

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO
CENTRO TECNOLÓGICO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROJETO DE GRADUAÇÃO**

GUSTAVO DUARTE CAMARGO

**VALIDAÇÃO DA ESTIMATIVA DE GERAÇÃO DE
SOFTWARES DE SIMULAÇÃO DE SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS**

VITÓRIA
2023

GUSTAVO DUARTE CAMARGO

**VALIDAÇÃO DA ESTIMATIVA DE GERAÇÃO DE *SOFTWARES* DE
SIMULAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS**

Parte manuscrita do Projeto de Graduação do aluno **Gustavo Duarte Camargo**, apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Dr. Lucas F. Encarnação

VITÓRIA
2023

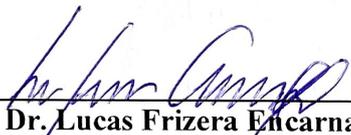
GUSTAVO DUARTE CAMARGO

**VALIDAÇÃO DA ESTIMATIVA DE GERAÇÃO DE *SOFTWARES* DE
SIMULAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS**

Parte manuscrita do Projeto de Graduação do aluno **Gustavo Duarte Camargo**, apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

Aprovada em 7 de Dezembro de 2023.

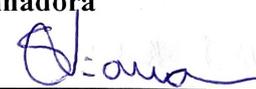
COMISSÃO EXAMINADORA:



Prof. Dr. Lucas Frizera Encarnação
Universidade Federal do Espírito Santo
Orientador



Prof. Dr.ª. Jussara Farias Fardin
Universidade Federal do Espírito Santo
Examinadora



Eng. Vinicius Viana dos Santos
Examinador

A Marluce, que deu tudo por mim.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradeço a Civis, quem fez este trabalho possível. Agradeço a André pela ajuda imensa. Agradeço a Tarik pela força na última hora. Agradeço à professora Raquel, por todo o apoio e compreensão nos momentos mais difíceis de minha vida. Acima de tudo, agradeço à Priscila; se não fosse o apoio de seu ímpeto e mente brilhante, eu provavelmente não alcançaria o título de engenheiro.

RESUMO

A concepção e a popularização de ferramentas computacionais de simulação de sistemas fotovoltaicos se deu pelo misto das crescentes demandas climáticas e energéticas do mundo, e os acelerados avanços na tecnologia da eletrônica e da computação nas últimas décadas. Tendo em vista que a precisão na estimativa de geração de sistemas em sua fase de projeto impulsiona a confiabilidade e popularidade desse mercado e proporciona avanços de eficiência energética, a validação e o aprimoramento de *softwares* de simulação de sistemas fotovoltaicos (SFVs) se faz relevante. Este trabalho propõe avaliar a precisão dos programas PVsyst e PV*SOL por meio do confronto das estimativas de geração concebidas pelas simulações de dois geradores fotovoltaicos em operação há mais de 24 meses com as medidas de geração realizadas pelos SFVs durante seu período de funcionamento. Inicialmente, revisou-se os fundamentos da energia solar fotovoltaica, dos seus geradores e do contexto socioeconômico que envolve essa tecnologia no Brasil. Em seguida, descreveu-se os programas em estudo, tal como outras ferramentas utilizadas para a realização da pesquisa. Posteriormente, configurou-se as simulações em cada situação proposta e colheu-se os seus resultados de estimativa mensal de geração. Por fim, por meio das métricas do erro percentual, do erro médio e o erro máximo, avaliou-se a precisão dos *softwares* em cada contexto e confrontou-se o desempenho de cada um deles.

Palavras-chave: Sistemas fotovoltaicos, simulação, validação, *software*, programa, PVsyst, PVSOL.

ABSTRACT

The conception and popularization of photovoltaic systems simulation software products occurred due to the mix of the world's increasing climate and energy demands and the intense developments on electronics and computer technology over the past few decades. Considering that accuracy in estimating the generation of systems during their design phase drives the reliability and popularity of this market and fosters advancements in energy efficiency, the validation and improvement of photovoltaic simulation software are relevant. This study aims to assess the accuracy of the PVsyst and PV*SOL programs by comparing the generation estimates obtained through simulations of two photovoltaic generators that have been in operation for more than 24 months with the actual generation measurements taken by the photovoltaic systems during their operational period. First, the fundamentals of photovoltaic solar energy, its generators, and the socio-economic context surrounding this technology in Brazil were reviewed. Then, the programs under study were described, along with other tools used for the research. Subsequently, simulations were configured for each proposed scenario, and their monthly generation estimate results were collected. Finally, the accuracy of the software in each context was evaluated and compared based on metrics such as percentage error, mean bias error, and maximum error.

