o PMP permanece constante (ou sofre pequenas variações), a eficiência de SPMP é praticamente constante e recebe o nome de estática. Quando o PMP está se movimentando (passagem de nuvens, por exemplo), o SPMP leva algum tempo para

convergir até o novo valor e, durante esse tempo, sua eficiência é reduzida e recebe o nome de dinâmica (AYOP *et al.*, 2017).

2.4 - TEMPERATURA DA CÉLULA

A energia solar que é absorvida pela célula ou pelo módulo é convertida parcialmente em energia térmica e parcialmente em energia elétrica, sendo que a última é removida da célula pelo circuito externo. A energia térmica deve ser dissipada através de combinação de mecanismos de transferência de calor. Segundo (BHANDARI, 2014; DUFFIE e BECKMAN, 2013; MACÊDO, 2006), baseando no balanço de energia da célula, determina-se a temperatura da célula fotovoltaica Eq. (2.14).

$$(\tau\alpha)H_{t,\beta} = \eta_{FV}H_{t,\beta} + U_L(T_C - T_a) \quad (2.14)$$

Onde τ é a transmitância da cobertura que está sobre a célula, α é a fração da radiação incidente na superfície da célula que é absorvida, $H_{t,\beta}$ é a irradiância global instantânea no plano da célula ou módulo, η_{FV} é a eficiência da célula em converter a radiação incidente em energia elétrica.

O coeficiente de perda U_L inclui perdas por convecção e radiação da parte superior e inferior da célula fotovoltaica e por condução através da estrutura que contém os módulos, considerando uma temperatura ambiente T_a (BHANDARI, 2014; MACÊDO, 2006; DUFFIE e BECKMAN, 2013).

Por convecção, a TNOC (Temperatura Nominal de Operação da Célula) é definida como a temperatura que é atingida quando as células estão operando a um nível de irradiância de 800 W/m² (incidência normal), velocidade de vento de 1 m/s e temperatura ambiente de 20 °C, sem nenhuma carga em operação (com $\eta_{FV} = 0$). Dessa forma a equação anterior pode ser usada para determinar a razão $\tau\alpha/U_L$ de acordo com a Eq. (2.15).

$$\frac{\tau\alpha}{U_L} = \left(\frac{TNOC(^{\circ}C) - 20(^{\circ}C)}{800(W.m^{-2})} \right) \quad (2.15)$$

Com temperatura e qualquer outra condição, considerando $\tau\alpha/U_L$ como sendo constante, é então calculada pela expressão abaixo.

$$T_C = T_a + \left(H_{t,\beta} \frac{\tau\alpha}{U_L} \right) \left(1 - \frac{\eta_{FV}}{\tau\alpha} \right) \quad (2.16)$$

Seguindo as recomendações de (DUFFIE e BECKMAN, 2013) um valor estimativo de 0,9 pode ser usado no ultimo termo da Eq. (2.16), sem introdução de erros significativos. No que se diz a respeito à determinação da temperatura das células, a Eq. (2.17) proporciona um bom compromisso entre a facilidade de utilização e precisão.

$$T_C = T_a + H_{t,\beta} (W \cdot m^{-2}) \cdot \left(\frac{T_{NOC(^{\circ}C)} - 20(^{\circ}C)}{800(W \cdot m^{-2})} \right) \cdot 0,9 \quad (2.17)$$

A máxima eficiência quântica depende do espectro incidente e do *band gap*, e para um espectro solar padrão é cerca de 33% para um *band gap* (Eg) de 1,12eV.

Para um dispositivo real se aproximar do limite de eficiência, ele deve ter um ótimo *band gap*, forte absorção de fótons, eficiente separação e transporte de portadores de carga, e a resistência de carga deve ser otimizada (IBRAHIM *et al.*, 2017; PINHO e GALDINO, 2014; CEPEL, 2014; LUQUE e HEGEDUS, 2011; PROENÇA, 2007; NELSON, 2003).

2.5 - ENERGIA FOTOVOLTAICA

O aproveitamento da energia solar para produção direta de eletricidade pelo francês Edmond Becquerel que descobriu o efeito fotovoltaico que em um experimento com uma célula eletrolítica, observada pelo efeito, do qual a eletricidade aumentava quando a célula era exposta à luz (CEPEL, 2014; REKIOUA *et al.*, 2014). Somente em 1954 a primeira célula solar de Silício foi reportada por *Chapin, Fuller e Pearson*, cuja eficiência de conversão era de 6% (TORREGLOSA, 2015; GOETZBERGER, 2003; NELSON, 2003).

O próximo desenvolvimento significativo fotovoltaico surgiu a partir do interesse no efeito da fotocondutividade em selênio. Ao investigar este efeito, Adams e Dia (1877) (ADAMS e DAY, 1877), observaram uma anomalia, do qual pensavam, que poderia ser explicado pela geração de tensões internas. O próximo passo significativo para frente veio sete anos mais tarde com o trabalho de Fritts (1883) (FRITTS, 1883).

Segundo (BELMILI, 2014; FRITTS, 1883), ao comprimir (Se) selênio fundido entre as placas feitas a partir de dois metais diferentes, a calcinação foi capaz de preparar filmes finos de (Se) que aderiram a uma das duas placas. Ao pressionar uma

folha de ouro (Ag) para a superfície selênio exposta, ele, assim, preparou o primeiro "thin-film" dispositivos fotovoltaicos.

A energia elétrica obtida por fonte solar é resultado da conversão direta da luz solar em eletricidade por meio do efeito fotovoltaico: os sistemas fotovoltaicos captam diretamente a radiação solar, produzindo corrente elétrica.

2.6 - RADIAÇÃO SOLAR

A radiação solar é formada de ondas eletromagnéticas com frequências e comprimentos de ondas diferentes que chegam a Terra por meio do espaço extraterrestre (BHANDARI *et al.*, 2014; CARVALHO, 2013). Frequência e comprimento de onda são grandezas inversamente proporcionais, no entanto, energia e frequência se relacionam de forma direta.

Várias hipóteses foram formuladas, mas nenhuma conseguia explicar de forma satisfatória como o sol era capaz de liberar uma imensa quantidade de energia, durante muito tempo. Hoje, aceita-se a hipótese de provem da fusão de núcleos atômicos.

O processo mais frequente é a transformação de quatro núcleos do isótopo mais comum de hidrogênio (H^1) em um núcleo do isótopo de hélio (He^4). A transformação de quatro prótons em uma partícula α de hélio constituída por dois prótons e dois nêutrons (JUCÁ e CARVALHO, 2013; CARVALHO, 2013).

A massa da partícula α é menor que a dos quatro prótons de hidrogênio de origem e a energia correspondente a esta diferença de massa (Δm) é mostrada pela Eq. (2.18) divulgada pelo físico alemão Albert Einstein (1879-1955).

$$\Delta E = \Delta m \cdot c'^2 \quad (2.18)$$

Onde ΔE equivale a energia proveniente da transformação de hidrogênio em hélio e c' é a velocidade da luz no vácuo (3×10^8 m/s). Toda essa energia derivada da transformação de hidrogênio em hélio torna-se uma radiação eletromagnética, também chamada de radiação solar, da qual se propaga em uma velocidade de 3×10^8 m/s até chegar a atmosfera, podendo-se observar aspectos ondulatórios e corpusculares (PINHO e GALDINO, 2014; MACIEL, 1991).

A baixa eficiência de conversão dos dispositivos fotovoltaicos e o alto custo para sua fabricação têm sido objetos de estudo em laboratórios de todo o mundo. O principal

objetivo é tornar a energia solar fotovoltaica competitiva e contribuir com a diversificação da matriz energética. As estratégias para redução do custo consideram junções fotoeletroquímicas, silício policristalino, silício amorfo, nanoestruturas, outros materiais semicondutores e células orgânicas (MALEKI e ASKARZADEH, 2014; GRANQVIST, 2007).

A radiação provinda do sol que viaja através do espaço é constituída de diferentes comprimentos de onda. A radiação é classificada quanto ao comprimento de onda, e quanto menor esse comprimento, maior a energia de radiação (RAWAT *et al.*, 2016; CEPEL, 2014). Nesse sentido, a equação de *Planck-Einstein* estabelece uma relação entre frequência e energia, de uma onda eletromagnética, através da Eq. (2.19):

$$E = h.f \quad (2.19)$$

em que E expressa a energia da onda em joules (J) ou *elétrons-volt* (eV), f a frequência expressa em *hertz* (Hz) e o h representa a constante de *Planck* cujo valor é 6,636 (J.s). Sabe-se que a luz é uma onda eletromagnética que se desloca no vácuo do espaço a uma velocidade constante de 300.000 km/s, aproximadamente, e relaciona-se com a frequência e o comprimento de onda através da equação matemática:

$$c = \lambda.f \quad (2.20)$$

sendo c a velocidade da luz no vácuo, λ o comprimento de onda e f a frequência da onda em *hertz*.

Considerando a radiação solar Figura 2.10, que chega à superfície terrestre e incidente sobre uma superfície receptora para geração de energia, tem-se que ela é constituída por uma componente direta (ou de feixe) e por uma componente difusa. A radiação direta é aquela que provêm diretamente da direção do Sol e produz sombras nítidas. A difusa é aquela proveniente de todas as direções e que atinge a superfície após sofrer espalhamento pela atmosfera terrestre.

De toda a radiação solar interceptada pela Terra, cerca de 35% é refletida de volta para o espaço. As nuvens e poeira atmosférica são as maiores responsáveis por essa reflexão da radiação solar, porém, a água, neve e a terra que estão localizadas na superfície terrestre, também provocam uma reflexão dessa radiação (CEPEL, 2014; JUCÁ e CARVALHO, 2013). Esta fração que atinge o solo é constituída por uma componente direta (ou de feixe) e por uma componente difusa.

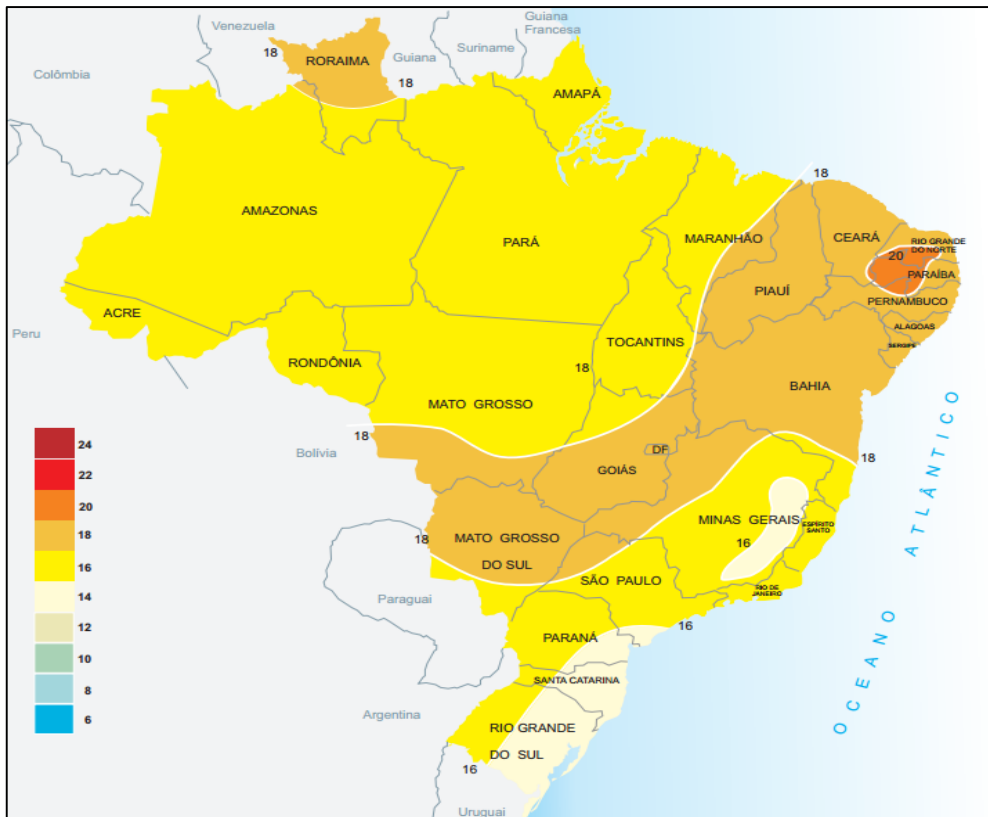


Figura 2.10 - Radiação solar global diária, média anual (MJ/ m².dia).
 Fonte: CEPEL (2000).

Posicionando-se a superfície receptora inclinada com relação à horizontal, haverá uma terceira componente refletida do entorno (obstáculos, vegetações, solo, etc.). O coeficiente desta componente é chamado de (albedo) (AYOP *et al.*, 2017). Antes de atingir o solo, as características da radiação solar (intensidade, distribuição espectral e angular) são afetadas por interações com a atmosfera devido aos efeitos de absorção e espalhamento (CEPEL, 2014; JUCÁ e CARVALHO, 2013).

2.7 - IRRADIÂNCIA

Conhecida por irradiação, é uma grandeza da qual mensura a potência da radiação solar em uma determinada área através da unidade W/m² (*watts* por metro quadrado). Quanto maior a potência de radiação solar, maior a quantidade de energia transportada em um dado instante de tempo. Segundo ((MAMAGHANI *et al.*, 2016; MUHSEN *et al.*, 2016; REZZOUK e MELLIT, 2015; CARVALHO, 2013) a medida da irradiância em W/m² é muito útil para avaliar a eficiência dos dispositivos e sistemas fotovoltaicos. Com o valor padrão de 1.000 W/m², as eficiências das células e módulos

fotovoltaicos de diversos fabricantes podem ser especificadas e comparadas, com base numa condição padrão de radiação solar (MAMAGHANI *et al.*, 2016; MUHSEN *et al.*, 2016; CARVALHO, 2013).

No topo da atmosfera terrestre o fluxo energético proveniente da irradiância solar varia entre 1325 W/m² e 1420 W/m². É importante ressaltar a diferenciação de irradiância e irradiação, a irradiância possui unidade de potência por área (W/m²) enquanto a irradiação tem unidade de trabalho por área (Wh/m²) (SANDWELL *et al.*, 2016; CARVALHO, 2013).

A radiação que chega a Terra possui uma composição espectral muito semelhante a de um corpo negro aquecido a 5900K. Ao atravessar a atmosfera, a intensidade da radiação se reduz por ser absorvida por diversas moléculas e partículas, essas últimas denominadas aerossóis. Cada molécula e partícula de aerossol absorve uma determinada faixa de comprimento de onda, principalmente as faixas de ultravioleta e infravermelho (TORREGLOSA *et al.*, 2015).

2.8 - INSOLAÇÃO

A insolação é a grandeza utilizada para expressar a energia solar que incide sobre uma determinada área de uma superfície plana ao longo de um determinado intervalo de tempo. Sua unidade é o (Wh/m² (*Watt*-hora por metro quadrado)).

O *Watt-hora* é uma unidade física de energia e o *Watt-hora* por metro quadrado expressa a densidade de energia por área (MAMAGHANI *et al.*, 2016; MUHSEN *et al.*, 2016; REZZOUK e MELLIT, 2015; CARVALHO, 2013; SHAH *et al.*, 1999). Os dados práticos de insolação são utilizados no dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos e estão disponibilizados em mapas de insolação Figura 2.11, ou através de ferramentas como a calculadora solar.

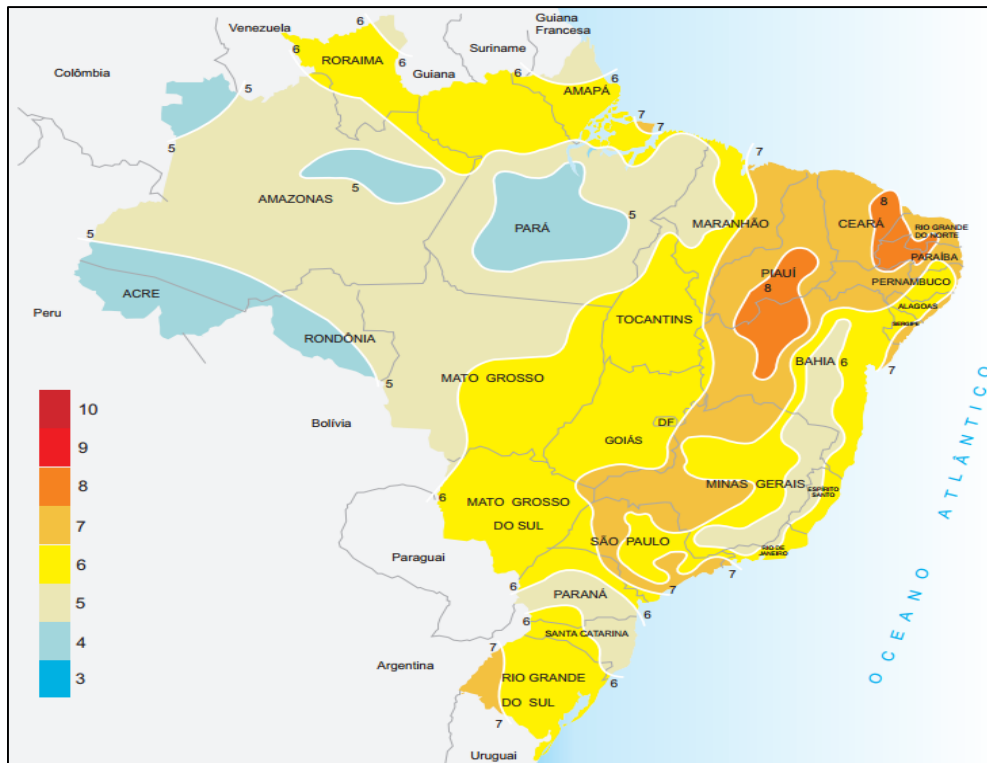


Figura 2.11 - Insolação Diária, Média Anual (horas).
 Fonte: CEPEL (2000).

2.9 - PAINÉIS FOTOVOLTAICOS

Cada célula fotovoltaica isoladamente tem capacidade reduzida de produção de energia elétrica, tipicamente 1,5W, correspondente a uma tensão de 0,5V e uma corrente de 3A. Portanto, para atender a demanda de energia da maioria dos equipamentos elétricos faz-se necessário a associação de várias células, através de ligações série e/ou paralelo, formando os painéis fotovoltaicos.

O painel fotovoltaico Figura 2.12, é o responsável por transformar a energia solar em energia elétrica. Ele é formado por células fotovoltaicas conectadas entre si (PORTAL SOLAR, 2016; FIGUEIREDO, 2014; ESTEVES, 2014).



Figura 2.12 - Composição Básica do Painel Fotovoltaico.
 Fonte: NEOSOLAR (2016).

Uma propriedade fundamental para as células fotovoltaicas Figura 2.13 é a possibilidade de fótons, na faixa do visível, com energia suficiente, excitar os elétrons à banda de condução.

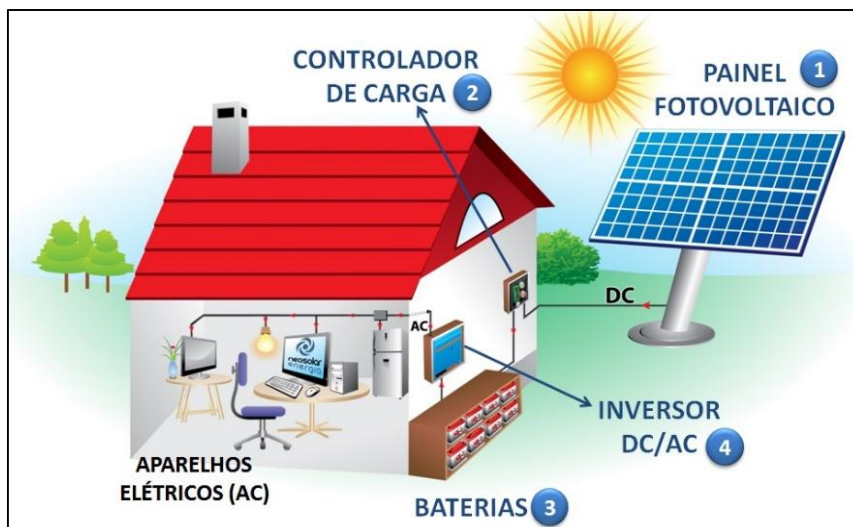


Figura 2.13 - Disposição do Sistema *Off-Grid*.
 Fonte: NEOSOLAR (2016).

Esse efeito, que pode ser observado em semicondutores puros, também chamados de intrínsecos, não garante por si só o funcionamento de células fotovoltaicas. Para obtê-las é necessária uma estrutura apropriada, em que os elétrons excitados possam ser coletados, gerando uma corrente útil. O número de células em um painel é determinado pelas necessidades de tensão e corrente da carga a alimentar.

Normalmente um módulo fotovoltaico é constituído por cerca de 33 a 36 células ligadas em série, resultando em tensão suficiente para alimentar uma bateria de 12V.

As principais tecnologias aplicadas na produção de células e módulos fotovoltaicos são classificadas em três gerações (CEPEL, 2014). Os materiais utilizados na fabricação de células solares fotovoltaicas são variados, mas atualmente, cerca de 99% das células em uso no mundo são constituídas à base de Silício (Si) (REKIOUA *et al.*, 2014; SILVA *et al.*, 2013; BRANCO, 2003; FRITTS, 1833).

A primeira geração é dividida em duas cadeias produtivas: silício monocristalino (*m-Si*) e silício policristalino (*p-Si*), que representam mais de 85% do mercado, por ser considerada uma tecnologia consolidada e confiável, e por possuir a melhor eficiência comercialmente disponível (PINHO e GALDINO, 2014; GRANQVIST, 2007; GOETZBERGER *et al.*, 2003).