Key-words: Photovoltaic systems, simulation, software, validation, PVsyst, PVSOL.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1- Manchete referente à aprovação da Lei nº. 14.300/2022.....	23
Figura 2 - Estudo realizado pela Greener acerca da não aquisição de sistemas solares fotovoltaicos.	23
Figura 3 – Elementos principais dos SFCRs	28
Figura 4 - O efeito fotovoltaico	29
Figura 5 - Esquemático do inversor monofásico	34
Figura 6 - Conector MC4.....	36
Figura 7 - PVsyst: Janela de localização do sistema	40
Figura 8 - PVsyst: Janela de entrada de dados meteorológicos.....	41
Figura 9 - PVsyst: Janela de caracterização do plano de módulos	42
Figura 10 - PVsyst: Janela de especificação do gerador.....	43
Figura 11 - PVsyst: Janela “Dimensionamento”	44
Figura 12 - PVsyst: Aba “Parâmetros Térmicos” da Janela “Perdas detalhadas”	45
Figura 13 - PVsyst: Aba “Envelhecimento” da Janela “Perdas detalhadas”	48
Figura 14 - PVsyst: Janela de caracterização do horizonte local.....	50
Figura 15 - PVsyst: Aba “Elétrico” da Janela “Disposição dos módulos”	51
Figura 16 - Lista de parâmetros tratados na tabela “Balanços e Resultados Principais”	53
Figura 17 - Lista de parâmetros tratados pela tabela “Meteorologia e Energia Incidente”	54
Figura 18 - Lista de parâmetros tratados pela tabela “Energia Incidente Efetiva”.....	54
Figura 19 - Lista de parâmetros tratados pela tabela “Fatores Ópticos”	55
Figura 20 - Lista de parâmetros tratados pela tabela “Perdas Detalhadas do Sistema”	55
Figura 21- Lista de parâmetros tratados pela tabela “Perdas Detalhadas do Inversor”.....	56
Figura 22 - Lista de parâmetros tratados pela tabela “Utilização da Energia e Exigências do Consumidor”.....	56
Figura 23 - PV*SOL: Janela “Tipo de sistema, clima e rede”	70
Figura 24 - PV*SOL: Janela para a definição da localização geográfica do local de instalação	71
Figura 25 - PV*SOL: Banco de curvas de carga mensais	72
Figura 26 - PV*SOL: Banco de curvas de carga diárias	72
Figura 27 - PV*SOL: Janela de definição do arranjo fotovoltaico	73
Figura 28 - PV*SOL: Ferramenta “Ocupação Gráfica”	74
Figura 29 - PV*SOL: “Sombreamento”	75

Figura 30 - PV*SOL: Janela de definição dos limites de configuração do conjunto arranjo-inversor	76
Figura 31 - PV*SOL: Seção de definição dos valores de teste para a verificação em relação aos limites de tensão de entrada dos inversores.....	77
Figura 32 - PV*SOL: Tela de configuração manual do inversor e da organização elétrica do arranjo fotovoltaico.....	77
Figura 33 - PV*SOL: Tela de configuração automática do inversor e da organização elétrica do arranjo fotovoltaico.....	78
Figura 34 - PV*SOL: Diagrama de Fluxo de Energia.....	83
Figura 35 - Ferramenta “Meça no Mapa” da SunEarthTools.com	91
Figura 36 - Sistema fotovoltaico da viação: layout do arranjo no telhado	97

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Matriz elétrica mundial em 2020.....	17
Gráfico 2 – Geração de energia elétrica por fonte de energia, 2018-2040	18
Gráfico 3 - Curva característica I-V	32
Gráfico 4 - Influência da irradiância solar na curva I-V	32
Gráfico 5 - Influência da temperatura na curva I-V	33
Gráfico 6 - Modulação PWM	35
Gráfico 7 - Resultados: Gráfico “Energia incidente de referência, no plano dos sensores”...	59
Gráfico 8 - Resultados: Gráfico “Produções normalizadas (por kWp instalado)”	59
Gráfico 9 - Resultados: Gráfico “Fatores de Produção e de Perdas Normalizados”	60
Gráfico 10 - Resultados: Gráfico “Índice de Performance (PR)”.....	60
Gráfico 11 - Resultados: Gráfico “Energia Diária de Saída do Sistema”	61
Gráfico 12 - Resultados: Gráfico “Distribuição da Irradiação Incidente”	62
Gráfico 13 - Resultados: Gráfico “Distribuição Cumulativa da Irradiação Incidente”	62
Gráfico 14 - Resultados: Gráfico “Distribuição da Potência do Arranjo”	63
Gráfico 15 - Resultados: Gráfico “Distribuição da Potência de Saída do Sistema”	63
Gráfico 16 - Resultados: Gráfico “Distribuição Cumulativa da Potência de Saída do Sistema”	64
Gráfico 17 - Resultados: Gráfico “Distribuição da Tensão do Arranjo”	64
Gráfico 18 - Resultados: Gráfico “Distribuição da Temperatura do Arranjo Durante a Operação”	65
Gráfico 19 - Resultados: Gráfico “Temperatura do Arranjo versus Irradiância efetiva”	66
Gráfico 20 - Resultados: Gráfico “Diagrama de Entrada / Saída Diário”	66
Gráfico 21 - PV*SOL: apresentação dos principais resultados da simulação	80
Gráfico 22 - PV*SOL: Opção “Série Temporal” da ferramenta “Editor de Diagrama”	81
Gráfico 23 - PV*SOL: Opção “Carpet Plot” da ferramenta “Editor de Diagrama”	81
Gráfico 24 - PV*SOL: Opção “Curvas Características” da ferramenta “Editor de Diagrama”	82
Gráfico 25 - PV*SOL: Gráfico expositivo da geração e do consumo.....	83
Gráfico 26 - PV*SOL: Gráfico do balanço energético mensal acumulado	84
Gráfico 27 - PV*SOL: Gráfico “Utilização da energia fotovoltaica”	84
Gráfico 28 - PV*SOL: Gráfico “Cobertura do consumo”	85
Gráfico 29 - PV*SOL: Gráfico “Previsão de rendimento por inversor”	85