A tecnologia que utiliza o silício amorfo (*a-Si*) também está pronta para o mercado de fotovoltaicos, embora questões como a limitação na eficiência e o efeito de degradação da luz incidente devam ser mais discutidos (LEE, SOTO e MODI, 2014; LEITE, 2012; RATH, 2003).

A eficiência das células solares é variada, dependendo da estrutura e do material utilizado em sua construção. A Tabela I.1 contida no Anexo I, relaciona os tipos de células com suas respectivas eficiências, custos e tecnologia de fabricação.

A eficiência quântica mede a habilidade do material usado em converter fótons em pares elétron-buraco e depende do comprimento de onda usado. Já o rendimento do dispositivo considera os demais parâmetros inerentes à célula fotovoltaica tais como qualidade dos contatos metálicos (FIGUEIREDO e ZILLES, 2016; LUQUE e HEGEDUS, 2011). Como se pode observar, a maior eficiência Tabela I.1 contido no Anexo I, em módulo é alcançada pelas células de silício cristalino. Investir na estrutura destas células é uma estratégia para melhorar o desempenho das mesmas.

2.9.1 - Silício monocristalino (m-Si)

Nos módulos fotovoltaicos, as células constituintes de silício monocristalino (*m-Si*), a tecnologia necessária para a sua fabricação é um processo muito complexo. A fabricação da célula de silício começa com extração do cristal de dióxido de silício (CEPEL, 2014; CEPEL, 2013; FRITTS, 1833).

As células de silício monocristalino Figura 2.14, na maioria das vezes, apresentam cores azul escuro ou preto. São rígidas e quebradiças, além disso, são as mais eficientes produzidas em nível comercial. No entanto, os custos de produção são maiores que outros tipos de células (FIGUEIREDO e ZILLES, 2016; VILLALVA e GAZOLI, 2013; LEITE, 2012).

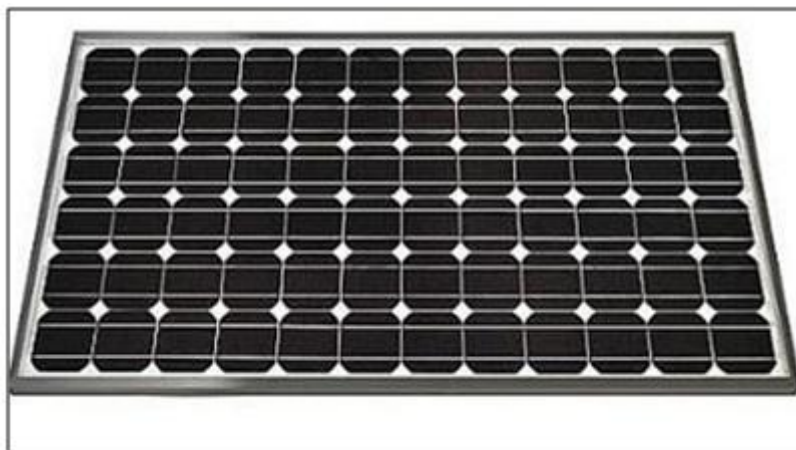


Figura 2.14 - Paine solar fotovoltaico de silício monocristalino.
Fonte: PORTAL SOLAR (2016).

A célula solar, também conhecida como célula fotovoltaica, é o elemento básico para a transformação da radiação eletromagnética em energia elétrica e pode ser compreendida como um dispositivo semicondutor que produz uma corrente elétrica, quando exposta à luz (PINHO e GALDINO, 2014; REKIOUA *et al.*, 2014).

A célula de silício monocristalino é historicamente a mais usada e comercializada como conversor direto de energia solar em eletricidade e a tecnologia para sua fabricação é um processo básico muito bem constituído. A fabricação da célula de silício começa com a extração do cristal de dióxido de silício (PINHO e GALDINO, 2014; REKIOUA *et al.*, 2014).

Este material é desoxidado em grandes fornos, purificado e solidificado. Este processo atinge um grau de pureza entre 98 e 99% o que é razoavelmente eficiente sob o ponto de vista energético e custo (REKIOUA *et al.*, 2014). Este silício para funcionar como célula fotovoltaica necessita de outros dispositivos semicondutores e de um grau de pureza maior, devendo chegar à faixa de 99,9999%.

Para utilizar o silício na indústria eletrônica, além do alto grau de pureza, o material deve ter a estrutura monocristalina e baixa densidade de defeitos na rede. O

processo mais utilizado para chegar às qualificações desejadas é chamado *Processo Czochralski*³ (REKIOUA *et al.*, 2014; JUCÁ e CARVALHO, 2013; NELSON, 2003).

O silício é fundido juntamente com uma pequena quantidade de dopante, normalmente o boro (B) que é do tipo (P). Com um fragmento do cristal devidamente orientado e sob rígido controle de temperatura, vai-se extraíndo do material fundido um grande cilindro de silício monocristalino levemente dopado. Este cilindro obtido é cortado em fatias finas de aproximadamente 300 μm .

Após o corte e limpeza de impurezas das fatias, deve-se introduzir impurezas do tipo N de forma a obter a junção. Este processo é feito através da difusão controlada onde as fatias de silício são expostas a vapor de fósforo em um forno onde a temperatura varia entre 800 a 1000 °C.

Dentre as células fotovoltaicas que utilizam o silício como material base, as monocristalinas são, em geral, as que apresentam as maiores eficiências. As fotocélulas comerciais obtidas com o processo descrito atingem uma eficiência de até 15% podendo chegar em 18% em células feitas em laboratórios (BOUABDALLAH *et al.*, 2015; CARMO, 2014; LEITE, 2012).

2.9.2 - Silício policristalino (p-Si)

Quando equiparadas às células de silício monocristalino, às células fotovoltaicas de cristais de silício policristalino Figura 2.15 são menos eficientes comercialmente; entretanto, seu custo de fabricação é menor devido ao processo de preparação do material ser menos rigoroso (PINHO e GALDINO, 2014; REKIOUA *et al.*, 2014).

As células de silício policristalino (também conhecido como silício multicristalinos) são peças resultantes de mais de uma formação cristalina, apresentando, portanto, mais imperfeições.

³ O processo de Czochralski é um método de cultura de cristais usado para a produção industrial de monocristais de uma diversidade de materiais cristalinos para os quais se pretende elevada pureza e cristais isentos de defeitos.



Figura 2.15 - Painel solar fotovoltaico de silício policristalino.
Fonte: PORTAL SOLAR (2016).

Obtidas a partir da fundição e cristalização do lingote de silício de forma direcional em uma câmara através da técnica de *Bridgman*. Os *wafers* de silício policristalino são a base da indústria fotovoltaica atual (PINHO e GALDINO, 2014; REKIOUA *et al.*, 2014; ABINNE, 2012).

Podem ser preparadas pelo corte de um lingote, de fitas ou depositando um filme num substrato, tanto por transporte de vapor como por imersão. Nestes dois últimos casos somente o silício policristalino pode ser obtido. Cada técnica produz cristais com características específicas, incluindo tamanho, morfologia e concentração de impurezas.

A eficiência teórica máxima do processo de conversão de luz solar em energia elétrica é de 27%, mas valores nas faixas de 15 a 18% são encontrados em produtos comerciais (PINHO e GALDINO, 2014; REKIOUA *et al.*, 2014).

2.9.3 - Silício amorfo (a-Si)

O silício amorfo (*a-Si*) Figura 2.16, não têm uma estrutura ordenada no nível atômico e tem um grande número de átomos, com ligações insaturadas, para ser passivadas por hidrogénio. Sua fabricação é muito mais barato do que o silício cristalino (PINHO e GALDINO, 2014; REKIOUA *et al.*, 2014).

Além disso, por ter um coeficiente de absorção de 40 vezes o silício cristalino, basta usar um micron de material para absorver 90% do espectro utilizável. Isto significa que pode reduzir drasticamente o uso do material ativo e, portanto, o custo. Estas células são obtidas por meio da deposição de camadas muito finas de silício sobre superfícies de vidro ou metal.

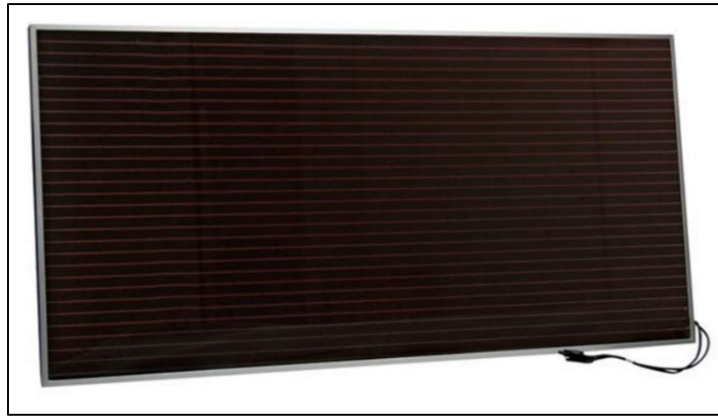


Figura 2.16 - Painel solar fotovoltaico de silício amorfo.
Fonte: PORTAL SOLAR (2016).

A sua eficiência na conversão de luz solar em eletricidade varia entre 5% e 7%. A grande vantagem desta tecnologia é a sua alta flexibilidade. Os painéis fotovoltaicos são confeccionados em forma de mantas, que podem facilmente ser moldadas sobre telhados e em fachadas de construções (LEITE, 2012; IMHOFF, 2007).

Uma célula de silício amorfo difere das demais estruturas cristalinas por apresentar alto grau de desordem na estrutura dos átomos (PINHO e GALDINO, 2014; REKIOUA *et al.*, 2014). A utilização de silício amorfo para uso em fotocélulas tem mostrado grandes vantagens tanto nas propriedades elétricas quanto no processo de fabricação.

Por apresentar uma absorção da radiação solar na faixa do visível e podendo ser fabricado mediante deposição de diversos tipos de substratos, o silício amorfo vem se mostrando uma forte tecnologia para sistemas fotovoltaicos de baixo custo. Mesmo apresentando um custo reduzido na produção, o uso de silício amorfo apresenta duas desvantagens: a primeira é a baixa eficiência de conversão comparada às células mono e policristalinas de silício; em segundo, as células são afetadas por um processo de degradação logo nos primeiros meses de operação, reduzindo assim a eficiência 13% ao longo da vida útil (BOUABDALLAH *et al.*, 2015; PINHO e GALDINO, 2014; REKIOUA *et al.*, 2014; SHAH *et al.*, 1999).

2.10 - CONTROLADORES DE CARGA

Sistemas fotovoltaicos destinados a alimentar cargas (equipamentos elétricos) com pouca variação em seu consumo poderiam ser projetadas para operarem sem um

controlador de carga, desde que a tensão entregue pelo gerador fotovoltaico seja compatível com a tensão da bateria. Estes são às vezes chamados de sistemas autorregulados (*self-regulating systems*) (DRIR *et al.*, 2014; CEPEL, 2014). Os controladores são dispositivos eletrônicos operantes em corrente contínua que devem ser utilizados nos sistemas de geração fotovoltaica, evitando sobrecargas ou descargas excessivas da bateria.

Controladores de carga Figura 2.17 são componentes críticos em sistemas fotovoltaicos isolados (SFI), pois, caso venham a falhar, a bateria poderá sofrer danos irreversíveis.



Figura 2.17 - Controlador de Carga – Modelo MPPT.
Fonte: Adaptado de CATÁLOGO DE PRODUTOS *ENERGYSHOP*.

Para garantir o funcionamento dos módulos fotovoltaicos no ponto de máxima potência, mesmo com variações meteorológicas e variações na carga, a utilização de uma técnica que procure continuamente o ponto de máxima potência deve ser utilizada. Esses algoritmos de controle são conhecidos como MPPT (*maximum power point tracking*) e podem incrementar a energia produzida entre 15 e 30% (DRIR *et al.*, 2014; SUBUDHI e PRADHAN, 2013; VILLALVA e GAZOLI, 2013; CAVALCANTE *et al.*, 2008).

Os controladores podem diferir basicamente quanto à grandeza utilizada para o controle, forma de desconexão do painel fotovoltaico e estratégia de controle adotada. As grandezas de controle mais utilizadas são: estado de carga (integração do fluxo de corrente na bateria), tensão e densidade do eletrólito da bateria (SUBUDHI e PRADHAN, 2013).

Configuram-se como funções do controlador de carga: proteção de sobrecarga – o regulador desliga-se da placa solar quando a bateria encontrasse completamente carregada; proteção de descarga excessiva – ao atingir um nível baixo de carga, o consumo de energia é interrompido; gerenciamento da carga da bateria – os controladores mais sofisticados possuem algoritmos de múltiplos estágios para alimentação da bateria (SUBUDHI e PRADHAN, 2013).

2.11 - BATERIA

Uma eficiente forma de armazenamento de energia elétrica, as baterias são essenciais para os sistemas *off-grid* de geração de fontes renováveis. Por isso dá importância de saber as limitações intrínsecas, para que haja correta instalação, prolongando a vida útil e aumentando o grau de confiabilidade. Em sistemas fotovoltaicos isolados da rede elétrica, o uso de dispositivos de armazenamento de energia faz-se necessário para atender a demanda em períodos nos quais a geração é nula ou insuficiente (à noite ou em dias chuvosos ou nublados, com baixos níveis de irradiância solar) (CEPEL, 2014).

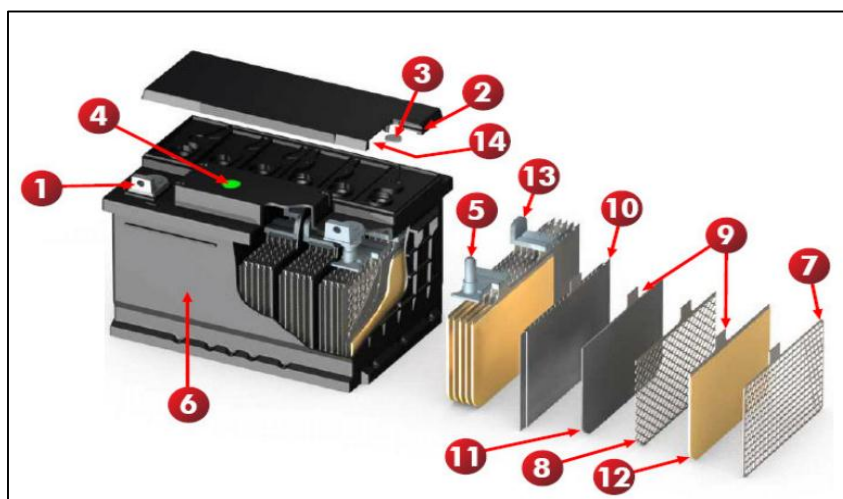


Figura 2.18 - Esquema de uma bateria: 1-Terminal tipo “L”, 2-Respiro, 3-Filtro Anti-Chama, 4-Indicador de Teste, 5-Poste Reforçado, 6-Caixa de polipropileno, 7-Grade Positivas fundidas em Liga de Chumbo-Cálcio-Prata, 8-Grades Negativas expandidas em Liga de Chumbo-Cálcio, 9-Terminal da placa centralizado; 10-Separador em Polietileno, 11-Material Ativo Negativo, 12-Material Ativo Positivo, 13-Conexão e 14-Labirinto.

Fonte: Adaptado de JHONSON CONTROLS (2008).

A função prioritária das baterias (Figura 2.18), também chamadas de acumuladores eletroquímicos, num sistema de geração fotovoltaico é acumular a energia que se produz durante as horas de luminosidade a fim de poder ser utilizada à noite ou durante períodos prolongados de mau tempo (PINHO e GALDINO, 2014).

O número de possíveis tipos de baterias é vasto (*Ni-Fe, Ni-Zn, Zn-Cl*, etc.) (JUCÁ e CARVALHO, 2013). No entanto, a disponibilidade do mercado reduz a possibilidade de escolha dos tipos a serem empregados. Nos sistemas fotovoltaicos a bateria serve, então, para armazenar a energia produzida e não consumida em períodos de excesso de insolação, para que possa ser posteriormente utilizada em períodos de baixa insolação ou durante a noite, ou seja, garantir o fornecimento constante de energia.

Existem diversos tipos de baterias elétricas, embora as mais difundidas sejam as de chumbo ácido, que podem ser de ácido líquido ou em gel. As de níquel cádmio e níquel-metal-hidreto apresentam um custo maior, porém são mais duráveis exigindo pouca manutenção (VILLALVA e GAZOLI, 2013; MA *et al.*, 2013). Alguns conceitos referentes às baterias são básicos e importantes para entendimento do comportamento do sistema de armazenamento que adotaremos para os sistemas estudados neste trabalho. Apresentamos a seguir, alguns conceitos básicos de: capacidade nominal, estado de carga, profundidade de descarga, taxa de descarga e o rendimento energético.

Denomina-se capacidade nominal de uma bateria (CB), a quantidade de corrente, medida em (Ah), possível de ser extraída da bateria em um determinado período de tempo (JUCÁ e CARVALHO, 2013). Esta grandeza é dependente da temperatura em que o processo ocorre, da intensidade da corrente e do valor da tensão de corte estipulada CB é definido como a quantidade de energia possível de se retirar da bateria (CEPEL, 2014).

Os fabricantes de baterias podem definir a corrente de carga ou descarga, e as tensões do final de carga ou descarga de seus produtos. Dessa forma, é importante verificar as condições de referência definidas pelos fabricantes quando se compara a capacidade de diferentes produtos.

O estado de carga de uma bateria, SOC (*state of charge*), é definido como a relação entre a capacidade da bateria em um estado qualquer e a capacidade nominal desta (CEPEL, 2014). SOC possui valores que variam entre 0 e 1, onde SOC = 1, significa que a bateria está totalmente carregada enquanto que SOC = 0, totalmente descarregada.

Muitas vezes, ao invés de se usar o SOC, a profundidade de descarga, PD (*depth of discharge*) (JUCÁ e CARVALHO, 2013). A PD é definida como 0% quando a bateria está totalmente carregada e 100% quando está totalmente descarregada ($PD = 100\% - SOC$). Por exemplo, a remoção de 25 (Ah) de uma bateria com capacidade nominal de 100 (Ah) provoca uma profundidade de descarga de 25%, resultando num estado de carga de 75%.

A relação entre a capacidade nominal da bateria e a corrente em que se realiza a descarga (ou carga), chama-se de regime ou taxa de descarga. Da qual é expressa normalmente em horas. Segundo (JUCÁ e CARVALHO, 2013), é representado na forma de sub índice ao lado do símbolo da corrente. Na grande maioria das aplicações fotovoltaicas, os regimes de carga e descarga oscilam entre I20 e I100, valores relativamente baixos. Isso explica o calor da corrente produzida internamente pelo efeito Joule no interior da bateria, seja pequeno. O que iguala a temperatura interna da bateria com a temperatura ambiente.

A energia nominal (Wh) contida em uma bateria é definida pela tensão nominal da bateria (V) vezes a sua capacidade nominal de corrente (Ah) (CEPEL, 2014; (DRIR *et al.*, 2014; MORAES *et al.*, 2009; MARTINS, 2000; ENSLIN *et al.*, 1997).

Por fim, o rendimento energético de uma bateria a um certo estado de carga é definido como a relação entre a energia (Wh) extraída da bateria durante um processo de descarga e a energia necessária para restabelecer a carga original.

De maneira análoga, a relação entre a quantidade de (Ah) extraídos de uma bateria e a quantidade de (Ah) necessários para restabelecer seu estado inicial é denominado de rendimento farádico (CEPEL, 2014).

O banco de baterias, nestes sistemas, acaba se tornando um dos componentes mais caros (DRIR *et al.*, 2014; MORAES *et al.*, 2009; MARTINS, 2000; ENSLIN *et al.*, 1997) podendo representar até 15% dos custos iniciais para a instalação do sistema fotovoltaico, ou até mesmo 46% (DRIR *et al.*, 2014; MORAES *et al.*, 2009; MARTINS, 2000; ENSLIN *et al.*, 1997) se forem considerados os custos de manutenção do sistema. Este aumento nos custos se dá principalmente pelo fato das baterias possuírem vida útil muito inferior aos demais componentes do sistema fotovoltaico.

Pelo fato de a maioria dos sistemas fotovoltaicos estarem instalados em localidades isoladas ou de difícil acesso, as baterias destinadas a essa aplicação devem apresentar um alto rendimento energético, confiabilidade e mínima necessidade de

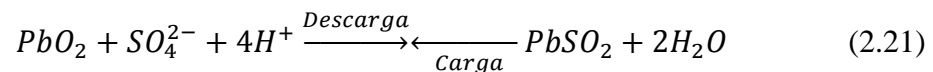
manutenção (DRIR *et al.*, 2014; MORAES *et al.*, 2009; MARTINS, 2000; ENSLIN *et al.*, 1997).

2.12 - BATERIA DE CHUMBO-ÁCIDO

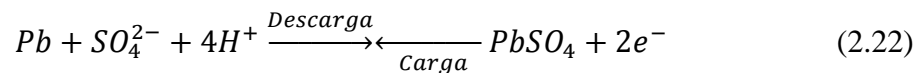
A bateria chumbo-ácido é a mais utilizada para armazenamento de energia nos sistemas fotovoltaicos, absorvendo mais de 90% do mercado, devido principalmente ao seu baixo custo em comparação outros tipos de baterias e a sua grande disponibilidade no mercado em uma larga faixa de capacidades (AYOP *et al.*, 2017; ROSEMBACK, 2004).

Essencialmente, a bateria de chumbo ácido possui o anodo de dióxido de chumbo (eletrodo positivo) e o catodo de chumbo poroso puro (eletrodo negativo). Como eletrólito, é usado ácido sulfúrico dissolvido em água a 37%.

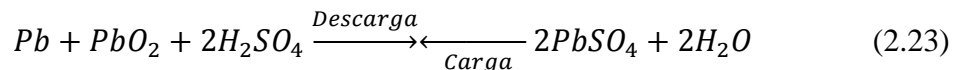
No anodo:



No catodo:



Reação Global:



Segundo as Eq. (2.21), Eq. (2.22), Eq. (2.23) e Figura 2.19, nota-se que uma bateria está carregada quando seu eletrodo negativo é composto, predominantemente, de chumbo puro, enquanto que seu eletrodo positivo está constituído basicamente de dióxido de chumbo.

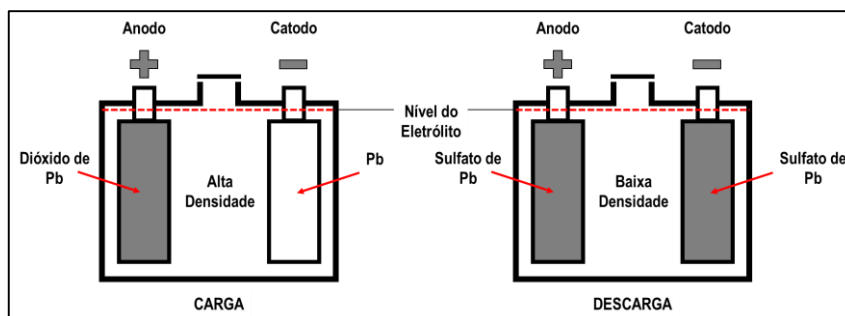


Figura 2.19 - Estados de carga e descarga em uma bateria chumbo-ácido.
Fonte: Adaptado de ROSEMBACK (2004).

Por sua vez, neste estado de carga, a densidade do eletrólito é máxima, pois a quantidade de ácido sulfúrico dissolvida no eletrólito é a maior possível. Neste caso, a tensão nos polos da bateria também é máxima, pois é diretamente proporcional à quantidade de íons presentes no eletrólito ou, o que é a mesma coisa, à densidade deste. Conhecendo estas características, podemos determinar o estado da carga de uma bateria de forma bastante simples, medindo a tensão em seus polos, ou a densidade de seu eletrólito através de um densímetro (AYOP *et al.*, 2017; KAABECHE e IBTIOUEN, 2014; ROSEMBACK, 2004).

Durante o processo de carga, uma corrente elétrica entra na bateria pelo anodo, formando óxido de chumbo no anodo e chumbo puro no cátodo. Com isso, ácido sulfúrico (H_2SO_4) é liberado na solução aquosa, denominada de eletrólito, aumentando sua densidade. Já no processo de descarga, a corrente elétrica sai pelo anodo, formando sulfato de chumbo nos dois eletrodos absorvendo o ácido sulfúrico do eletrólito, diminuindo sua densidade (AYOP *et al.*, 2017).

Quando um tipo de energia é convertido em outro, a eficiência do processo nunca alcança os 100%, tendo em vista que sempre existem perdas (calor). A dupla conversão energética que ocorre dentro de uma bateria obedece a essa lei física. Haverá, portanto, perdas de energia durante o processo de carga e ou de descarga (KAABECHE e IBTIOUEN, 2014).

A quantidade de energia que pode ser acumulada por uma bateria é dada pelo número de Watts-horas (Wh) da mesma. A capacidade (C_B) de uma bateria submeter-se a um dado regime de descarga é dada pelo número de ampères-horas (Ah).

2.13 - INVERSOR

O inversor, Figura 2.20 é utilizado nos sistemas fotovoltaicos para fornecer corrente alternada aos equipamentos conectados convertendo, deste modo, a corrente contínua produzida pelo painel fotovoltaico ou armazenada na bateria em corrente alternada (MA *et al.*, 2013; CARVALHO, 2013).



Figura 2.20 - Modelo de Inversor.

Fonte: Adaptado de CATÁLOGO DE PRODUTOS HAYONIK.

Dispositivo eletrônico que converte a corrente contínua (C.C) gerada no painel fotovoltaico em corrente alternada (C.A), de forma a permitir a utilização de eletrodomésticos convencionais. Alguns sistemas de pequeno porte não empregam inversor e alimentam as cargas diretamente por corrente contínua (C.C), tais como lâmpadas, TV etc. (MA *et al.*, 2013; CARVALHO, 2013).

Existem três tipos de inversores disponíveis no mercado, os inversores de onda senoidal modificada, os de onda senoidal pura e os inversores de onda quadrada Figura 2.21.

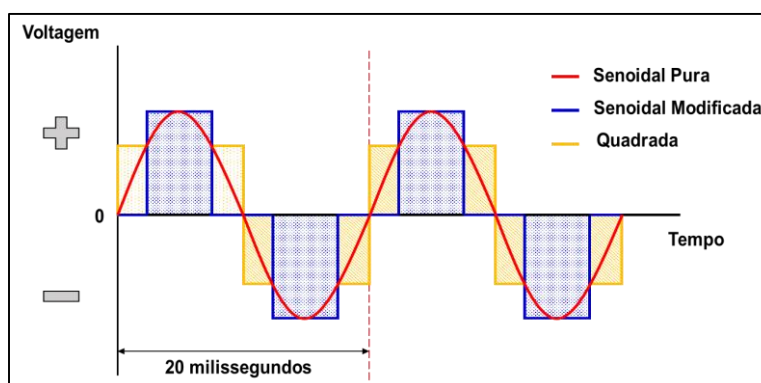


Figura 2.21 - Tipo de inversores disponíveis.

Fonte: Adaptado de IMHOFF (2007).

2.13.1 - Inversores de onda senoidal pura

São geralmente mais caros, entretanto, são os inversores que produzem uma tensão de saída e desempenho mais adequados, distorção harmônica muito baixa, e

podem alimentar qualquer aparelho CA. Utilizam normalmente a técnica PWM com uma filtragem posterior (PINHO e GALDINO, 2014; SILVA *et al.*, 2013).

Os inversores, como qualquer outro componente de um sistema fotovoltaico, devem dissipar o mínimo de potência, produzir uma tensão com baixo teor de harmônicos e em sincronismo com a rede elétrica, quando o sistema estiver conectado à rede elétrica (PINHO e GALDINO, 2014; SILVA *et al.*, 2013). Normalmente, a eficiência dos inversores varia entre uma faixa de 50 a 90% para operação em condições nominais. Os inversores são dimensionados considerando-se basicamente os seguintes fatores: - A potência elétrica que deverá ser fornecida em condição normal de operação; - A potência de pico necessária para suprir cargas que requeiram uma energia elétrica momentânea maior do que a nominal, por exemplo, um motor para entrar em funcionamento precisa de 7 a 10 vezes a corrente nominal por um breve período de tempo; - a tensão de alimentação CC e a faixa variação admitida.

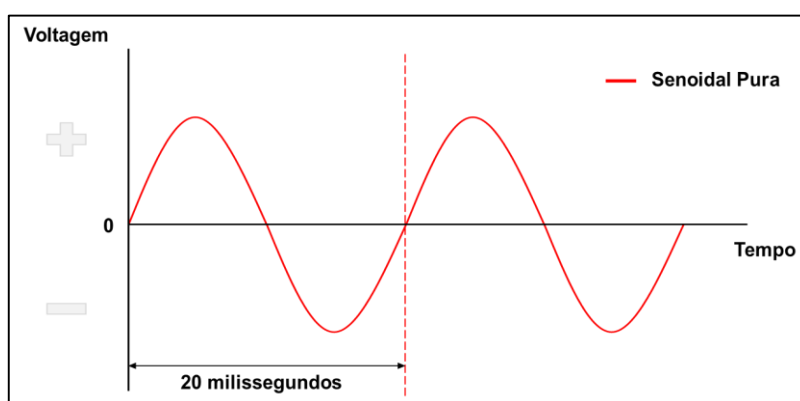


Figura 2.22 - Onda senoidal pura.
Fonte: Adaptado de IMHOFF (2007).

2.13.2 - Inversores de onda senoidal modificada

Trata-se de uma versão melhorada dos inversores de onda quadrada, ou seja, chaveamentos adicionais são feitos para que a forma de onda se aproxime de uma senoidal, diminuindo assim a quantidade de harmônicos. São adequados para uso com diversos tipos de cargas tais como, lâmpadas, equipamentos eletrônicos e a maioria dos motores elétricos (PINHO e GALDINO, 2014; SILVA *et al.*, 2013).

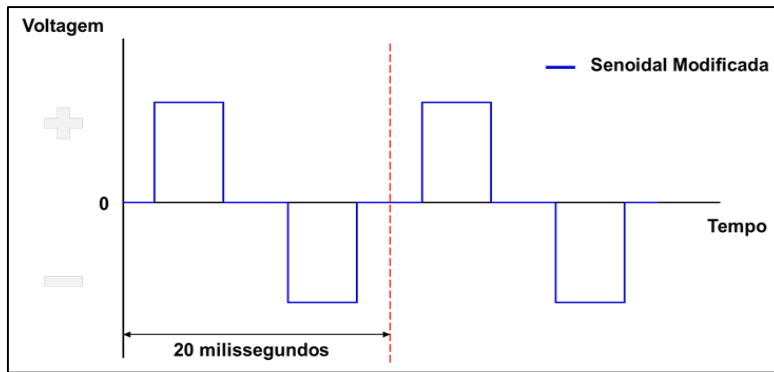


Figura 2.23 - Onda senoidal modificada.

Fonte: Adaptado de IMHOFF (2007).

2.13.3 - Inversores de onda quadrada

Fornecem uma saída C.A. com harmônicos elevados e pequena regulação de tensão. A onda quadrada é obtida alternando-se a tensão e a corrente. Estes inversores são tipicamente mais baratos, porém não são recomendadas aplicações com cargas indutivas (PINHO e GALDINO, 2014; SILVA *et al.*, 2013).

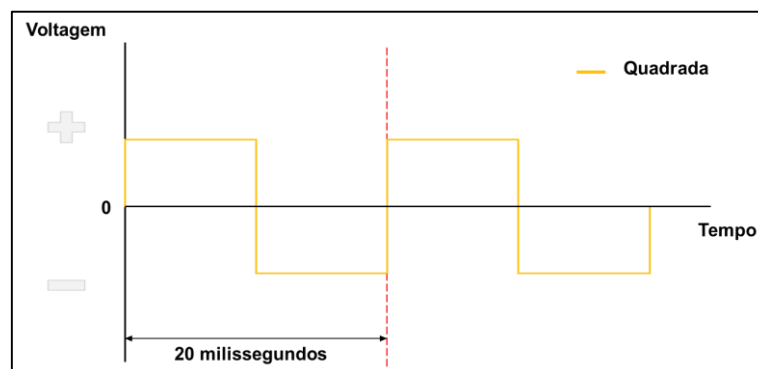


Figura 2.24 - Modelo de onda senoidal quadrada.

Fonte: Adaptado de IMHOFF (2007).

CAPÍTULO 3

METODOLOGIA DE APLICAÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO OFF-GRID

3.1 - COMPONENTES UTILIZADOS

Este Capítulo visa desenvolver o projeto de um sistema fotovoltaico. Dessa forma, inicialmente será feito uma breve análise de seu espaço físico, no qual será mensurado o nível de radiação solar incidente próximo ao local. Na Figura 3.1, pode ser observado típicos equipamentos de uma residência na região norte.

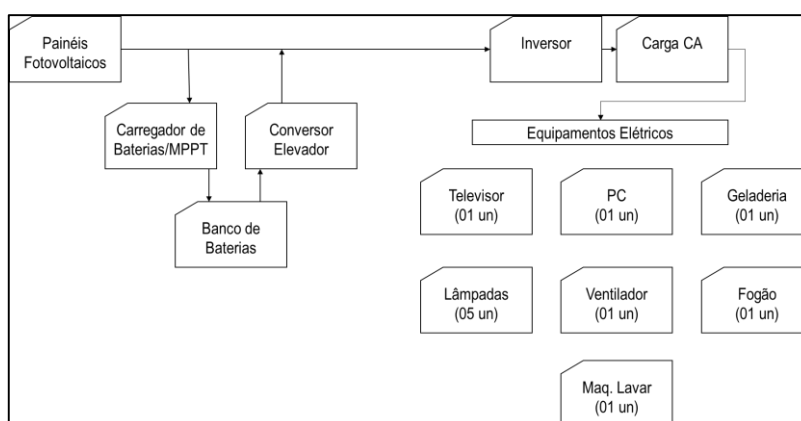


Figura 3.1 - Esquemática dos componentes utilizados.

Fonte: Adaptado de IMHOFF (2007).

3.2 - LOCAL DE ESTUDO

O Amazonas possui muitas comunidades que não estão conectadas a rede elétrica convencional. Muitos desses locais apresentam a necessidade de uma fonte de alternativa de geração elétrica como sistemas fotovoltaicos *off-grid* para o auxílio de diversas atividades como iluminação, irrigação, bombeamento, entre outras. Dentro dessa conjuntura, a utilização de programas de dimensionamento, como o proposto nesse trabalho, estabelece uma base confiável de dados para uma possível implementação do sistema.

A escolha da localidade se deu em função da localização e da potência instalada, buscando representar o porte e complexidade de logística. Com o compromisso com

cidade do autor, a referência escolhida para este trabalho está localizada no estado do Amazonas, no município de Itacoatiara Figura 3.2 com coordenadas: latitude 03° 08' 35" S e longitude 58° 26' 39" O, disponibilizadas pelo IBGE e Tabela II.1 contido no Anexo II.

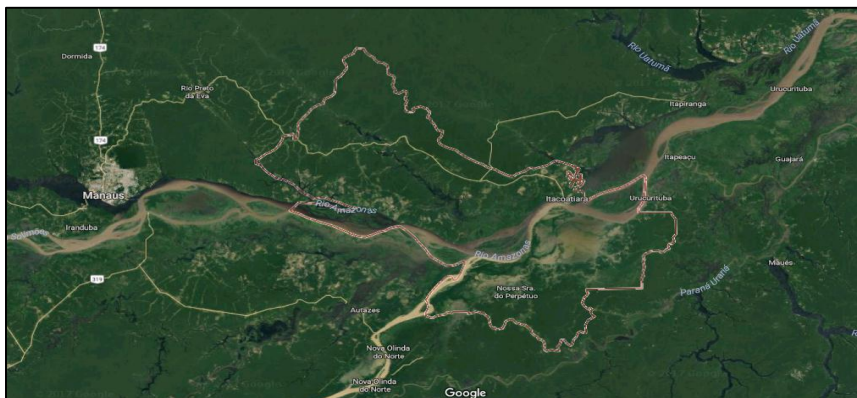


Figura 3.2 - Localização territorial do município de Itacoatiara – Amazonas.
Fonte: *GOOGLE MAPS*.

3.3 - AVALIAÇÃO DO POTENCIAL ENERGÉTICO

É necessário fazer uma avaliação do potencial energético solar, que constitui em buscar a quantidade de radiação solar incidente sobre o painel fotovoltaico de forma que se possa calcular a energia gerada. Os primeiros dados a coletar para o dimensionamento do sistema fotovoltaico são os de incidência solar que podem ser obtidos através do mapa solarimétrico da região na qual se pretende instalar os módulos fotovoltaicos.

3.4 - NÍVEIS DE IRRADIAÇÃO DO LOCAL E ARREDORES

Uma forma bastante conveniente de se expressar o valor acumulado de energia solar ao longo de um dia é através do número de Horas de Sol Pleno (HSP). Esta grandeza reflete o número de horas em que a radiação solar deve permanecer constante e igual a 1 kWh/m² de forma que a energia resultante seja equivalente à energia acumulada para o dia e local em questão (CEPEL, 2017).

Para obter-se a irradiação do local é utilizado a ferramenta *SunData*, fornecida pela CRESESB e disponibilizada em (CEPEL, 2017). Delimitando o interesse a ser adotado, o programa fornece os dados de irradiação incidente ao plano inclinado

convertidos para seu valor médio diário em kWh/m².dia, utilizando o valor numérico HSP.

Desta forma, ao inserirmos no *SunData* as coordenadas, descritas no item 3.2, é possível obter valores de irradiação solar, kWh/m².dia correspondentes às diárias médias mensais para os 12 meses do ano para as cidades pontuadas na Figura 3.3.



Figura 3.3 - Ponto de localização [1] 03° 08' 35" S - 58° 26' 39" O.
Fonte: *GOOGLE MAPS*.

O programa retorna valores para três regiões Tabela II.2 contido no Anexo II, incluindo o município de estudo: Itacoatiara (ponto central). Manaus (176,7 Km) e Parintins (197,9 Km). Dados mostram que entre os meses de Julho-Novembro há maiores taxas de irradiação em relação à média calculada no período de 12 (doze) meses Figura 3.4.

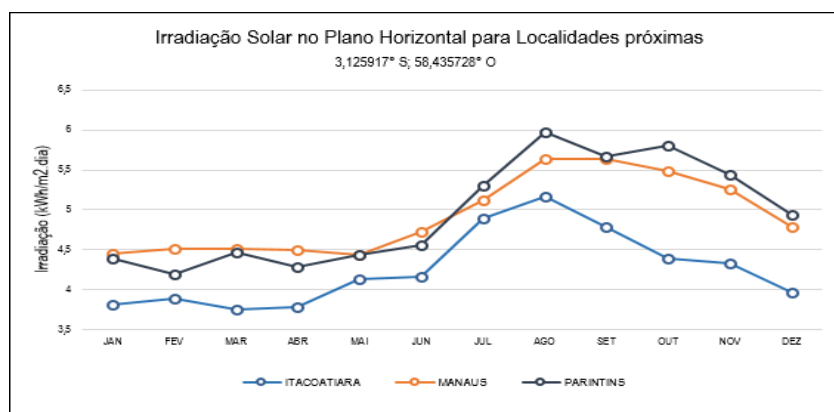


Figura 3.4 - Ponto de localização [1] 03° 08' 35" S - 58° 26' 39" O.
Fonte: *SUNDATA*.

Apesar dos dados encontrados no município de Itacoatiara estarem abaixo dos demais municípios, é importante ressaltar a grande importância que este trabalho

significa para o autor. Após análises dos dados, os resultados apresentados no capítulo 4 mostram que mesmo com uma média de irradiação anual abaixo das cidades próximas, foi possível realizar todas as etapas do processo de metodologia para plantas fotovoltaicas na região.

O índice solarimétrico da CRESESB é representado pela grandeza kWh/m².dia, ou seja será a quantidade de *watts* que incidem em uma área de 1 metro quadrado durante um dia. Este resultado representa uma estimativa média anual do índice solarimétrico local. Os valores de irradiação dependentes das inclinações retornados pelo *SunData*, para o local de estudo considerando a inclinação conforme a latitude local, são apresentados na Tabela III.1 contido no Anexo III e graficamente na Figura 3.5.

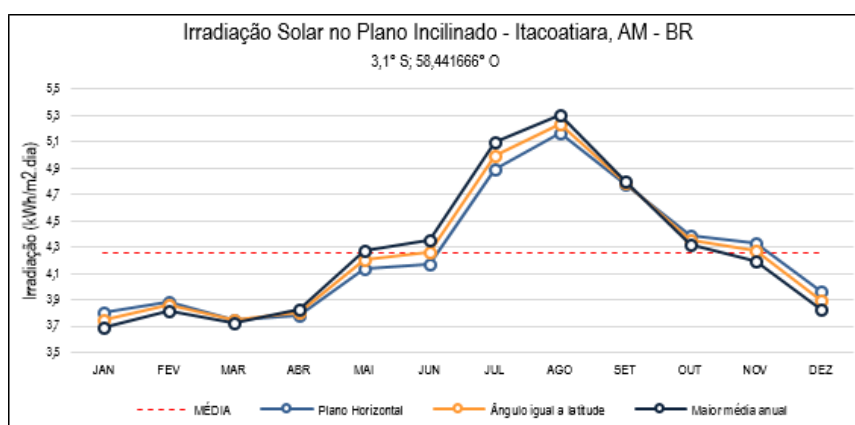


Figura 3.5 - Ponto de localização [1] 03° 08' 35" S - 58° 26' 39" O.
Fonte: *SUNDATA*.

Para projetos Off-Grid, devemos escolher o menor valor apresentado na Tabela II.2 – Maior mínimo mensal, contido no Anexo II; que neste caso seria atribuído como índice solar métrico para dimensionamento do projeto o valor de 3,75 kWh/m².dia, referente ao mês de março. Com base nesses dados projetados, podemos iniciar as características do projeto isolado dimensionado para uma demanda de 100 kW.

3.5 - SOFTWARES

Os programas de simulação podem ser ferramentas valiosas, permitindo fornecer o melhor planejamento possível do sistema fotovoltaico a projetar conforme demandas do usuário. É importante salientar que em uma simulação se procuram modelos mais exatos e são levadas em conta diferentes situações que na vida real podem ser

apresentadas, resultando em processos mais lentos e com grande quantidade de informação, com a qual o usuário geralmente não conta.

Em um dimensionamento procura-se, sem um acompanhamento estrito do fluxo de energia, uma forma rápida e fácil de obter um resultado com uma boa precisão. No caso dos sistemas isolados, esses programas são de grande ajuda, onde as variáveis dependem da natureza das cargas, do nível de segurança desejado ante possíveis falhas no sistema e da quantidade e qualidade das fontes de geração da energia. A maior parte dos programas revisados tem base de dados da irradiância, e em alguns casos, dados da temperatura ambiente também.