Gráfico 30 - PV*SOL: Gráfico “Desempenho do sistema (PR) por inversor”	86
Gráfico 31 - PV*SOL: Gráfico “Irradiação por área do módulo”	86
Gráfico 32 - PV*SOL: Gráfico “Temperatura por área de módulos”	87
Gráfico 33 - PV*SOL: Gráfico “Energia fotovoltaica ao longo do prazo do projeto”	87
Gráfico 34 - iSolarCloud: Gráfico das grandezas de saída no período de um dia.....	90
Gráfico 35 - Solar.web: Gráfico das grandezas de saída no período de um dia	90
Gráfico 36 - PV*SOL: Dados de irradiação na simulação do Microgerador Residencial em estudo	102
Gráfico 37 - PV*SOL: Dados de temperatura na simulação do Microgerador Residencial em estudo	103
Gráfico 38 - PV*SOL: Dados de velocidade do vento na simulação do Microgerador Residencial em estudo	103
Gráfico 39 - PV*SOL: Dados de irradiação na simulação do Minigerador em estudo.....	104
Gráfico 40 - PV*SOL: Dados de irradiação na simulação do Minigerador em estudo.....	105
Gráfico 41- PV*SOL: Dados de irradiação na simulação do Minigerador em estudo.....	105
Gráfico 42 - Microgerador Residencial: Falha no sistema expressa na curva de tensão de entrada do inversor	107
Gráfico 43 - Distribuição dos erros percentuais referentes aos <i>softwares</i> em estudo na simulação do Microgerador Residencial	112
Gráfico 44 - Distribuição dos erros percentuais referentes aos <i>softwares</i> em estudo na simulação do Minigerador da viação de ônibus	118

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Resultados: Tabela “Balanços e Resultados Principais”	53
Tabela 2 - Resultados: Tabela referente às médias horárias mensais de geração	57
Tabela 3 - PV*SOL: Balanço energético detalhado do sistema	88
Tabela 4 - PV*SOL: Resultados da análise financeira	89
Tabela 5 - PVsyst: Dados meteorológicos na simulação do Microgerador Residencial	99
Tabela 6 - PVsyst: Dados meteorológicos na simulação do Minigerador em estudo	101
Tabela 7 - Medidas mensais e anuais de geração em kWh do Microgerador Residencial ...	108
Tabela 8 - Estimativas mensais e anuais de geração em kWh do Microgerador Residencial calculadas pelo PVsyst	108
Tabela 9 - Estimativas mensais e anuais de geração em kWh do Microgerador Residencial calculadas pelo PV*SOL	109
Tabela 10 - Erros percentuais entre a geração mensal medida do Microgerador Residencial e a geração mensal estimada pelas simulações no PVsyst	110
Tabela 11 - Erros percentuais entre a geração mensal medida do Microgerador Residencial e a geração mensal estimada pelas simulações no PV*SOL	111
Tabela 12 - Resultados: Comparação dos <i>softwares</i> de simulação em relação aos erros máximos e médios nas simulações do Microgerador Residencial.....	113
Tabela 13 - Medidas mensais e anuais de geração em kWh do Minigerador da viação de ônibus.....	114
Tabela 14 - Estimativas mensais e anuais de geração em kWh do Minigerador da viação de ônibus calculadas pelo PVsyst.....	114
Tabela 15 - Estimativas mensais e anuais de geração em kWh do Minigerador da viação de ônibus calculadas pelo PV*SOL	115
Tabela 16 - Erros percentuais entre a geração mensal medida do Minigerador da viação de ônibus e a geração mensal estimada pelas simulações no PVsyst.....	116
Tabela 17 - Erros percentuais entre a geração mensal medida do Minigerador da viação de ônibus e a geração mensal estimada pelas simulações no PV*SOL	116
Tabela 18 - Resultados: Comparação dos <i>softwares</i> de simulação em relação aos erros máximos e médios nas simulações do Minigerador da viação de ônibus.....	118