3.5.1 - PVSyst

O *software PVSyst* - Versão 6.43 Figura V.1 contido no Anexo V, foi desenvolvido inicialmente pela Universidade de Genebra (Suíça) e é comercializado atualmente pela companhia *PVSyst SA*.

O *software* permite ao usuário trabalhar em diferentes níveis de complexidade, desde um estágio inicial de representação até um detalhado sistema de simulação. Apresenta também uma ferramenta adicionais, tridimensionalmente, que leva em conta as limitações no horizonte e aqueles objetos que possam projetar sombras.

O banco de dados do software permite importar dados dos programas *Meteonorm* e *TMY2*, o que facilita comparar valores simulados com os valores medidos. Possui um banco de dados extensos e realimentados de acordo com a necessidade do usuário. O programa apresenta as perdas do sistema fotovoltaico e a sua taxa de desempenho; se o usuário adicionar o custo de cada componente à base de dados existentes, o programa pode projetar os custos de produção de energia em adição a uma série de parâmetros técnicos, fornecidos no fim da simulação.

3.5.2 - RETScreen expert

O *Renewable Energy Techniques Screen (RETScreen Expert* - Versão 6.0.7.55), Figura VI.1. contido no Anexo VI, é direcionado para implementação de projetos de energia renovável e não renovável e eficiência energética, possibilitando redução do custo dos estudos de pré-viabilidade. O programa avalia a produção de energia, os custos durante o tempo de vida e redução na emissão dos gases de efeito estufa.

É utilizado para realização de estudos preliminares. Na área fotovoltaica, pode determinar, para os três tipos básicos de aplicações (Sistemas conectados à rede, sistemas isolados e bombeamento de água) os custos de produção de energia e redução de gases emitidos. Configuração de sistemas híbridos simples também podem ser avaliadas. Possui base de dados de radiação para mais de 1000 localidades no mundo, assim como dados de irradiância para localidades remotas, através de informações de satélites.

De forma geral, o programa analisa projetos de energia limpa, englobando diversos projetos, incluindo sistemas fotovoltaicos. O software é muito importante para visualizar a viabilidade o projeto, analisando gastos (financeiros de recursos, de pessoa, etc.) e retornos, a fim de evitar possíveis “frustrações” quando o projeto for colocado em prática.

3.5.3 - NREL System Advisor Model (SAM)

O *System Advisor Model* (SAM) Figura VII.1 contido no Anexo VII, é um modelo de desempenho e econômico. Ele promove a utilização de uma metodologia consistente para análise de todas as tecnologias solares, incluindo o financiamento e os pressupostos de custos.

O objetivo deste projeto é acelerar a tomada de decisões para pessoas associadas a indústrias de energia renovável. A SAM reforça o desenvolvimento das prioridades e direção do programa e também o investimento consecutivo necessário para apoiar as atividades de P&D solar. É preferível usar o software SAM juntamente com a análise de custos e análise de custos e de penetração de mercado. A gama do software abrange gerentes de projetos e engenheiros, bem como designers de programas de incentivo, desenvolvedores de tecnologia e pesquisadores.

O SAM usa uma tecnologia orientada por sistemas (SDA) e *System Energy Technologies Program* (SETP). A SDA faz uma ponte sobre os requisitos do mercado com esforços de P&D. Ele avalia a especificidade das melhorias de P&D e seu aumento para o custo e desempenho geral do sistema. O SDA é muito útil para alocação eficiente de recursos. A SAM avalia vários tipos de financiamento e uma variedade de modelos de custos específicos de tecnologia para quase todas as tecnologias. As tecnologias SETP atualmente representadas no SAM incluem sistemas de cilindro parabólico concentrador de energia solar e também placas fotovoltaicas e tecnologias de

concentração. O custo total instalado, a soma dos custos diretos e indiretos, é usado para calcular o custo de energia nivelado no SAM.

CAPÍTULO 4

SIMULAÇÃO E RESULTADOS

4.1 - COMPONENTES UTILIZADOS

4.1.1 - Dimensionamento do sistema fotovoltaico

Para dimensionamento, temos que levar em consideração alguns fatores influentes nesse processo. O principal deles é o índice de irradiação, que varia de acordo com cada localidade, e é medido em (kWh/m².dia) para 5h no dia, que é a média de irradiação plena no Brasil.

Geralmente em projetos de dimensionamentos de sistemas fotovoltaicos, utilizamos o mês crítico na escolha da irradiação que será adotada pelo projeto. Dessa forma, adotaremos o pior mês como referência de irradiação, ou seja 3,57 (kWh/m².dia) (CEPEL, 2017)

O método do mês crítico também é chamado de intuitivo e consiste na realização do dimensionamento do sistema considerando um balanço de energia durante o período do ano no qual ocorrem as condições médias mais desfavoráveis. Supõe-se que se o sistema funcionar adequadamente nesse mês, isso ocorrerá também nos demais meses do ano, assim sendo, o sistema produzirá mais energia nos outros meses nos quais as condições forem mais favoráveis.

A carga fixada em 100 kW, constante ao longo do ano, pode ser dimensionada com base no mês de pior irradiação solar no ano. Este método, como outros simplificados, tem a desvantagem de não otimizar energeticamente a instalação, já que não faz um seguimento contínuo dos parâmetros envolvidos. O método utiliza valores médios mensais de irradiação solar e da carga, considerando-se somente os valores do mês mais desfavorável na relação carga/irradiação, proporcionando um excesso de energia nos meses mais favoráveis.

A metodologia apresentada abaixo é apenas uma entre dezenas de trabalhos e recomendações elaborados com procedimentos, se não idênticos, bastante parecidos.

4.1.2 - Análise PVSyst

A Figura VIII.1 do Anexo VIII, representa o diagrama proposto para um sistema fotovoltaico isolado. O tamanho do sistema é dependente da configuração de carga. O dimensionamento da matriz fotovoltaica e o arranjo de células solares devem ser feitos. As especificações das baterias e do regulador do banco de dados. As baterias fornecem energia em caso de emergências.

As localizações geográficas podem ser verificadas na Tabela II.1 contido no Anexo II, da qual fornece dados meteorológicos do sistema autônomo e reinseridas conforme Figura IX.1 e Figura X.1, contido nos Anexos IX e X. O projeto do sistema isolado depende de parâmetros principais como os dados meteorológicos, design do sistema, estudos de sombreamento, determinação das perdas e avaliação econômica.

O ângulo azimutal indica a orientação do painel em relação ao Norte. O ângulo de inclinação e azimute são mostrados na Figura XI.1 contido no Anexo XI. O ângulo de azimutal para o local proposto foi de 0° , já a inclinação foi de 6° para o obter o máximo do sistema.

A Figura XII.1 contido no Anexo XII, demonstra o relevo em relação ao horizonte ao redor da localização e sua energia útil que o sistema poderá utilizar. A linha azul indica sombreamento de células no plano (considerando apenas o relevo). A linha vermelha indica objetos que causam o sombreamento, como árvores ou sombreamento parcial por nuvens.

O arranjo de baterias e células fotovoltaicas são as entradas para o software para obter resultados de simulação. As classificações das baterias são de 12 V e um total de 64 baterias em 2 x 32 foram utilizadas. A classificação do módulo fotovoltaico é de 110 Wp e 19 V e o arranjo consiste em 72 células em 10 x 10.

O layout do módulo descreve o efeito do sombreamento em células solares individuais, bem como em todo o sistema. Também inclui a visão 3D do painel inteiro para análise posterior. O diagrama de saída de entrada diária foi mostrado na Figura XIII.1 contido no Anexo XIII e exibe a relação entre a energia efetiva na saída da matriz e a energia incidente global no plano do coletor. Representa o comportamento do sistema em todos os instantes ao longo do ano.

Os resultados encontrados para o sistema fotovoltaico isolado determinado pelo sistema sob demanda de 100 kW, com uma produção normalizada 3.38 kWh/kWp/day o que, estão demonstrado pela Figura XIV.1 contido no Anexo XIV.

Os parâmetros de saída otimizados sob a forma de irradiação global, energia efetiva global, energia disponível, energia não utilizada, demanda de energia pelo usuário, energia fornecida a carga e fração solar obtida a partir da simulação são apresentados na Tabela III.2 contido no Anexo III. Os valores médios de irradiação global (*GlobHor*) é 1770,8 kWh/m², energia efetiva global (*GlobEff*) é de 1719,8 kWh/m², a energia disponível (*E Avail*) é de 10509 kWh, a energia não utilizada (*E unused*) é de 813,9 kWh, a demanda de energia pelo usuário (*E User*) é 9657,7 kWh, a energia fornecida para carregar (*E Load*) é de 9659,4 kWh e a fração solar de 0,983.

A Figura XV.1 contido no Anexo XV, representa a produção de energia. A energia não utilizada é de 0,29 kWh/kW/day, as perdas da rede fotovoltaica são de 0,98 kWh/kW/day, as perdas do sistema de carregamento das baterias são de 0,53 kWh/kW/day e a energia fornecida ao usuário é de 3,38 kWh/kW/day.

A Figura XVI.1 contido no Anexo XVI, significa o diagrama geral de perda do sistema para o sistema proposto na localização de Itacoatiara. A irradiação global horizontal é 1771 kWh/m² e irradiação efetiva é 1720 kWh/m². Portanto, a perda de energia é de 3,4%. A eficiência é de 12,24%. A energia nominal no STC é de 13239 kWh. A energia efetiva é de 10143 kWh e a energia armazenada é de 9695 kWh nas baterias. Demanda final para o usuário é de 9659 kWh. Todos os valores correspondem à temperatura ambiente de 25 ° C.

4.1.3 - Análise RETScreen expert

A plataforma é direcionada para verificar a viabilidade da implementação de projetos, Figura XVII.1 contido no Anexo XVII, a eficiência energética, possibilitando redução do custo dos estudos os custos durante o tempo de vida e redução na emissão dos gases de efeito estufa. O objetivo é reduzir custos (tantos financeiros como tempo) associados a identificação e acesso a potenciais projetos energéticos.

É selecionado o indicador de referência Figura XVIII.1 contido no Anexo XVIII, onde realizará o preposto da viabilização financeira.

O *software* retorna valores referentes as análises de emissões de gases Figura XIX.1 contido no Anexo XIX, relativos a outras fontes de energias comparáveis com o sistema fotovoltaico - já pré-estabelecidos na base de dados do *RETScreen Expert* que realiza gerenciamento de energia renovável destinado a analisar a viabilidade de projetos de eficiência energética, do uso de geração distribuída através de fontes

renováveis de energia e da existência de sistemas de cogeração. O desempenho energético das instalações é realizado ao longo dos meses permitindo uma análise de longo prazo.

O modelo de avaliação de projetos de energias renováveis criado pela *RETScreen* é um dos mais avançados para dar suporte à tomada de decisão no setor das energias renováveis. Além da análise de emissões, o software retorna os parâmetros financeiros Figura XX.1 contido no Anexo XX.

Juntamente com a análise financeira Figura XXI.1 e XXII.1 contidos nos Anexos XXI e XXII, nos retorna com valores relacionados as análises de risco pelo sistema implantado, com análise de performance, número de combinações e parâmetros de custos iniciais.

4.1.4 - Análise NREL System Advisor Model (SAM)

O *software NREL System Advisor Model* - Versão 2017.1.17, faz previsões de desempenho e custo de estimativas de energia para projetos de energia conectados à rede com base nos custos de instalação e operação e parâmetros de projeto do sistema que você especifica como entradas para o modelo. O primeiro passo na criação de um arquivo SAM é escolher uma opção de tecnologia e financiamento para seu projeto Figura XXIII.1 contido no Anexo XXIII. SAM automaticamente preenche as variáveis de entrada com um conjunto de valores padrão para o tipo de projeto.

Os projetos podem ser no lado do cliente do medidor de utilidade, comprar e vender eletricidade a preços de varejo, ou no lado da utilidade do medidor, vendendo eletricidade a um preço negociado através de um contrato de compra de energia conforme demonstrados. SAM inclui várias bibliotecas de dados de desempenho e coeficientes que descrevem as características dos componentes do sistema, como módulos fotovoltaicos e inversores. Para esses componentes, você simplesmente escolhe uma opção de uma lista e SAM aplica valores da biblioteca para as variáveis de entrada: Figura XXIV.1 à XXVIII.1 contidos nos Anexos XXIV à XXVIII.

O *software* permite dentro de seu extenso banco de dados, selecionar componentes ideais para qualquer tipo de sistema fotovoltaico, na tela a seguir é mostrado a opção da escolha do inversor como mostra a Figura XXV.1 contido no Anexo XXV.

Cada tecnologia de energia renovável no SAM possui um modelo de desempenho correspondente que realiza cálculos específicos da tecnologia. Da mesma forma, cada opção de financiamento na SAM também está associada a um modelo financeiro específico com seu próprio conjunto de insumos e saídas. Os modelos financeiros são tão independentes quanto possível dos modelos de desempenho para permitir a consistência nos cálculos financeiros nas diferentes tecnologias Figura XXVI.1 contido no Anexo XXVI. Cada modelo de desempenho representa uma parte do sistema, e cada modelo financeiro representa a estrutura financeira de um projeto. Os modelos requerem dados de entrada para descrever as características de desempenho dos equipamentos físicos no sistema e os custos do projeto. A interface de usuário da SAM possibilita que pessoas sem experiência desenvolvam modelos de computador para construir um modelo de projeto de energia renovável e para fazer projeções de custo e desempenho com base nos resultados do modelo.

O SAM exibe resultados de simulação em tabelas e gráficos, que vão desde a tabela de métricas que exibe o valor presente líquido do projeto, a produção anual do primeiro ano e outras métricas de valor único, ao fluxo de caixa anual detalhado e aos dados de desempenho horário que podem ser vistos em tabela ou forma gráfica, Figura XXVII.1 contido no Anexo XXVII.

Uma ferramenta gráfica incorporada exibe um conjunto de gráficos padrão e permite a criação de gráficos personalizados. Todos os gráficos e tabelas podem ser exportados em vários formatos para inclusão em relatórios e apresentações, e também para análise posterior com planilha eletrônica ou outro *software*, Figura XXVIII.1 contido no Anexo XXVIII.

CAPÍTULO 5

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Os *softwares* utilizados devidamente separados, de acordo com a proposta que cada um pode oferecer para o usuário. A Tabela IV.1 contido no Anexo IV, compara os resultados obtidos de uma forma geral, apresentando o melhor de cada. Não existindo um padrão a ser utilizado, pois é dependente da proposta que o usuário o remete.

O *software* PVSyst possui abrangência no dimensionamento e desempenho dos sistemas fotovoltaicos e do qual depende principalmente da orientação, localização meteorológica e componentes do sistema. O *software* analisa o desempenho dos sistemas *stand alone*, juntamente com os efeitos do sombreamento e as perdas que ocorrem durante a operação. As perdas na forma de perdas de fiação, perdas de temperatura e perda de bateria não utilizada contribuem para 3,4% de todo o projeto estabelecido. As perdas podem ser minimizadas pelo planejamento e otimização cuidadosa dos componentes do sistema.

Além disso, o *software* possui uma estrutura ideal para a sua utilização de viabilidade para implantação de novos projetos em diversas áreas. Fornecendo graficamente valores de produção de energia e sua distribuição diária, mensal e anual, do qual fica a critério de quem estará utilizando e do desejo final do projeto. O presente estudo apresentou simulação da demanda de energia da região amazônica, com uma eficiência das células de 12,24% utilizadas em um sistema fotovoltaico, em combinação com latitude e clima, determinando uma produção anual de 9659 KWh além do que é armazenado em baterias. Este resultado pode ser melhorado ampliando-se a área de maior cobertura para instalação dos módulos fotovoltaicos, bem como melhorias das tecnologias aplicadas.

O *software* mostrou-se bastante adaptável as mudanças de desempenho requeridas durante a fase de projeto, devido ao seu layout de fácil entendimento para elaborar um sistema de qual demanda for necessária.

O *RETScreen Expert* diferente do *PVSyst* tem como seu objetivo analisar mais profundamente o desempenho financeiro, *payback* e riscos durante o projeto de instalação diante das demandas de sustentabilidade. Bem como comparação de eficiências entre diversos tipos de energias renováveis e não-renováveis. Ao usuário é permitido realizar uma análise em cinco passos, que são descritos no capítulo anterior.

Com um total de custo de investimento inicial de R\$310.000, economia dos custos anuais de R\$4.200 e economia e receita anual de R\$11.527, foi possível ter um retorno positivo e imediato com o VPL de R\$78.456, economia de R\$8.595 por ano para os próximos 20 anos.

O presente estudo também apresentou um resultado positivo na emissão de gases com valor de 4,9 de tCO₂ em relação ao caso de referência proposto pelo *software* de 53,1%. O que é equivalente a uma redução de 93% redução em emissão de gases, com referência em gases tCO₂, com perdas de 7,0% em relação a eletricidade exportada para o sistema, com fator de emissão de 0,461 tCO₂/MWh. Os custo de redução de gases emitidos foram de (-)RS/tCO₂ 162,0.

O *System Advisor Model* (SAM) foi possível identificar com mais facilidade projetos que serão analisados por desempenho e análise financeira facilitando a tomada de decisões para pessoas envolvidas no setor de energia renovável. Retornando valores de energia anual de 6,843 kWh com fator de capacidade do sistema de 1,6% e *payback* de 13,6 anos. Logicamente o mais caro de todos devido as escolhas individuais do sistema, comparado com as demais metodologias, torna-se 32% mais rápido para recuperação econômica.

A utilização dos sistemas integrados nas áreas urbanas ainda é reduzida, porém através deste estudo pôde-se constatar que a geração solar fotovoltaica representa um papel importante podendo chegar a suprir totalmente as necessidades de várias casas como também auxiliar a concessionária local na redução da sobrecarga nas regiões adjacentes.

Logo, a facilidade de escolhas para projeção de cada item do sistema, torna-se muito interessante para o usuário possa ter comparações e melhores decisões para incluir no sistema.

As metodologias apresentaram variações mínimas entres eles e em relação as medidas de irradiação e efetividade que apresenta a região em estudo, com uma eficiência que varia de (4,51 – 4,71 – 4,82) kWh/m²/dia dos respectivos *softwares* em estudo.

Para o bom desenvolvimento do trabalho, todos os *softwares* atendem as expectativas, mas o *software* que teve uma metodologia que melhor atendeu o autor foi o *PVSyst*, devido a sua análise de dimensionamento e desempenho de graus confiantes dos resultados, além de poder estratificar cada passo do devido projeto. Por fim, o potencial da geração elétrica a partir dos sistemas solares fotovoltaicos isolados da rede

elétrica demonstrou-se bastante promissor. Grande parte disto, deve-se ao fato dos altos índices de radiação solar no Brasil, das novas tecnologias que implicaram no aumento da eficiência dos módulos de geração.

Como sugestão de futuros trabalhos, destaca-se:

Comparação da curva característica do módulo degradado com o módulo com suas características elétricas nominais (dados do fabricante) através de ensaios elétricos.

A realização de um estudo da influência da degradação dos módulos fotovoltaicos no retorno do investimento (*payback*) ao longo do tempo.

A avaliação de outros tipos de inversores, preferencialmente etiquetados pelo INMETRO e cargas com diferentes potências e perfis.

Avaliação de outras tecnologias de baterias.

Avaliação da influência do controlador de carga na geração, frente a diferentes perfis de demanda.

Comparação entre controladores com e sem SPMP, sob diferentes regimes de irradiância e irradiação solar e carga.

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

ABINEE - Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica, 2012, “Propostas Para Inserção Da Energia Solar Fotovoltaica Na Matriz Elétrica Brasileira”, Disponível em: <<http://www.abinee.org.br/informac/arquivos/profotov.pdf>>. Acesso em: 17 Abr. 2017.

ADAMS, W. G. e DAY, R. E., 1877, “The Action of Light on Selenium”. In: *Philosophical Transaction*, v. 167. *Proceedings of the Royal Society, London*. A25:113. doi:10.1098.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (BRASIL), 2008, “*Atlas de energia elétrica do Brasil*”. 3. ed. Brasília: ANEEL, 2008. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/atlas3ed.pdf>>. Acesso em: 17 abr. 2017.

ASKARZADEH, A., 2017, “Distribution generation by photovoltaic and diesel generator systems: Energy management and size optimization by a new approach for a stand-alone application”, In: *Energy*, v. 122, pp. 542-551, ISSN 0360-5442, <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2017.01.105>.

AYOP, R., ISA, N. M., TAN, C. W., 2017, “Components sizing of photovoltaic stand-alone system based on loss of power supply probability”, In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, ISSN 1364-0321, <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2017.06.079>.

AYOP, R., ISA, N. M., TAN, C. W., 2017, “Components sizing of photovoltaic stand-alone system based on loss of power supply probability”, *Renewable and Sustainable Energy Review*, ISSN 1364-0321.

BELMILI, H. e. a., 2014, “Sizing stand-alone photovoltaic–wind hybrid system: Techno-economic analysis and optimization”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 30, pp. 821-832. ISSN 1364-0321.

BELMILI, H., HADDADI, M., BACHA, S., ALMI, M. F., BENDIB, B., 2014, “Sizing stand-alone photovoltaic–wind hybrid system: Techno-economic analysis and optimization”, In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 30, pp. 821-832, ISSN 1364-0321, <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2013.11.011>.

BHANDARI, B. e. a., 2014, “A novel off-grid hybrid power system comprised of solar photovoltaic, wind, and hydro energy sources” *Applied Energy*, v. 133, pp. p. 236-242. ISSN 0306-2619

BOKALIC, M., TOPIC, M., 2015, "Spatially Resolved Characterization in Thin-Film Photovoltaics", SpringerBriefs in Electrical and Computer Engineering. ISSN 2191-8112

BOUABDALLAH, A., OLIVIER, J.C., BOURGUET, S., MACHMOUM, M., SCHAEFFER, E., 2015, "Safe sizing methodology applied to a standalone photovoltaic system", In: Renewable Energy, v. 80, pp. 266-274, ISSN 0960-1481, <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2015.02.007>.

BOUKENOUI, R. e. a., 2016, "A new intelligent MPPT method for stand-alone photovoltaic systems operating under fast transient variations of shading patterns". Solar Energy, v. 124, pp. 124-142. ISSN 0038-092X

BRANCO, J. R., 2003, "Desenvolvimento de Insumos para Utilização na Fabricação de Células Solares". In: 2º. Congresso de Inovação em Tecnológica em Energia Elétrica, Anais do 2º.CITENEL, pp. p.534-537, Belo Horizonte, MG, Brasil.

CARMO, D. L., 2014, "Metodologia para identificação de potenciais usuários de conversão fotovoltaica: estudo de caso de grandes clientes de uma concessionária de energia elétrica". M.Sc. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

CARVALHO, C. R. F., 2013. *Sistema Fotovoltaico Isolado: Uma Aplicação Prática no Projeto Xapuri*. M.Sc. Universidade Federal de Lavras, Belo Horizonte, MG, Brasil.

CASTELLANOS, J. G., WALKER, M., POGGIO, D., POURKASHANIAN, M., NIMMO, W., 2015, "Modelling an off-grid integrated renewable energy system for rural electrification in India using photovoltaics and anaerobic digestion", In: Renewable Energy, v. 74, pp. 390-398, ISSN 0960-1481, <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2014.08.055>.

CAVALCANTE, A. S., QUEIROZ, S., 2012, "O desafio da sustentabilidade energética no interior amazônico". In: Anais do II Seminário Internacional de Ciências do Ambiente e Sustentabilidade na Amazônia, Manaus: EDUA, v. 2, pp 412-427, Manaus, Amazonas, Brasil.

CAVALCANTI, M. C., OLIVEIRA, K. C., AZEVEDO, M. S., NEVES, A. S., 2008, "Comparative study of maximum power point tracking techniques for photovoltaics system". Revista da Associação Brasileira de Eletrônica de Potência-SOBRAEP, v. 13, no. 3, Agosto, pp 141-146.

CEPEL - CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA, 2000, “*Atlas Solarimétrico do Brasil : banco de dados solarimetricos*”. CRECESB - Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito, 2000. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Atlas_Solarimetrico_do_Brasil_2000.pdf>. Acesso em: 17 Abr. 2017.

CEPEL - CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA, 2013, “Atlas do Potencial eólico Brasileiro: Simulações 2013 / CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, Rio de Janeiro: CEPEL, 2017, pp 50.

CEPEL - CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA, 2014, “*Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos*”. CRECESB - Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito, 2014. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf>. Acesso em: 17 Abr. 2017.

CEPEL - CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA, 2017, “*Potencial Solar - SunData*”. CRECESB - Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito, 2017. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>>. Acesso em: 17 Abr. 2017.

CHAUHAN, A., SAINI, R. P., 2016, “Techno-economic optimization based approach for energy management of a stand-alone integrated renewable energy system for remote areas of India”, *Energy*, v 94, pp 138-156, ISSN 0360-5442, <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2015.10.136>.

DRIR, N., BARAZANE, L., LOUDINI, M., 2014, "Comparative study of maximum power point tracking methods of photovoltaic systems”, *International Conference on Electrical Sciences and Technologies in Maghreb (CISTEM)*, Tunis, 2014, pp. 1-5. doi: 10.1109/CISTEM.2014.7077055.

DUFFIE, J. A.; BECKMAN, W. A., 2013, *Solar engineering of thermal processes*. John Wiley & Sons.

DUFO-LÓPEZ, R., CRISTÓBAL-MONREAL, I. R., YUSTA, J. M, 2016, “Stochastic-heuristic methodology for the optimisation of components and control variables of PV-wind-diesel-battery stand-alone systems”, In: *Renewable Energy*, v. 99, pp. 919-935, ISSN 0960-1481, <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2016.07.069>.

DUFO-LÓPEZ, R., LUJANO-ROJAS, J. M., BERNAL-AGUSTÍN, J. L., 2014. “Comparison of different lead–acid battery lifetime prediction models for use in simulation of stand-alone photovoltaic systems”. *Applied Energy*, v. 115, pp. 242-253. ISSN 0306-2619.

EIS JUNIOR, E. M. dos, 2015. *Avaliação do programa “Luz para todos” no Estado do Amazonas sob o aspecto da qualidade da continuidade do serviço de energia elétrica*. Tese de D.Sc, PPGCEM/UFAM, Manaus, AM, Brasil.

EL-BARBARI, S., HOFMANN, W., 2000, "Digital control of a four leg inverter for standalone photovoltaic systems with unbalanced load", In: *26th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society. IECON 2000. 2000 IEEE International Conference on Industrial Electronics, Control and Instrumentation*. 21st Century Technologies, Nagoya, 2000, pp. 729-734 vol.1. doi: 10.1109/IECON.2000.973239

ENSLIN, J. H. R., SNYMA, D. B., 1991, “Combined Low-Cost, High-Efficient Inverter, Peak Power Tracker and Regulator for PV Applications”. In: *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 6, pp. pp. 73 - 82. doi: 10.1109/63.65005

ENSLIN, J. H. R., WOLF, M. S., SNYMAN, D. B., SWIEGERS, W., 1997, “Integrated Photovoltaic Maximum Power Point Tracking Converter”. In: *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 44, pp. 769 - 773. doi: 10.1109/41.649937

ESTEVES, E. N., 2014, “Estudo da viabilidade técnica e econômica para geração de energia elétrica utilizando painel fotovoltaico em uma residência no interior de São Paulo”. M.Sc. Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, PR, Brasil.

FERNANDES, N. A. C., 2016, “Análise de Rastreadores Fotovoltaicos Aplicados à Sistemas de Carregamento de Baterias Baseado no Conversor Buck”, M.Sc. Universidade Federal de Viçosa, Viçosa, Minas Gerais, Brasil.

FIGUEIREDO, G., ZILLES, R., 2016, “Degradação induzida pelo potencial em módulos fotovoltaicos”, In: Congresso Brasileiro de Energia Solar, Recife, PB, Brasil.

FIGUEIREDO, M. F., 2014, “Estudo sobre a viabilidade de implantação de painéis fotovoltaicos para geração de energia elétrica residencial na Região do Vale do São Francisco”. In: *Departamento de Engenharia Mecânica. Universidade Federal do Vale do São Francisco – UNIVASF*.

FRITTS, C. E., 1833, “On a New Form of Selenium Photocell”. *American J. of Science*, v. 26, p. 465. Disponível em: <<http://www.pveducation.org/node/310>>. Acesso em: 17 Abr. 2017.

GOETZBERGER, A., HEBLING, C., SCHOCK, H.-W., 2003, “Photovoltaic Materials: History, Status and Outlook”. *Materials Science and Engineering*, v. 40, Issue 1, 2003, pp 1-46. ISSN 0927-796X

GRANQVIST, C. G., 2007, "Transparent Conductors as Solar Energy Materials: Panoramic Review". v. 91, ed. 17, 2007, pp. 1529-1598. ISSN 0927-0248

GRUBB, M.J. and MEYER, N.I., 1993, "*Wind Energy: Resources, Systems and Regional Strategies*". In: Johansson, T.B., Kelly, H., Reddy, A.K.N. and Williams, R.H., Eds., *Renewable Energy: Sources for Fuels and Electricity*, Island Press, Washington DC, 157-212.

IBRAHIM, I. A., KHATIB, T., MOHAMED, A., 2017, "Optimal sizing of a standalone photovoltaic system for remote housing electrification using numerical algorithm and improved system models", In: *Energy*, v. 126, pp. 392-403, ISSN 0360-5442, <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2017.03.053>.

IMHOFF, J., 2007, "Desenvolvimento de Conversores Estáticos para Sistemas Fotovoltaicos Autônomos". M.Sc. Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, SC, Brasil.

ISHENOGOMA, F. M., NORUM, L. E., 2002, "Design and implementation of a digitally controlled stand-alone photovoltaic power supply". In: *Nordic Workshop on Power and Industrial Electronics*. Norwegian University of Science and Technology, pp. 1-5.

HONSON CONTROLS, 2008, "*Manual Técnico Bateria estacionária FREEDOM®*". Disponível em: <http://www.logik.com.br/download/ManualTecnicoBateriasFreedom.pdf>. Acesso em: 17 Abr. 2017.

JUCÁ, S., CARVALHO, P., 2013, *Métodos de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos: Aplicações em dessalinização*. Espaço Científico Livre Projetos e editoriais, 1ª edição. Creative Commons. Duque de Caxias, RJ, Brasil.

KAABECHE, A., IBTIOUEN, R., 2014, "Techno-economic optimization of hybrid photovoltaic/wind/diesel/battery generation in a stand-alone power system". *Solar Energy*, v. 103, pp. p. 171-182. ISSN 0038-092X.

KHATIB, T., IBRAHIM, I. A., MOHAMED, A., 2016, "A review on sizing methodologies of photovoltaic array and storage battery in a standalone photovoltaic system", In: *Energy Conversion and Management*, v. 120, pp. 430-448, ISSN 0196-8904, <http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2016.05.011>.

KOLLING, E. M. et al., 2004, “Análise Operacional de um Sistema Fotovoltaico de Bombeamento de Água.. *Engenharia Agrícola, Jaboticabal*, v.24, n.3, pp. 527-535. ISSN 0100-6916.

LEE, M., SOTO, D., MODI, V., 2014, “Cost versus reliability sizing strategy for isolated photovoltaic micro-grids in the developing world”. *Renewable Energy*, v. 69, pp. p. 16-24. ISSN 0960-1481.

LEITE, D. S., 2012, “Degradação Induzida pelo potencial (PID) em módulo fotovoltaico”. M.Sc. FEUP - Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto. Porto, Portugal.

LUQUE, A.; HEGEDUS, S., 2011, *Handbook of photovoltaic science and engineering*. 2nd ed. United Kingdom: John Wiley & Sons, p. 1162 p.

MA, T., YANG, H., LU, L., 2013, “Performance evaluation of a stand-alone photovoltaic system on an isolated island in Hong Kong”. In: *Applied Energy*, Volume v. 112, pp. p. 663-672. ISSN 0306-2619.

MACEDO, W. N., 2006, “Análise do fator de dimensionamento do inversor (FDI) aplicado a sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR)”. D.Sc - Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2006. doi:10.11606/T.86.2006.tde-29112006-153307.

MACIEL, W. J., 1991, “Astronomia e Astrofísica”. IAG/USP, pp. 316, São Paulo, Brasil. ISBN 85-85047-05-4, IAG/USP.

MALEKI, A., ASKARZADEH, A., 2014, “Comparative study of artificial intelligence techniques for sizing of a hydrogen-based stand-alone photovoltaic/wind hybrid system”. In: *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 39(n. 19), pp. 9973-9984. ISSN 0360-3199.

MAMAGHANI, A. H., ESCANDON, S. A. A., NAJAFI, B., SHIRAZI, A., RINALDI, F., 2016, “Techno-economic feasibility of photovoltaic, wind, diesel and hybrid electrification systems for off-grid rural electrification in Colombia”, In: *Renewable Energy*, v. 97, pp. 293-305, ISSN 0960-1481, <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2016.05.086>.

MARTINS, D. C., 2000, “Conversores Estáticos de Potência Utilizados no Processamento da Energia Solar Fotovoltaica”. In: *Conferência Internacional de Aplicações Industriais*, vol 2, pp. 67-77.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2008, “Sistemas Híbridos: Soluções Energéticas para a Amazônia”. Brasília: Ministério de Minas e Energia. Disponível em: <https://www.mme.gov.br/luzparatodos/downloads/Solucoes_Energeticas_para_a_Amazonia_Hibrido.pdf>. Acesso em: 17 Abr. 2017.

MORAES, G. R., MOEHLECKE, A., ZANERCO, I., ANDRADE, A. d., 2009, “Sistemas fotovoltaicos isolados”. In: X Salão de Iniciação Científica – PUCRS, pp. 1142-1144.

MUHSEN, D. H., GHAZALI, A. B., KHATIB, T., ABED, I. A., NATSHEH, E. M., 2016, “Sizing of a standalone photovoltaic water pumping system using a multi-objective evolutionary algorithm”, In: Energy, v. 109, pp. 961-973, ISSN 0360-5442, <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2016.05.070>.

NELSON, J., 2003, The Physics of Solar Cells. Imperial College Press, UK.

NEOSOLAR, 2016, “Sistemas de energia solar fotovoltaica e seus componentes”. Disponível em: <<https://www.neosolar.com.br/aprenda/saiba-mais/sistemas-de-energia-solar-fotovoltaica-e-seus-componentes>>. Acesso em: 17 Abr. 2017.

PINHO, J. T. et al., 2008, “Sistemas híbridos - Soluções energéticas para a Amazônia”, 1. ed. Brasília, Brasil: Ministério de Minas e Energia, p. 396 p.

PINHO, J. T., GALDINO, M. A., 2014, Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. Grupo de Trabalho de Energia Solar–GTES. Rio de Janeiro.

PORTAL SOLAR, 2016, “Tipos de painel solar fotovoltaico”. Disponível em: <<http://www.portalsolar.com.br/tipos-de-painel-solar-fotovoltaico.html>>. Acesso em: 17 Abr. 2017.

PROENÇA, F. P. H., 2007, “Tecnologia para Texturização Hemisférica Suave de Células Solares Fotovoltaicas”. M.Sc. Universidade Federal de Minas Gerais. Belo Horizonte, MG, Brasil.

RATH, J. K., 2003, “Low Temperature Polycrystalline Silicon: a Review on Deposition, Physical Properties and Solar Cell Applications”. In: Solar Energy Materials & Solar Cells 76, Volume Netherlands, p. 431–487. ISSN 0927-0248.

RAWAT, R., KAUSHIK, S.C., LAMBA, R., 2016, “A review on modeling, design methodology and size optimization of photovoltaic based water pumping, standalone

and grid connected system”, In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 57, pp. 1506-1519, ISSN 1364-0321, <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.228>.

REKIOUA, D., BENSMAIL, S., BETTAR, N., 2014, “Development of hybrid photovoltaic-fuel cell system for stand-alone application”. In: *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 39, Issue 3, pp. 1604-1611, ISSN 0360-3199, <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2013.03.040>.

REZZOUK, H., MELLIT, A., 2015, “Feasibility study and sensitivity analysis of a stand-alone photovoltaic–diesel–battery hybrid energy system in the north of Algeria”. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume v. 43, pp. 1134-1150. ISSN 1364-0321.

ROSEMBACK, R. H., 2004, "Conversor CC-CC Bidirecional Buck-Boost Atuando como Controlador de Carga de Baterias em um Sistema Fotovoltaico". M.Sc. Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, MG, Brasil.

RUTHER, R., 1999, “Panorama Atual da Utilização da Energia Solar Fotovoltaica e O Trabalho do Labsolar nesta Área”. *LABSOLAR - Laboratório de Energia Solar*, v. 1, p. 9-26. Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC, Florianópolis/SC.

SANDWELL, P., CHAN, N. L. A., FOSTER, S., NAGPAL, D., EMMOTT, C. J. M., CANDELISE, C., BUCKLE, S. J., EKINS-DAUKES, N., GAMBHIR, A., NELSON, J., 2016, “Off-grid solar photovoltaic systems for rural electrification and emissions mitigation in India”, In: *Solar Energy Materials and Solar Cells*, v. 156, pp. 147-156, ISSN 0927-0248, <http://dx.doi.org/10.1016/j.solmat.2016.04.030>.

SEGUEL, J. I. L., 2009, “Projeto de um sistema fotovoltaico autônomo de suprimento de energia usando técnica MPPT e controle digital”. M.Sc. Universidade Federal de Minas Gerais, Escola de Engenharia. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. Belo Horizonte, MG, Brasil.

SEMAOUI, S., ARAB, A. H., BACHA, S., AZOUI, B., 2013, “Optimal sizing of a stand-alone photovoltaic system with energy management in isolated areas”. In: *Energy Procedia*, Volume v. 36, pp. 358-368. ISSN 1876-6102.

SHAH, A. et al., 1999, “Photovoltaic technology: the case for thin film solar cells”. In: *Science* 285, pp. 692-698.

SHEZAN, SK. A., JULAI S., KIBRIA, M. A., ULLAH, K. R., SAIDUR, R., CHONG, W. T., AKIKUR, R. K., 2016, “Performance analysis of an off-grid wind-PV

(photovoltaic)-diesel-battery hybrid energy system feasible for remote areas”, In: *Journal of Cleaner Production*, v. 125, pp. 121-132, ISSN 0959-6526, <http://dx.doi.org/10.1016/j.jclepro.2016.03.014>.

SILVA, S. B., SEVERINO, M. M., DE OLIVEIRA, M. A. G., 2013, A stand-alone hybrid photovoltaic, fuel cell and battery system: A case study of Tocantins, Brazil. *Renewable energy*, v. 57, pp. 384-389. ISSN 0960-1481.

SUBUDHI; B., PRADHAN, R., 2013, "A Comparative Study on Maximum Power Point Tracking Techniques for Photovoltaic Power Systems", In: *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, v. 4, no. 1, pp. 89-98, Janeiro 2013. doi: 10.1109/TSTE.2012.2202294

TORREGLOSA, J. P. e. a., 2015, “Energy dispatching based on predictive controller of an off-grid wind turbine/photovoltaic/hydrogen/battery hybrid system. In: *Renewable Energy*, v. 74, pp. 326-336. ISSN 0960-1481.

VILLALVA, G. M., GAZOLI, J. R., 2015, *Energia solar fotovoltaica; conceitos e aplicações*, 2ª Edição. Editora Érica Ltda. São Paulo.

ANEXO I

Tabela I.1 - Tecnologia das células solares.

Material	Custo	Tecnologia
Silício monocristalino (<i>m-Si</i>)	(+++) ⁴	Substrato Cristalino
Silício policristalino (<i>p-Si</i>)	(++) ⁵	Filme fino
Silício amorfo (<i>a-Si</i>)	(+) ⁶	Filme fino

Fonte: Adaptado de IMHOFF (2007).

Tabela I.2 - Eficiências para células solares de Silício.

Material	Eficiência da Célula η_z (Laboratório)	Eficiência da Célula η_z (Produção)	Eficiência da Célula η_m (Produção em Série)
Silício monocristalino	24,7%	18%	14%
Silício policristalino	19,8%	15%	13%
Silício amorfo*	13%	10,5%	7,5%

Fonte: Adaptado de IMHOFF (2007).

⁴ Alto custo relativo

⁵ Médio custo relativo

⁶ Baixo custo relativo

* no estado estável

ANEXO II

Tabela II.1 - Dados referentes ao local de estudo.

	<i>Un.</i>	<i>Localização dos dados climáticos</i>	<i>Local das instalações</i>
Nome		Brasil – AM – Itacoatiara	Brasil – AM – Itacoatiara
Latitude	°N	-3,1	-3,1
Longitude	°E	-58,4	-58,4
Zona Climática	-	1A – Muito quente - Úmido	1A – Muito quente - Úmido
Elevação	m	40	0

Fonte: Adaptado de *SOFTWARE RETSCREEN EXPERT*.

Tabela II.2 - Dados de radiação diária média mensal em kWh/m²dia das cidades comparadas.

	Itacoatiara	Manaus	Parintins
Latitude	3,1° S	3,1° S	2,6° S
Longitude	58,441666° O	60,025° O	56,735833° O
Distância (Km)	4,8	175,8	199,3
Jan	3,81	4,45	4,39
Fev	3,89	4,51	4,19
Mar	3,75	4,52	4,47
Abr	3,78	4,50	4,28
Mai	4,14	4,44	4,44
Jun	4,17	4,73	4,56
Jul	4,89	5,12	5,31
Ago	5,17	5,64	5,97
Set	4,78	5,64	5,67
Out	4,39	5,48	5,81
Nov	4,33	5,26	5,44
Dez	3,97	4,79	4,94
Média	4,26	4,92	4,96
Delta	1,42	1,20	1,78

Fonte: Adaptação *SUNDATA*.

ANEXO III

Tabela III.1 - Dados de radiação diária média mensal em kWh/m²dia por inclinações – Itacoatiara.

	Plano Horizontal	Ângulo igual a latitude	Maior média anual	Maior mínimo mensal
Inclinação	0° N	3° N	6° N	0° N
Jan	3,81	3,75	3,69	3,81
Fev	3,89	3,86	3,82	3,89
Mar	3,75	3,75	3,73	3,75
Abr	3,78	3,81	3,83	3,78
Mai	4,14	4,21	4,27	4,14
Jun	4,17	4,26	4,35	4,17
Jul	4,89	5,00	5,10	4,89
Ago	5,17	5,24	5,30	5,17
Set	4,78	4,79	4,80	4,78
Out	4,39	4,36	4,32	4,39
Nov	4,33	4,27	4,20	4,33
Dez	3,97	3,90	3,83	3,97
Média	4,26	4,27	4,27	4,26
Delta	1,42	1,50	1,61	1,42

Fonte: Adaptado de SUNDATA.

Tabela III.2 - Dados Otimizados do Sistema Proposto.