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Resultados: Diagrama de perdas	58
Quadro 2 - Origem das escolhas de <i>inputs</i> de configuração das simulações.....	93
Quadro 3 - Informações sobre o arranjo fotovoltaico do sistema residencial em estudo	95
Quadro 4 - Informações sobre o inversor do sistema residencial em estudo.....	95
Quadro 5 - Informações sobre o arranjo fotovoltaico da minigerador em estudo	96
Quadro 6 - Informações sobre os inversores do minigerador em estudo	97
Quadro 7 - PVSyst: Entradas da configuração da simulação do Microgerador Residencial em estudo	98
Quadro 8 - PVSyst: Entradas da configuração da simulação do Minigerador em estudo	99
Quadro 9 - PV*SOL: Entradas da configuração da simulação do Microgerador Residencial em estudo	101
Quadro 10 - PV*SOL: Entradas da configuração da simulação do Minigerador em estudo	103

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ASHRAE	American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers
CA	Corrente alternada
CC	Corrente contínua
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito
DPS	Dispositivo de proteção de surtos
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GD	Geração distribuída
GEE	Gases de efeito estufa
IAM	Fator modificador do ângulo de incidência
IEA	International Energy Agency
IGBT	<i>Insulated-gate bipolar transistor</i>
Isc	Corrente de curto-circuito
LID	Degradação induzida pela luz
MMGD	Micro e minigeração distribuída
MOSFET	<i>Metal oxide semiconductor field effect transistor</i>
MPPT	<i>Maximum power point tracking</i>
NASA	National Aeronautics and Space Administration
P&O	Perturba & Observa
PR	Índice de Performance
PRODIST	Procedimentos de Distribuição no Sistema Elétrico Nacional
PVGIS	Photovoltaic Geographical Information
PWM	<i>Pulse width modulation</i>
REN	Resolução Normativa
SFCR	Sistema fotovoltaico conectado à rede
SFI	Sistema fotovoltaico isolado
SFV	Sistema fotovoltaico
SIN	Sistema Interligado Nacional
SPPM	Seguimento de ponto de potência máxima
STC	<i>Standard test conditions</i>
TUSD	Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Distribuição

UFES Universidade Federal do Espírito Santo
VoC Tensão de circuito aberto

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	17
2	JUSTIFICATIVA	22
3	SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	26
3.1	Introdução	26
3.2	Elementos de um sistema fotovoltaico conectado à rede	28
	3.2.1 Módulo fotovoltaico	29
	3.2.2 Inversor	33
	3.2.2.1 Funcionamento básico	33
	3.2.2.2 Seguimento de ponto de potência máxima.....	35
	3.2.3 Proteção	36
	3.2.4 Cabeamento	36
4	DESCRIÇÃO DOS <i>SOFTWARES</i>	38
4.1	PVsyst	38
	4.1.1 Descrição Geral	38
	4.1.2 Descrição Detalhada	39
4.2	PV*SOL	67
	4.2.1 Descrição Geral	67
	4.2.2 Descrição Detalhada	68
	4.2.3 <i>Softwares</i> de Monitoramento dos Inversores.....	89
	4.2.4 SunEarthTools.com	90
	4.2.4.1 Meça no Mapa	91
5	METODOLOGIA	92
5.1	Aquisição de dados	92
5.2	Descrição dos Sistemas Instalados	94
	5.2.1 Microgerador de Uso Residencial	95
	5.2.2 Minigerador Instalado na Viação de Ônibus	96
5.3	Simulações	97
	5.3.1 Simulações no PVsyst	98
	5.3.2 Simulações no PV*SOL	101
5.4	Metodologia de Análise dos Resultados	105

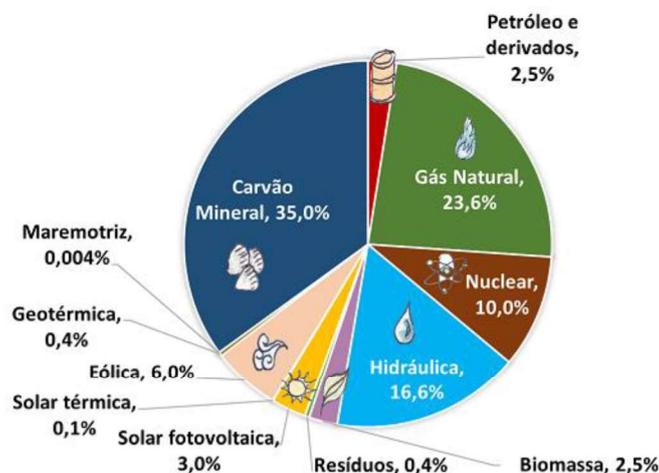
6	RESULTADOS E DISCUSSÃO	108
6.1	Microgerador Residencial.....	108
6.2	Minigerador Instalado na Viação de Ônibus	114
6.3	Discussão Geral.....	119
7	CONCLUSÃO	122
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	124