	GlobHor	GlobE _f	E Avail	EUnuse _d	E User	E Load	SolFrac
	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	kWh	kWh	
January	139,1	129,4	793	0,0	820,4	820,4	0,953
February	129,0	122,2	744	31,4	740,9	741,0	0,882
March	140,8	136,0	823	24,0	820,4	820,4	1,000
April	141,1	138,8	853	7,6	793,9	793,9	1,000
May	135,6	135,5	830	13,9	820,4	820,4	1,000
June	144,0	145,6	898	70,6	793,7	793,9	1,000
July	159,3	161,2	983	135,3	820,1	820,4	1,000
August	168,1	167,6	1015	170,8	820,0	820,4	0,999
September	174,5	170,2	1032	218,2	793,4	793,9	0,999
October	162,4	155,0	942	142,2	820,1	820,4	1,000
November	143,3	134,1	825	0,0	793,9	793,9	1,000
December	133,7	124,2	770	0,0	820,5	820,4	0,961
Year	1770,8	1719,8	10509	813,9	9657,7	9659,4	0,983

Fonte: Adaptado de SOFTWARE PVSYST.

ANEXO IV

Tabela IV.1 - Comparação dos dados gerais dos *softwares*.

Descrição	Un.	SAM	PVSyst	RETScreen Expert
Cidade	-	Itacoatiara	Itacoatiara	Itacoatiara
Estado	-	Amazonas	Amazonas	Amazonas
Time Zone	GMT	-4	-4	-4
Latitude	°N	-3,11	-3,14	-3,1
Longitude	°E	-58,38	-58,44	-58,4
Altitude	m	33	23	40
Plane Tilt	°	6	6	6
Azimulth	°	0	0	0
Global Horizontal	kWh/m ² /da y	5,35	4,85	5,12
Global Efficiency	kWh/m ² /da y	4,51	4,71	4,82
Diffuse Horizontal	kWh/m ² /da y	2,14	3,75	4,26
Average Temperature	°C	26,8	26,4	26,6
Average wind speed	m/s	0,3	0,2	0
Software Objective	-	Desempenho e Financeiro	Dimensionamento e Desempenho	Análise de Custos/Riscos e Análise Ambiental
Irradiacion	kWh/yr	1254,32	1770,8	-
Array Temperature	°C	25,95	26,11	-
Annual Energy (year 1)	kWh	6843	9659,4	-
Global on Collector plane	kWh/m ²	-	-	-
System Production	kWh/yr	-	10509	-
Normalized prod.	kWh/kWp/y r	-	3,38	-
System Losses	kWh/kWp/y r	-	0,23	-
Payback period	yr	16,4	20	20
Debit	R\$	44.181,68	-	320.000,00
Capacity factor (year 1)	%	16,6	12,24	-
GEE reduction	tCO ₂	-	-	53,1

ANEXO V

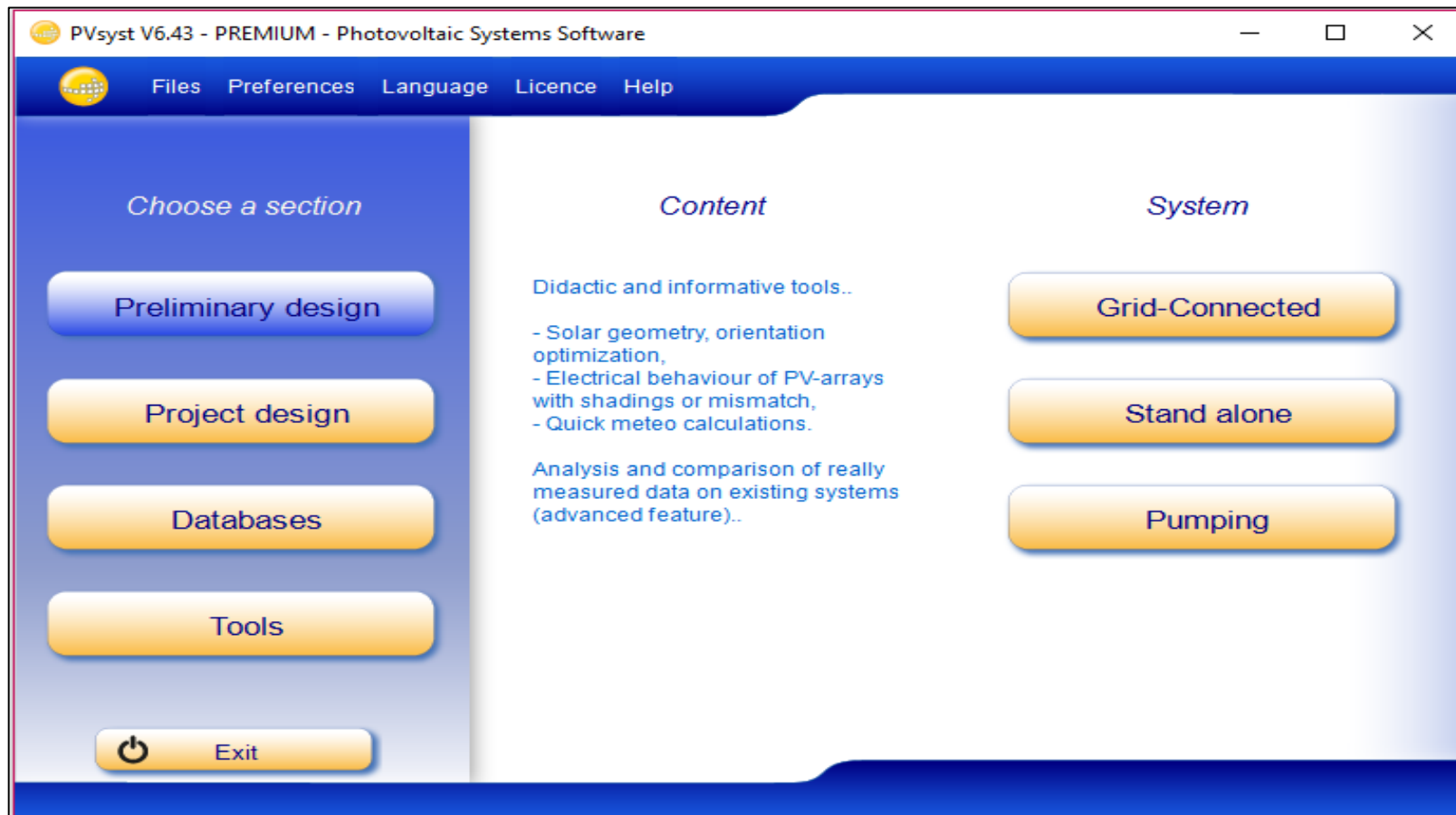


Figura V.1 - Tela principal do *software*.
Fonte: Adaptado de *SOFTWARE PVSYST*.

ANEXO VI



Figura VI.1 - Tela principal do *software* – Versão 6.0.7.55.
Fonte: Adaptado de *SOFTWARE RETSCREEN EXPERT*.

ANEXO VII

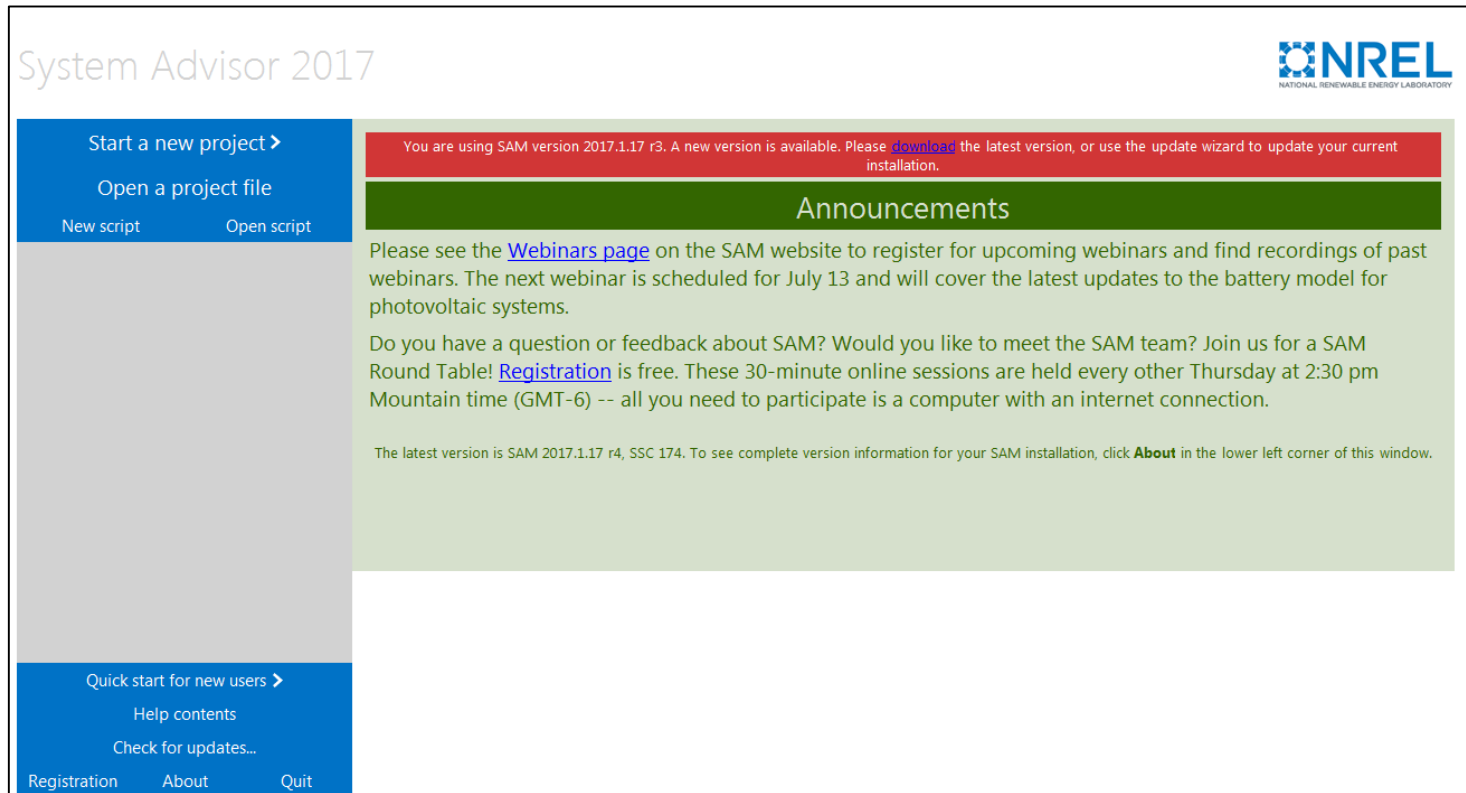


Figura VII.1 - Ponto de localização [1] 03° 08' 35" S - 58° 26' 39" O.

ANEXO VIII

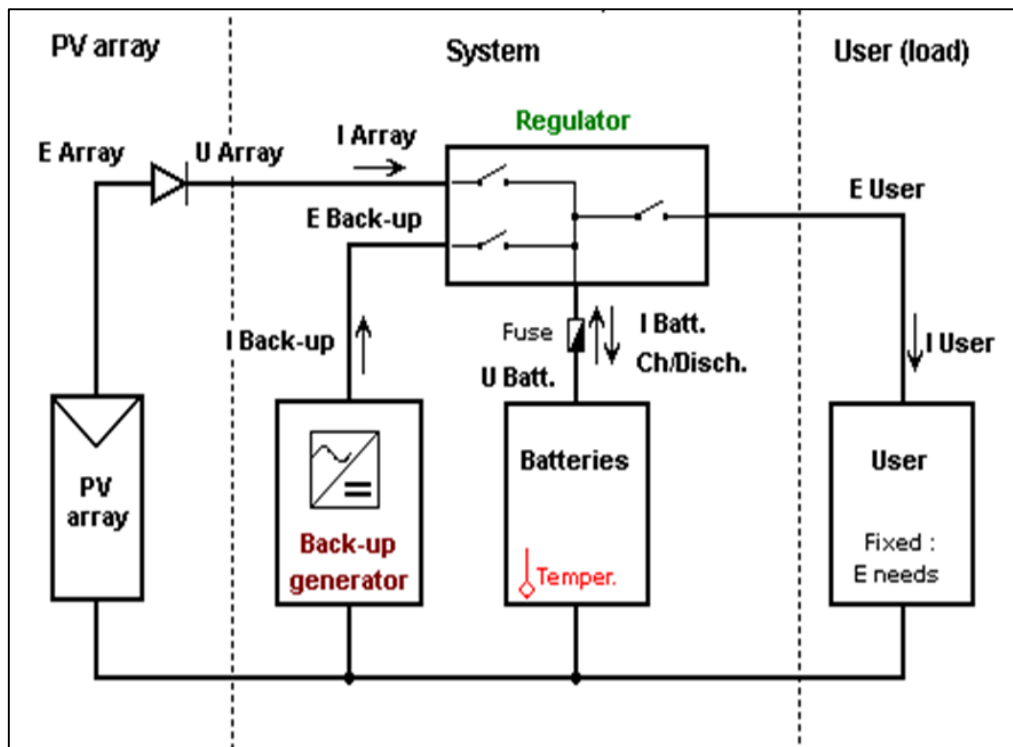


Figura VIII.1 - Arranjo do sistema fotovoltaico isolado.
 Fonte: Adaptado de *SOFTWARE PVSYSY*.

ANEXO IX

Geographical site parameters

Geographical Coordinates | Monthly meteo | Interactive Map

Location

Site name: Itacoatiara

Country: Brazil | Region: South America

Geographical Coordinates

Sun paths

	Decimal	Deg.	min.	
Latitude	-3.14 [°]	-3	8	(+ = North, - = South hemisph.)
Longitude	-58.44 [°]	-58	26	(+ = East, - = West of Greenwich)
Altitude	24	M above sea level		
Time zone	-4.0	Corresponding to an average difference		

Legal Time - Solar Time = 0h -5m

Print | Close

Figura IX.1 - Tela principal do *software*.
Fonte: Adaptado de *SOFTWARE PVSYST*.

ANEXO X

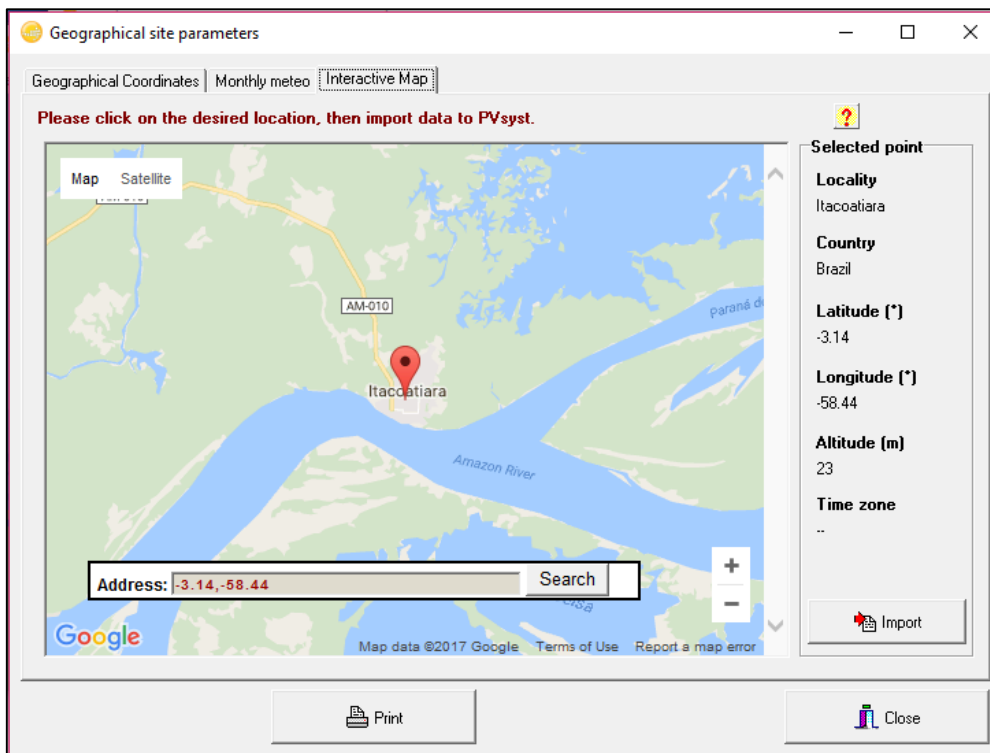


Figura X.1 - Localização do local de estudo.

ANEXO XI

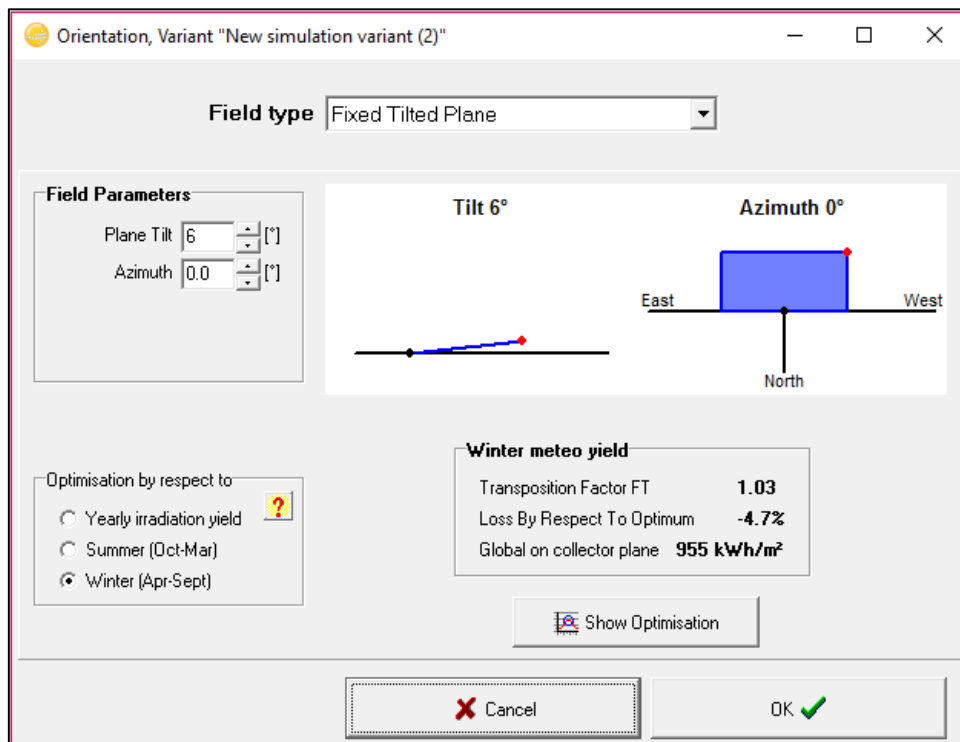


Figura XI.1 - Input do plano horizontal e inclinação.

ANEXO XII

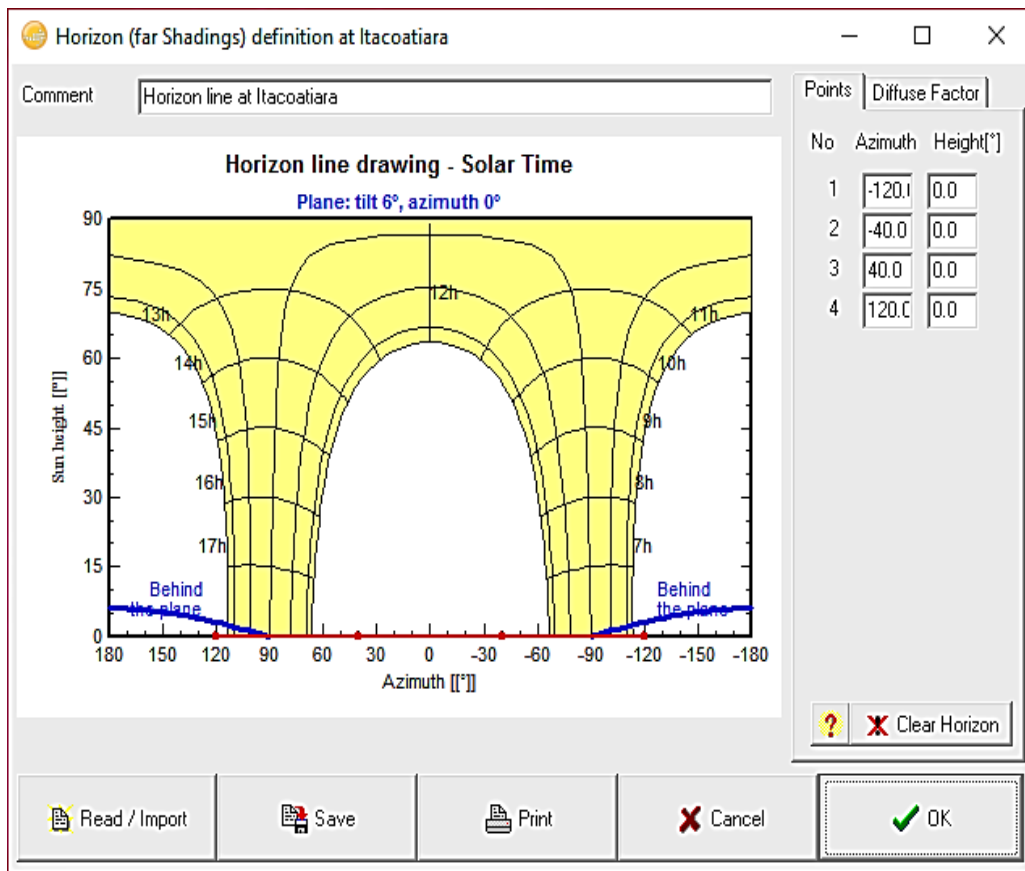


Figura XII.1 - Demonstração dos dados do relevo em relação ao horizonte.
Fonte: Adaptado de *SOFTWARE PVSYSY*.

ANEXO XIII

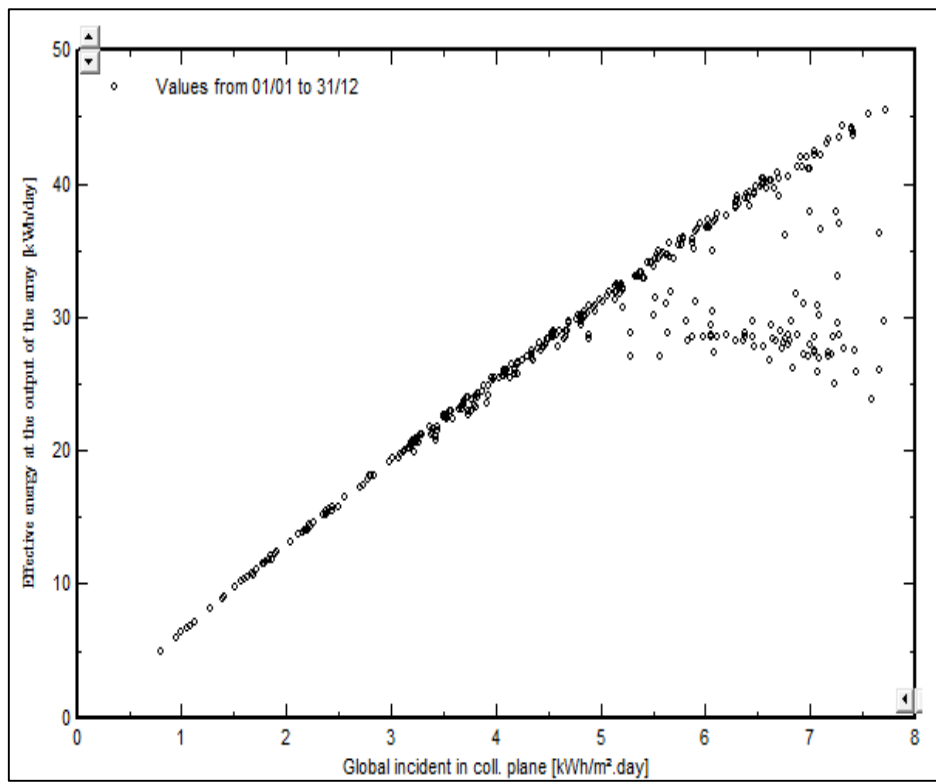


Figura XIII.1 - Energia efetiva na saída da matriz e a energia incidente global no plano do coletor.

ANEXO XIV

Simulation parameters	
Project	Projeto de Plantas Fotovoltaicas
Site	Itacoatiara
System type	Stand alone
Simulation	01/01 to 31/12 (Generic meteo data)
System	
PV modules	Poly 110 Wp 72 cells
Nominal Power	7.70 kWp
MPP Voltage	34.6 V
MPP Current	3.2 A
Battery:	Solar 12V / 160 Ah
Battery voltage	48 V
Total capacity	2560 Ah
Main results	
System Production	10509 kWh/yr
Specific prod.	1365 kWh/kWp/yr
Performance Ratio	0.693
Normalized prod.	3.38 kWh/kWp/day
Array losses	1.27 kWh/kWp/day
System losses	0.23 kWh/kWp/day

Figura XIV.1 - Predefinição do sistema isolado.
Fonte: Adaptado de *SOFTWARE PVSYS*.

ANEXO XV

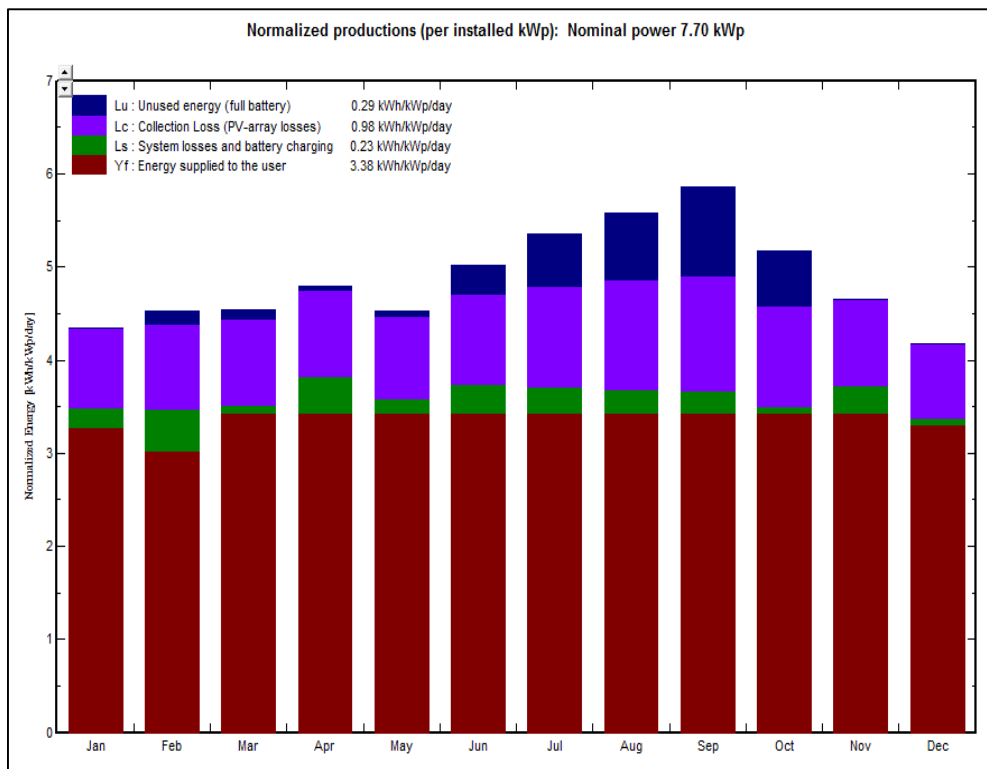


Figura XV.1 - Demonstrativo de energia necessária e perda do sistema.
Fonte: Adaptado de *SOFTWARE PVSYS*.

ANEXO XVI

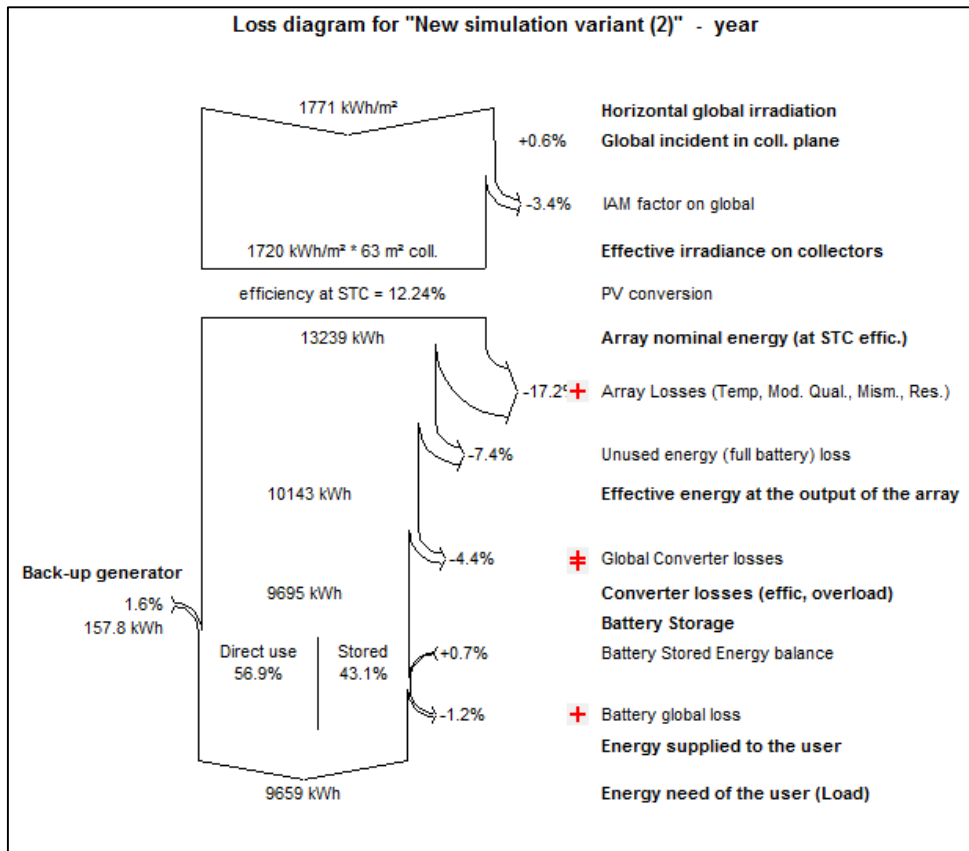


Figura XVI.1 – Diagramas de perdas do sistema.
 Fonte: Adaptado de *SOFTWARE PVSYST*.

ANEXO XVII

Informação sobre as instalações

Tipo de instalação	Usina	
Tipo	Fotovoltaica	
Descrição	100 kW	
Preparado para	Projeto Fotovoltaico Isolado - Itacoatiara	
Preparado por	Fernando Valente	
Nome do equipamento	Sistema Fotovoltaico	
Endereço	Endereço	
Cidade/Município	Itacoatiara	
Prov./Estado	AM	
País	Brasil	



Foto - Windwärts Energie, CC BY-NC-ND 2.0

Figura XVII.1 - Informações sobre instalação e tipo do projeto.
Fonte: Adaptado de *SOFTWARE RETSCREEN EXPERT*.

ANEXO XVIII

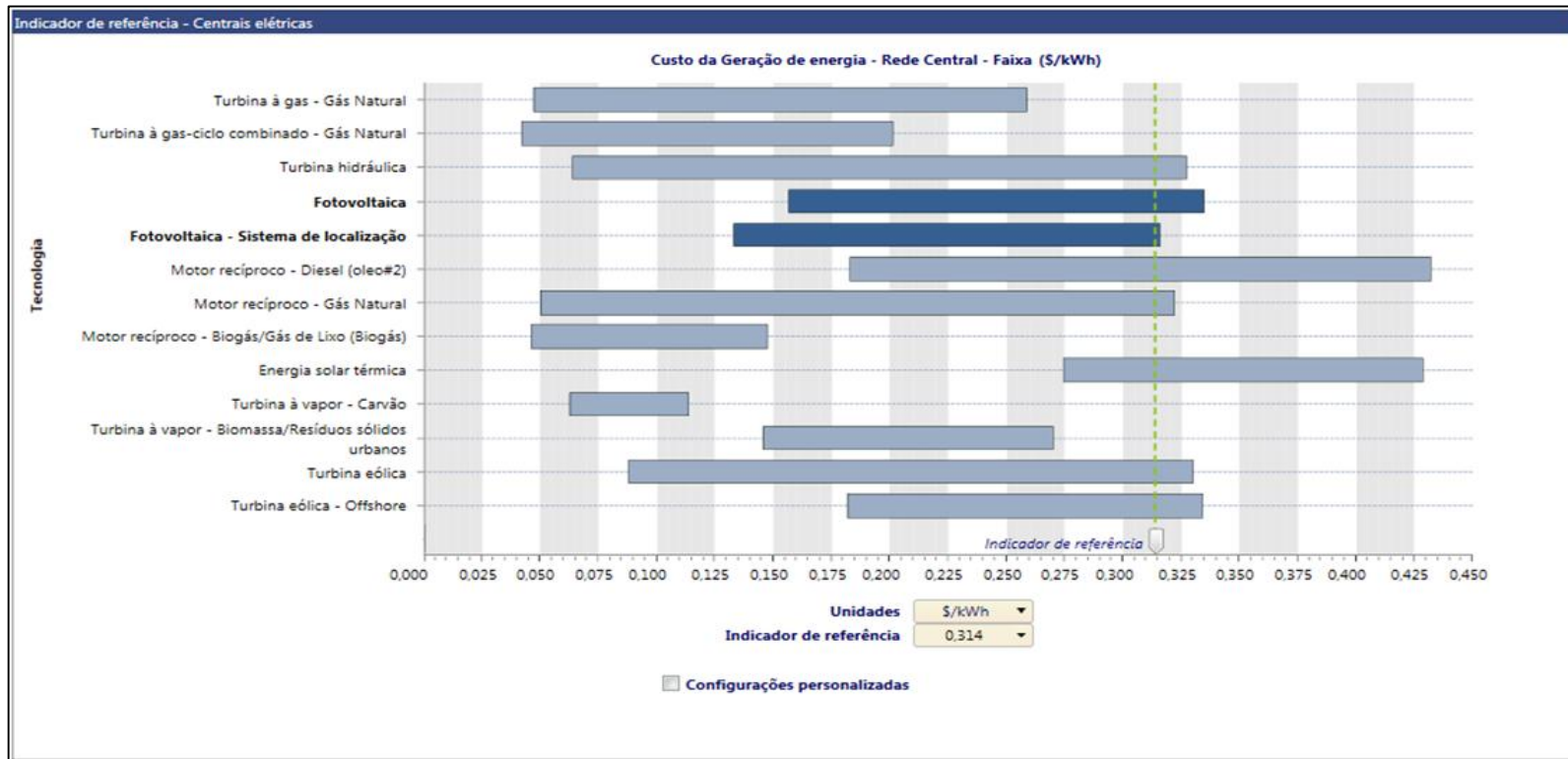


Figura XVIII.1 - Demonstração comparativa a valores pré-definidos pelo *software*.

ANEXO XIX

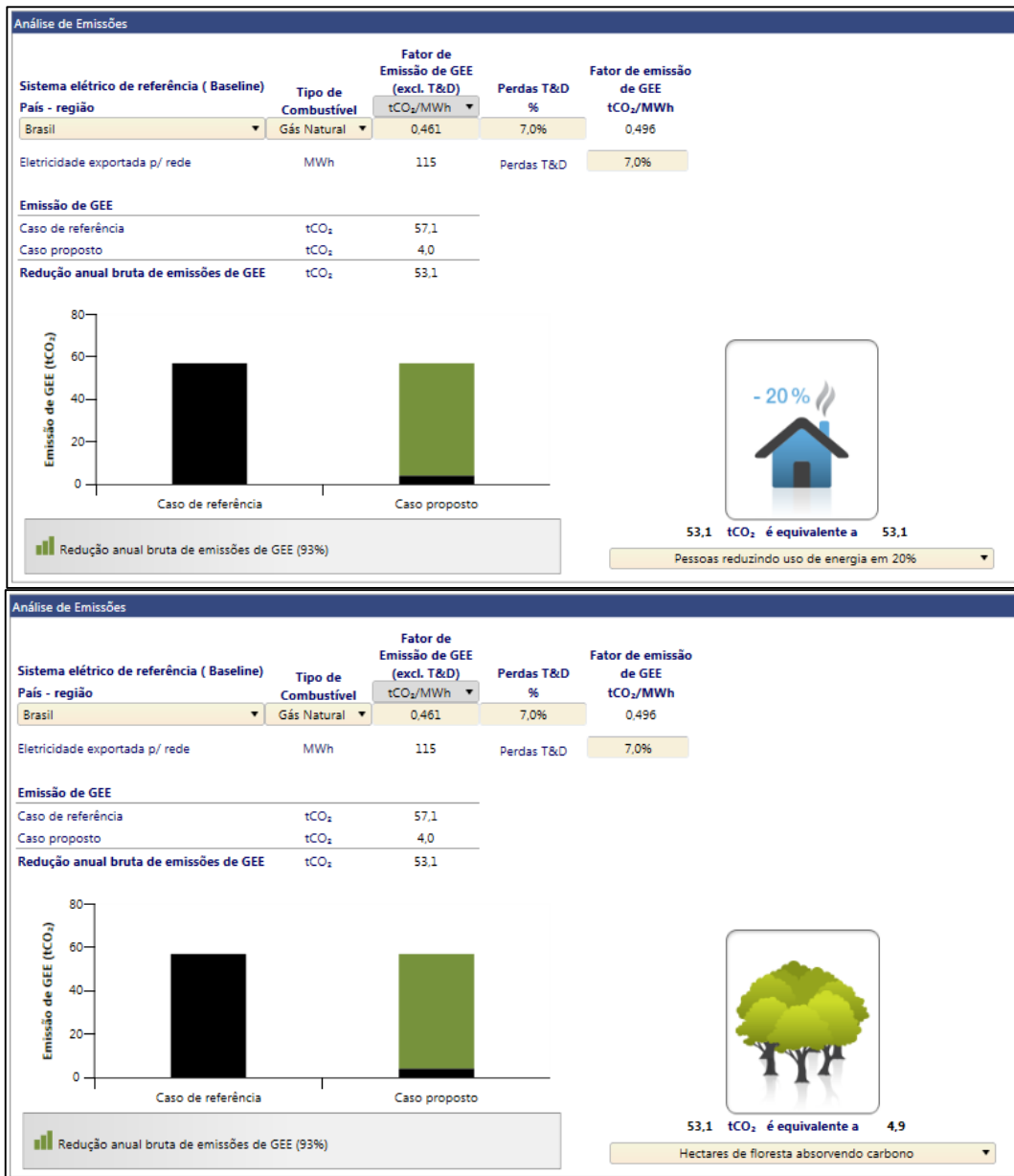


Figura XIX.1 - Demonstração a análise de emissão de gases.
 Fonte: Adaptado de *SOFTWARE RETSCREEN EXPERT*.

ANEXO XX



Figura XX.1 - Demonstração dos parâmetros financeiros.
 Fonte: Adaptado de *SOFTWARE RETSCREEN EXPERT*.

ANEXO XXI

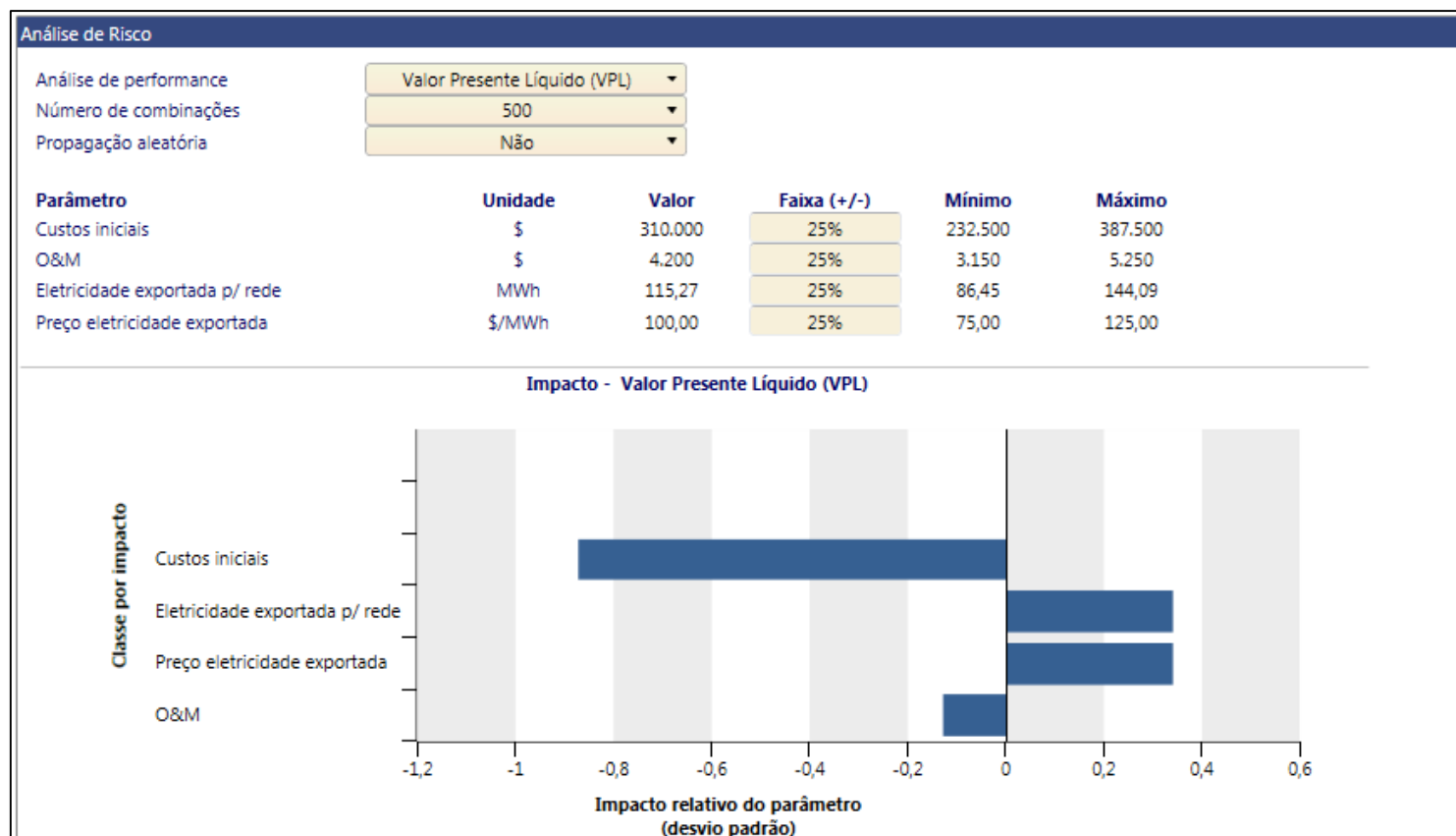


Figura XXI.1 - Demonstração da Análise de Risco.