1 INTRODUÇÃO

A eletricidade é uma forma de energia que se destaca das outras no contexto de sua relevância para os seres humanos. Por causa de sua flexibilidade e versatilidade, tanto de sua geração quanto de sua aplicação, a energia elétrica vem construindo, desde sua descoberta, uma relação de dependência com a nossa espécie. Essa relação é de uma natureza controversa, pois apesar da eletricidade proporcionar enormes avanços e confortos, as atividades que possibilitam o seu consumo ocasionam grandes riscos à raça humana. Atualmente, esses riscos estão principalmente relacionados à geração de energia elétrica a partir de fontes poluentes de energia, as quais emitem grandes quantidades de gases de efeito estufa (GEE) na atmosfera e, com isso, têm alterado as condições climáticas mundiais num ritmo intenso. Atualmente, cerca de 60% da energia elétrica gerada mundialmente provém de fontes poluentes (International Energy Agency (IEA), 2019).

Junto ao caráter poluente da matriz elétrica mundial tem-se a sua falta de diversificação, explicitada pelo Gráfico 1, a qual configura uma problemática global no âmbito social e econômico. Isso se embasa no fato de que essas fontes, em sua grande maioria, estão concentradas em torno de recursos de custo alto e volátil, como o petróleo, o carvão mineral e o gás natural. Esses vetores são fontes primárias de energia, porém não são renováveis e têm reservas cada vez mais escassas, o que torna seu custo muito sensível a fatores políticos, os quais fogem do controle da grande maioria das nações.

Gráfico 1 – Matriz elétrica mundial em 2020

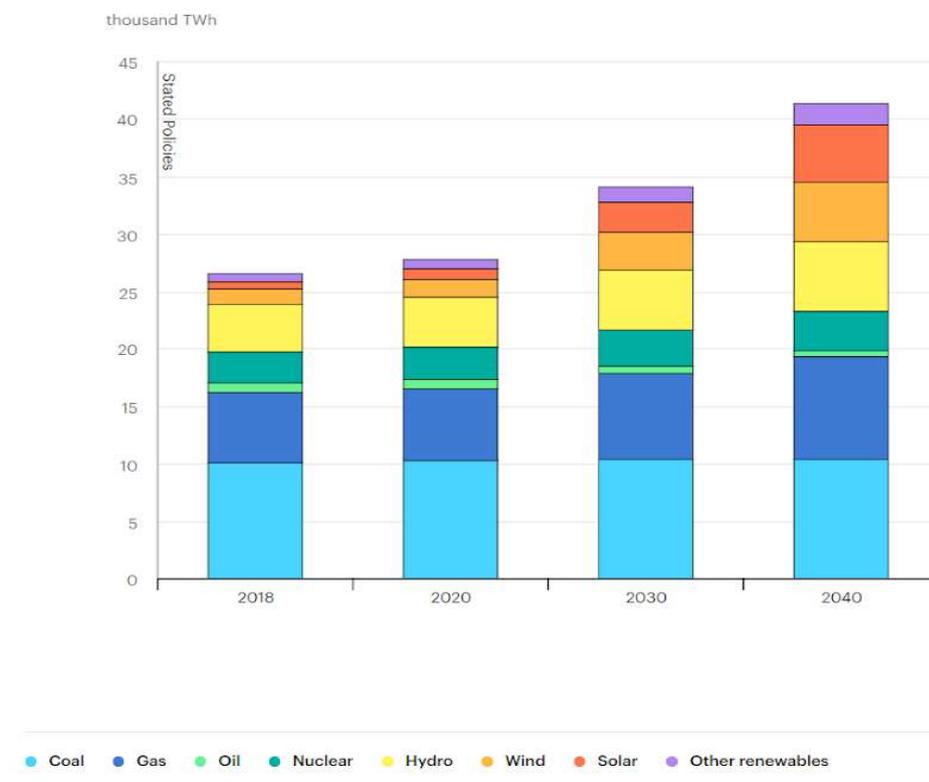


Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 2021.

Em relação ao cenário brasileiro, cerca de 51,6% da matriz energética está concentrada em fontes não renováveis (EPE, 2021), concentração essa que deve muito se transformar para atender as demandas mundiais por sustentabilidade. Já a matriz elétrica brasileira tem 56,8% de sua capacidade instalada centrada na geração hidráulica e 19,7% nas termelétricas (EPE, 2021), o que denota, assim como visto na matriz mundial, uma falta de diversificação. Esse nível de dependência do sistema elétrico nacional a fontes hidrelétricas constitui um problema histórico, o qual pune periodicamente os brasileiros com as altas tarifas nos períodos de estiagem como consequência do uso de termelétricas para o suprimento da grande demanda do Sistema Interligado Nacional (SIN).