ANEXO XXII

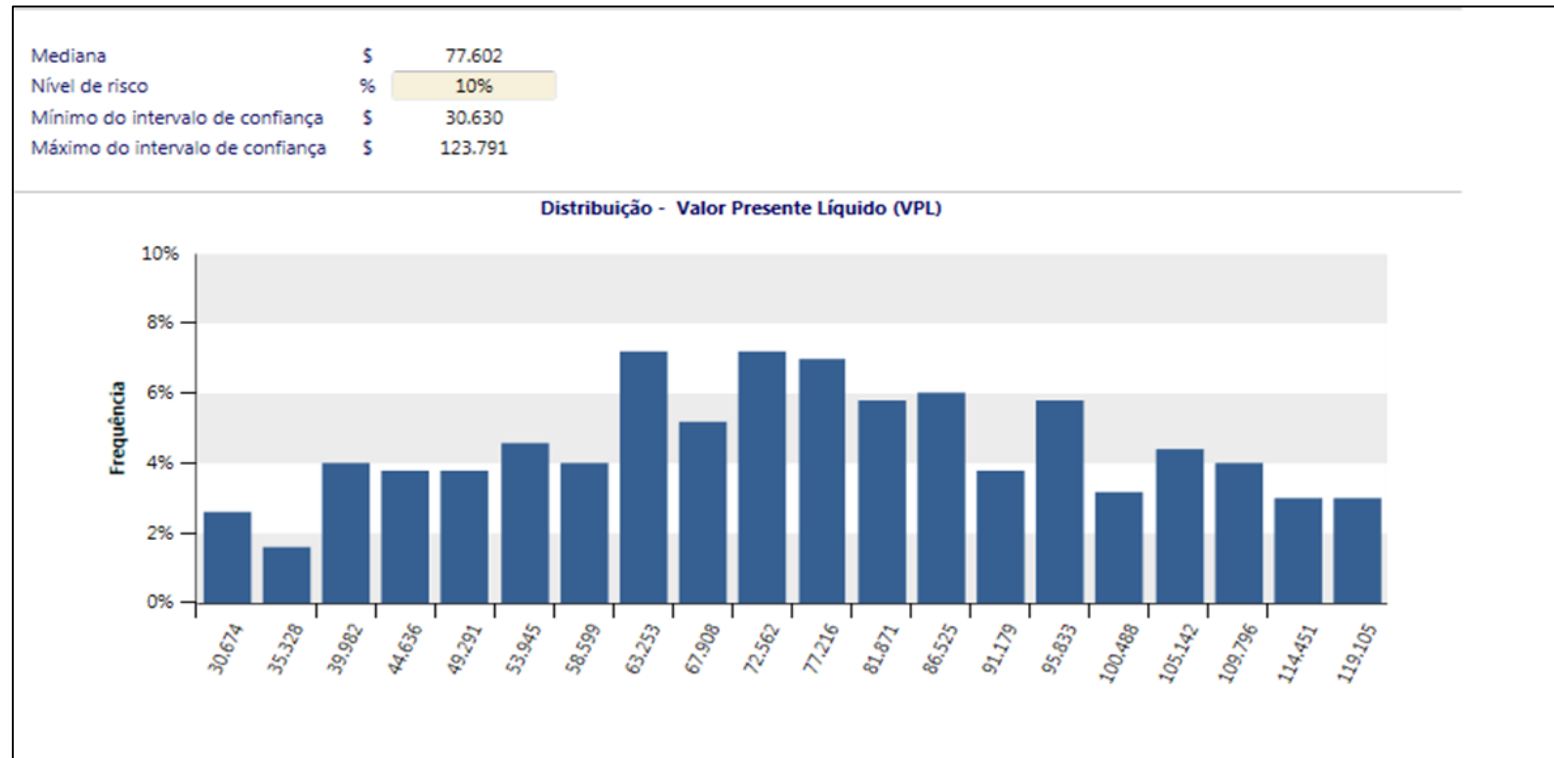


Figura XXII.1 - Demonstração do VPL relacionado com o Análise de Risco.

Fonte: Adaptado de *SOFTWARE RETSCREEN EXPERT*.

ANEXO XXIII

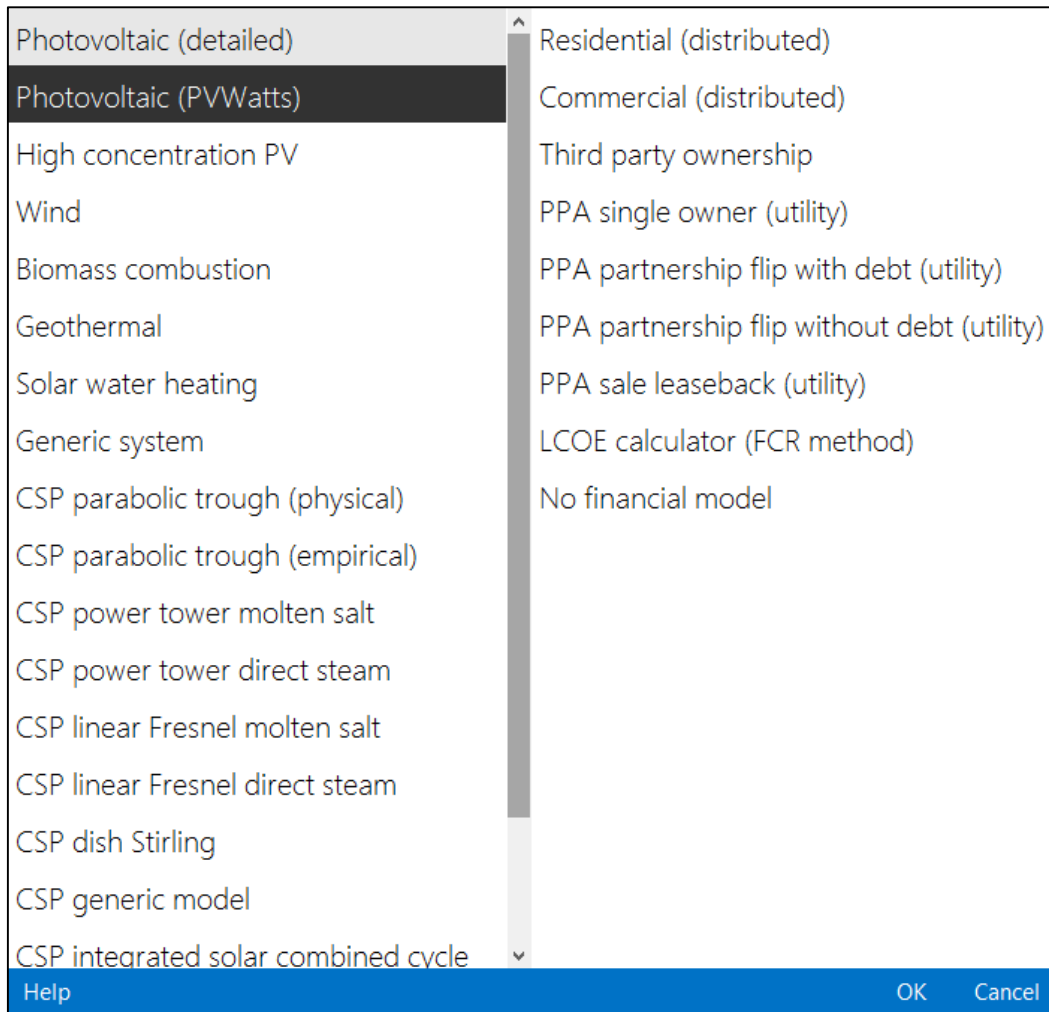


Figura XXIII. 1 - Tela inicial do modelo proposto.
Fonte: Adaptado de *SOFTWARE NREL SYSTEM ADVISOR MODEL*.

ANEXO XXIV

Photovoltaic Residential

CEC Performance Model with Module Database ▾

Location and Resource

Module

Inverter

System Design

Shading and Snow

Losses

Lifetime

Battery Storage

System Costs

Financial Parameters

Incentives

Electricity Rates

Electric Load

Search for: Name ▾

Name	I _{mp_ref}	V _{mp_ref}	A _c	N _s	I _{sc_ref}	V _{oc_ref}	gam [^]
SunPower SPR-X20-327-BLK	5.71	57.3	1.631	96	6.09	67.6	-0.3
SunPower SPR-X20-327-BLK-C-AC	5.71	57.3	1.631	96	6.09	67.6	-0.3
SunPower SPR-X20-327-C-AC	5.71	57.3	1.631	96	6.09	67.6	-0.3
SunPower SPR-X20-327-COM	5.71	57.3	1.631	96	6.09	67.6	-0.3
SunPower SPR-X20-445-COM	5.8	76.7	2.162	128	6.21	90.5	-0.3
SunPower SPR-X21-255	5.95	42.8	1.182	72	6.3	51	-0.3
SunPower SPR-X21-335	5.85	57.3	1.631	96	6.23	67.9	-0.3
SunPower SPR-X21-335-BLK	5.85	57.3	1.631	96	6.23	67.9	-0.3

Module Characteristics at Reference Conditions

Reference conditions: Total Irradiance = 1000 W/m², Cell temp = 25 C

SunPower SPR-X21-335-BLK

Nominal efficiency	20.5521 %	Temperature coefficients	
Maximum power (Pmp)	335.205 Wdc		-0.310 %/°C -1.039 W/°C
Max power voltage (Vmp)	57.3 Vdc		
Max power current (Imp)	5.8 Adc		
Open circuit voltage (Voc)	67.9 Vdc		-0.250 %/°C -0.170 V/°C
Short circuit current (Isc)	6.2 Adc		0.040 %/°C 0.002 A/°C

Temperature Correction

Nominal operating cell temperature (NOCT) method

Heat transfer method

Refer to Help for more information about CEC cell temperature models.

NOCT method parameters

Mounting standoff: Ground or rack mounted

Array height: One story building height or lower

Simulate >

Parametrics Stochastic

P50 / P90 Macros

Figura XXIV.1 - Demonstração da escolha do módulo.

ANEXO XXV

Photovoltaic, Residential

Location and Resource

Module

Inverter

System Design

Shading and Snow

Losses

Lifetime

Battery Storage

System Costs

Financial Parameters

Incentives

Electricity Rates

Electric Load

Inverter CEC Database

Search for: Name

Name	Paco	Vac	Mppt_low	Mppt_high	Vdco	Vdcmax
SMA America: SB3300U 240V [CEC 2006]	3300	240	200	400	248.9285714	0
SMA America: SB3800TL-US-22 (208V) 208V [CEC 2013]	3800	208	250	480	398.6683333	600
SMA America: SB3800TL-US-22 (208V) 208V [CEC 2014]	3850	208	175	480	400.884	600
SMA America: SB3800TL-US-22 (240V) 240V [CEC 2013]	3800	240	250	480	398.4966667	600
SMA America: SB3800TL-US-22 (240V) 240V [CEC 2014]	3850	240	175	480	401.4343333	600

Efficiency Curve and Characteristics

CEC weighted efficiency	96.637	%
European weighted efficiency	96.216	%
Maximum AC power	3800	Wac
Maximum DC power	3928.11	Wdc
Power consumption during operation	19.4516	Wdc
Power consumption at night	0.99	Wac
Nominal AC voltage	240	Vac
Maximum DC voltage	600	Vdc
Maximum DC current	18	Adc
Minimum MPPT DC voltage	250	Vdc
Nominal DC voltage	398.497	Vdc
Maximum MPPT DC voltage	480	Vdc

Note: If you are modeling a system with microinverters or DC power optimizers, see the "Losses" page to adjust the system losses accordingly.

Simulate >

Parametrics Stochastic

P50 / P90 Macros

Figura XXV.1 - Demonstração da escolha do inversor.
 Fonte: Adaptado de SOFTWARE NREL SYSTEM ADVISOR MODEL.

86

ANEXO XXVI

Photovoltaic, Residential	Residential Loan Type	
Location and Resource Module Inverter System Design Shading and Snow Losses Lifetime Battery Storage System Costs Financial Parameters Incentives Electricity Rates Electric Load	<input type="radio"/> Standard loan Standard loan interest payments are not tax deductible. <input checked="" type="radio"/> Mortgage Mortgage interest payments are tax deductible.	
	Loan Parameters	
	Debt fraction <input type="text" value="100"/> % Loan term <input type="text" value="25"/> years Loan rate <input type="text" value="5"/> %/year	Net capital cost <input type="text" value="\$ 13,758.37"/> Debt <input type="text" value="\$ 13,758.37"/> WACC <input type="text" value="3.26"/> %
	The weighted average cost of capital (WACC) is displayed for reference. SAM does not use the value for calculations. For a project with no debt, set the debt fraction to zero.	
	Analysis Parameters	
	Analysis period <input type="text" value="25"/> years	Inflation rate <input type="text" value="2.5"/> %/year Real discount rate <input type="text" value="5.5"/> %/year Nominal discount rate <input type="text" value="8.14"/> %/year
	Tax and Insurance Rates	
	Federal income tax rate <input type="text" value="30"/> %/year State income tax rate <input type="text" value="7"/> %/year Sales tax <input type="text" value="5"/> % of total direct cost Insurance rate (annual) <input type="text" value="1"/> % of installed cost	-Property Tax- Assessed percentage <input type="text" value="100"/> % of installed cost Assessed value <input type="text" value="\$ 13,758.37"/> Annual decline <input type="text" value="0"/> %/year Property tax rate <input type="text" value="1"/> %/year
	Salvage Value	
	Net salvage value <input type="text" value="0"/> % of installed cost	End of analysis period value <input type="text" value="\$ 0"/>
Simulate >		
Parametrics Stochastic P50 / P90 Macros		

Figura XXVI.1 - Demonstração dos parâmetros financeiros do SAM.
 Fonte: Adaptado de SOFTWARE NREL SYSTEM ADVISOR MODEL.

ANEXO XXVII

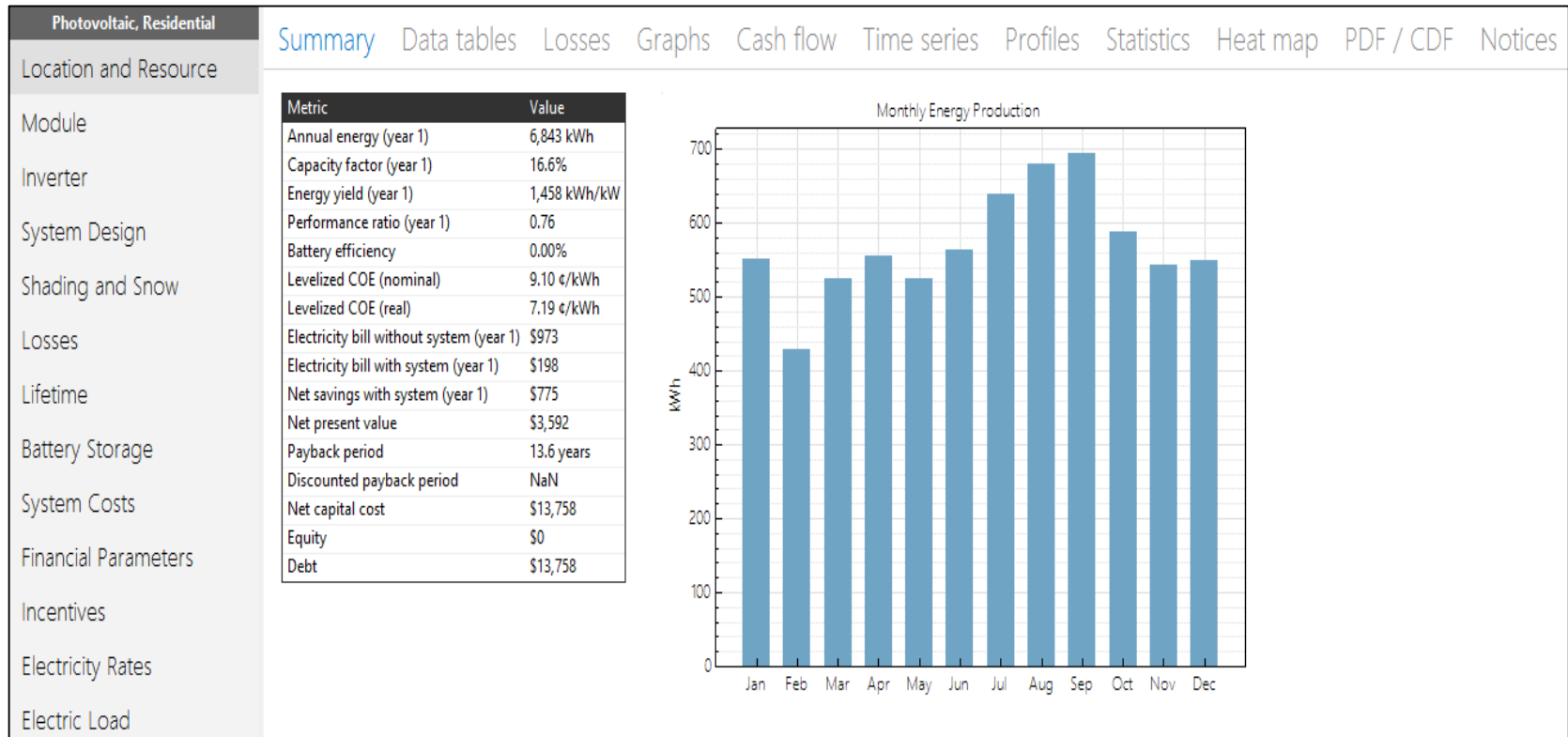


Figura XXVII.1 - Demonstração de parte gráfica da simulação.
 Fonte: Adaptado de SOFTWARE NREL SYSTEM ADVISOR MODEL.

ANEXO XXVIII

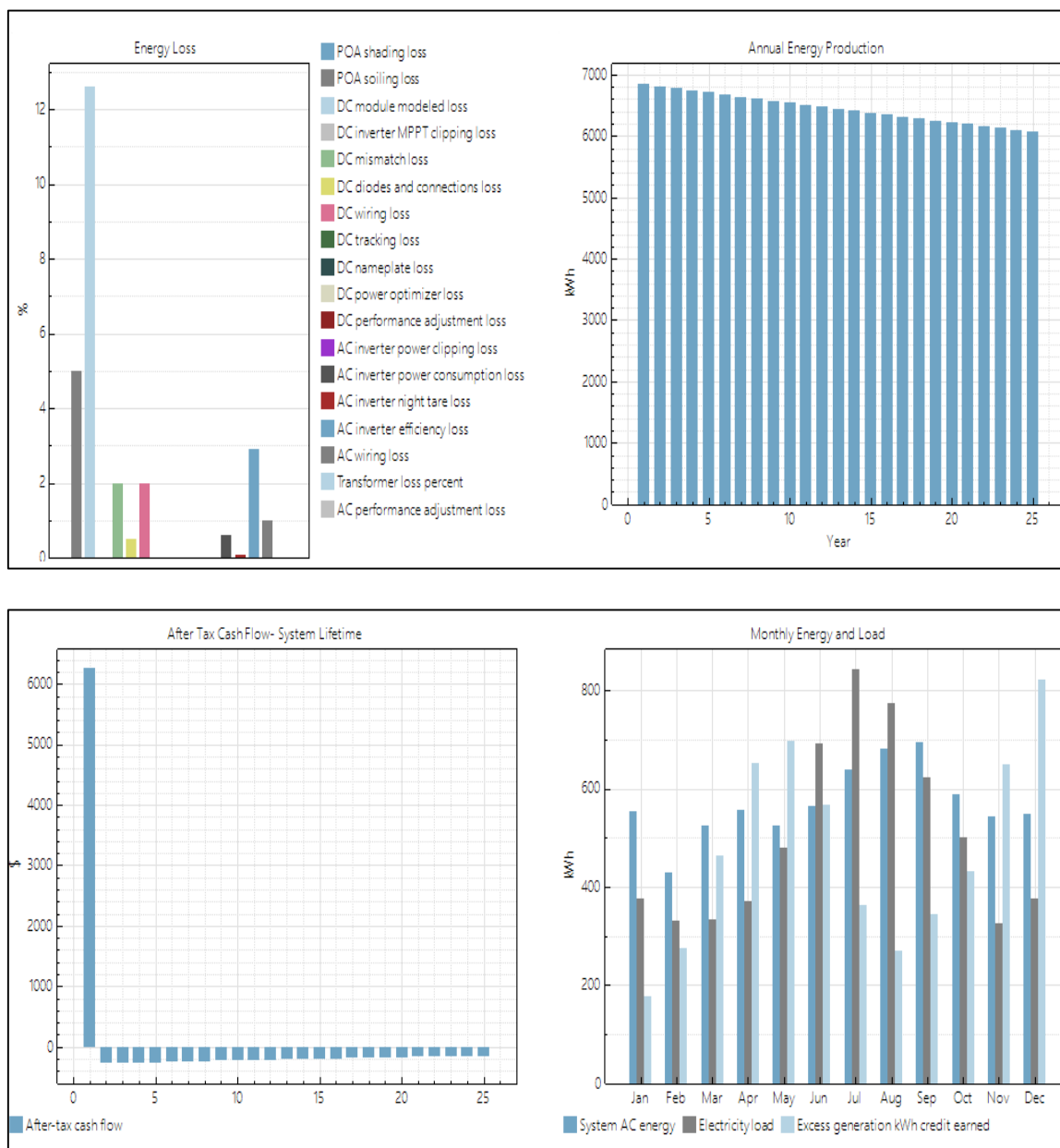


Figura XXVIII.1 - Demonstração dos resultados obtidos pelo SAM.
Fonte: Adaptado de SOFTWARE NREL SYSTEM ADVISOR MODEL.