O crescimento populacional e o desenvolvimento da atividade econômica observados nas últimas décadas causam uma acentuada escalada na demanda por energia elétrica no mundo. Nesse contexto, espera-se um crescimento de 50% na geração de energia elétrica mundial de 2020 a 2040, o que se traduz no aumento similar no consumo, como se vê no Gráfico 2. No Brasil, segundo EPE (2020), há a expectativa de aumento de 43% no consumo de 2021 a 2030.

Gráfico 2 – Geração de energia elétrica por fonte de energia, 2018-2040



Fonte: Adaptado de IEA World Energy Outlook, 2019.

A partir da situação relatada, vê-se de forma clara que há uma demanda urgente não só pela expansão da capacidade de geração de energia elétrica, como também pela mudança do perfil dessa geração por um modelo muito mais sustentável e diversificado. Acredita-se que a diversificação da matriz a partir da substituição das tradicionais fontes não renováveis por fontes limpas e renováveis é a opção que melhor contempla as duas demandas. Isso se dá pelo advento da geração distribuída (GD), a qual além de tipicamente utilizar fontes alternativas de energia, tem um enorme potencial de expandir a capacidade instalada de geração, caso seja incentivada. Ademais, a utilização da GD impacta diretamente na diminuição das grandes perdas ôhmicas da transmissão de EE - ao trazer o setor de geração mais próximo às cargas e atuar na redução da demanda pico nacional - traz maior segurança à rede ao reduzir as chances de falhas simultâneas na rede (Pinto, 2019) e evita o aumento de tarifas de distribuição ao ser uma alternativa a investimentos em linhas de transmissão e sistemas de distribuição em locais remotos (REN21, 2020).

Com a geração distribuída, um mercado completamente novo e espaçoso se abre, de forma a incluir uma grande parcela da sociedade na atividade de geração de energia elétrica; a qual, tradicionalmente, dependia de grandes investimentos públicos e privados. Em vista disso, a expansão da GD traz consigo um mercado que pode gerar diversificação não só na matriz elétrica, como na atividade econômica do Brasil, dando origem a novas fontes de emprego e investimentos, além de proporcionar o crescimento de ramos de pesquisa e desenvolvimento educacional e científico. Sendo assim, o contexto apresentado junto à relevância mundial do potencial solar, eólico e de biomassa do Brasil (Banco Regional de Desenvolvimento do Extremo Sul, 2021) implicam num potencial notável de desenvolvimento do país, atrelado ao incentivo público às fontes renováveis de energia.

A energia elétrica fotovoltaica consiste na geração direta de energia elétrica a partir da luz solar. Sendo a segunda forma de geração por fonte renovável que mais cresce no mundo, a energia fotovoltaica vem se tornando a forma mais barata de se gerar energia elétrica (IEA, 2021). Dentro do contexto apresentado, a geração fotovoltaica é vista como uma importante opção para as demandas da sociedade mundial: “O aproveitamento da energia gerada pelo Sol, inesgotável na escala terrestre de tempo, tanto como fonte de calor quanto de luz, é hoje uma das alternativas mais promissoras para prover a energia necessária ao desenvolvimento

humano” (Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (CRESESB), 2014).

Embora seja uma opção importante para diversas demandas do Brasil e do mundo, o mercado de geradores fotovoltaicos apresenta exigências e pontos sensíveis. No que tange os investimentos desta modalidade de geração distribuída, alguns fatores devem ser levados em consideração, tal como a sensibilidade do mercado de energia elétrica à conjuntura política e econômica no contexto estadual, nacional e mundial, a qual implica, por exemplo, na volatilidade das alíquotas de impostos e das tarifas de energia e distribuição. Junto a isso, tem-se a vulnerabilidade do mercado à elaboração e à alteração da legislação e instrumentos de regulamentação que regem a dinâmica da GD no país, as quais podem reduzir a rentabilidade do investimento em micro e minigeração - como ocorreu com a implementação da Lei nº. 14.300 de 2022.

Ademais, como qualquer outra tecnologia, a geração fotovoltaica de energia apresenta diversas exigências técnicas para que configure um processo eficiente e rentável, as quais se manifestam no grande número de fatores que a impactam. Alguns destes agentes são: o perfil de irradiação, temperatura e sombreamento do local de instalação, a orientação e inclinação do arranjo fotovoltaico, a sujeira acumulada na superfície dos painéis, a degradação das células com o tempo, a relação entre as potências de corrente contínua (CC) e corrente alternada (CA) do sistema, as dimensões em secção nominal e comprimento dos condutores instalados. Sendo assim, a consideração imprecisa desses fatores no projeto e instalação de sistemas fotovoltaicos (SFVs) certamente acarreta discrepâncias entre o desempenho projetado e o desempenho real do sistema.

Desde seu início, o advento da energia fotovoltaica foi contemplado pelo desenvolvimento de diversas ferramentas para o projeto e o estudo de sua aplicação; dentre as quais é importante destacar a simulação computacional dos geradores. A concepção deste tipo de método traz vantagens notáveis ao processo de implementação de geradores, visto que ele permite a elaboração de projetos assertivos por meio da previsão da geração e do comportamento do sistema considerando todos os seus fatores de impacto dadas as condições físicas do local de instalação. Sendo assim, a simulação de SFVs por *software* se mostra como uma opção importante para se lidar com as peculiaridades e sensibilidades da tecnologia de energia solar

fotovoltaica denotadas anteriormente. O presente trabalho propõe avaliar a precisão dos programas PVsyst e PV*SOL por meio do confronto das estimativas de geração concebidas pelas simulações de dois geradores fotovoltaicos em operação há mais de 24 meses com as medidas de geração realizadas pelos SFVs durante seu período de funcionamento.

2 JUSTIFICATIVA

O desenvolvimento do mercado brasileiro de geração fotovoltaica é um processo que enfrenta desafios, dada a sua sensibilidade, sobretudo no contexto da GD, a questões políticas, econômicas, físicas e técnicas. Ainda recente, uma vez que só foi regulamentado pela Resolução Normativa (REN) da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) nº. 428/2011, o setor brasileiro de energia fotovoltaica viu a elaboração de muitas normatizações e projetos de lei que transformaram e moldaram seu mercado.

No contexto mais recente, aprovou-se o marco legal da geração distribuída por meio da Lei nº. 14.300 de 2022, cuja intervenção de maior destaque foi a introdução da cobrança da componente da Taxa de Uso dos Sistemas Elétricos de Distribuição (TUSD), chamada de fio B, sobre a energia injetada na rede pelos sistemas de geração distribuída homologados a partir de janeiro de 2023. Isso acarretou a redução da rentabilidade do investimento em micro e minigeração distribuída (MMGD) de diferentes formas e níveis, a depender da potência instalada e da categoria de geração distribuída. Constatou-se, por exemplo, que a média do *payback* do investimento em sistemas de micro e minigeração de menor porte e consumo local aumentou em poucos meses. Ainda assim, a aprovação da lei gerou graves impactos ao mercado de geradores fotovoltaicos em 2023, ao desincentivar o investimento - não só pela real redução da rentabilidade do investimento em MMGD, mas também pela combinação entre alarde criado pelos veículos de comunicação e a falta de informação da população sobre os reais impactos das mudanças aplicadas.

Este contexto é evidenciado pela manchete apresentada na Figura 1 e segundo Greener (2023), em que se constatou uma redução de 63% nas vendas do primeiro trimestre de 2023 em comparação com o ano anterior, sendo a implementação da nova legislação o fator mais impactante nesse cenário. Conforme ilustrado na Figura 2, a maioria significativa das justificativas para a não aquisição de sistemas fotovoltaicos encontra-se fundamentada em três aspectos principais: primeiramente, relacionado à insegurança dos clientes, originada nos argumentos de venda anteriores à Lei nº. 14.300 de 2022, que moldaram um mercado caracterizado pela mentalidade do "agora ou nunca", juntamente com a ênfase exagerada de pontos negativos disseminados através de canais de comunicação pertinentes e propagados acompanhando a falta de conhecimento da população; em segundo lugar, está associada a

questões políticas pautadas nas incertezas relacionadas às mudanças governamentais; e, por fim, a terceira fundamenta-se nas elevadas incidências de juros junto à burocratização por parte dos bancos na liberação de créditos para financiamento.

Figura 1- Manchete referente à aprovação da Lei nº. 14.300/2022

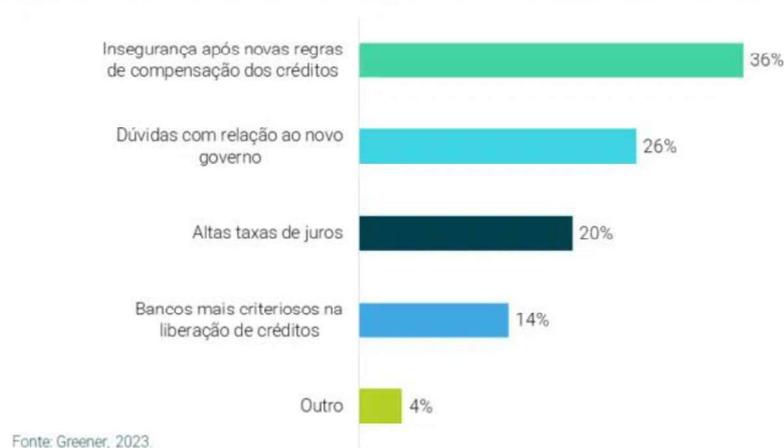
“Taxação do Sol” aprovada; Mais um imposto “absurdo”

Escrito por **Compre Rural Notícias**

Fonte: Compre Rural (2023).

Figura 2 - Estudo realizado pela Greener acerca da não aquisição de sistemas solares fotovoltaicos.

Qual o motivo que o consumidor dá ao não fechar negócio?



Fonte: Greener, 2023.

Ainda, o cenário político do país impacta, também, na vulnerabilidade do mercado de energia elétrica no que tange a aplicação de impostos, contexto no qual se observa não só altos valores de alíquotas, como também a frequente mudança em sua forma de aplicação sobre o consumo e sobre a produção de energia pela GD. Junto a isso, conforme explicitado anteriormente, a dependência do SIN à geração hidrelétrica gera a imprevisibilidade e inconstância das bandeiras tarifárias, uma vez que esse tipo de geração depende de fatores climáticos. Como resultado dos dois pontos apresentados, o cenário brasileiro apresenta grande volatilidade no custo referente ao consumo de energia elétrica. Isso acarreta grandes dificuldades para o cálculo de estimativa do retorno financeiro do investimento em geração fotovoltaica, o que, por sua vez, dificulta a

relação entre o integrador (empresa que vende e instala os sistemas) e cliente final e investidor, minando o estabelecimento da confiabilidade deste mercado.

A respeito dos aspectos técnicos, é importante ressaltar que o dimensionamento e o projeto de SFVs sem o estudo e a consideração dos fatores que impactam a sua *performance* ocasiona vendas baseadas em promessas e contratos vazios, por não serem assertivos em sua estimativa de geração. No contexto econômico, a princípio, isso gera problemas entre o cliente final, o qual não tem o retorno esperado de seu investimento, e o integrador, ao descumprir o contrato e ter de ressarcir o cliente. Ao se tornar comum no mercado, este comportamento afeta todos os outros agentes, ao deteriorar a imagem do SFV em relação à sua eficácia como investimento. Já no âmbito técnico, entende-se que o comportamento descrito pode impedir o estabelecimento de uma boa eficiência energética na aplicação da geração fotovoltaica distribuída.

São diversos os agentes que corroboram para o dimensionamento preciso de SFVs, os quais vão além de seu ponto-chave: o conhecimento do perfil de consumo apresentado por uma instalação. Bem como em qualquer processo de geração e conversão de energia, a conversão do recurso solar em energia elétrica adequada para o consumo apresenta intrinsecamente perdas de diversas naturezas.

Tem-se que a temperatura é o maior agente de perdas do sistema, ao afetar diretamente no nível de tensão gerada pelas células fotovoltaicas. A orientação e inclinação dos arranjos, o sombreamento e a sujeira na superfície dos painéis podem gerar grandes perdas ao impactarem no nível de irradiação que de fato alcança as células. Este nível de irradiação tem relação próxima com a corrente gerada pelas células; o que, dada a ligação em série das células que compõem os módulos e dos módulos que compõem as *strings* dos arranjos, acaba por multiplicar a escala dessas perdas.

Por fim, outros agentes que levam a perdas menos acentuadas, porém ainda assim relevantes, são: o exagero no sobredimensionamento da potência do arranjo em relação à potência do inversor, técnica chamada de sobrecarga (do inglês *overload*); o subdimensionamento de cabos nas partes de corrente contínua e de corrente alternada; problemas de conexões e emendas mal feitas; e a própria degradação natural das células fotovoltaicas, a qual ocorre constantemente enquanto forem expostas à luz solar.

Diante de todos os desafios expostos, afirma-se que, apesar destes serem de difícil controle, parte de sua superação pode ser dada a partir do estabelecimento da assertividade no dimensionamento e projeto dos SFVs como um fundamento do setor. A partir disso, alcança-se uma maior robustez perante a multiplicidade de variáveis que impactam o ramo, processo o qual contribui para as demandas do mercado e do planeta.

Numa escala menor, essa assertividade resolve os problemas do cliente final e do integrador denotados anteriormente e garante a otimização dos sistemas a serem instalados - no quesito material e eficiência energética - a qual está alinhada com as demandas por sustentabilidade. Na escala maior, a robustez originada contribui na consolidação da imagem da aplicação da geração fotovoltaica como um investimento atrativo e como a base de um mercado confiável, seguro e limpo; o que traz popularização e investimento para este mercado, ocasionando o seu desenvolvimento. Conforme exposto no capítulo anterior, este desenvolvimento é de uma relevância eminente, visto que impulsiona o progresso econômico, social e de sustentabilidade do Brasil, ao tornar as matrizes elétricas brasileira e mundial mais limpas e diversificadas, reduzir as perdas na transmissão de energia elétrica e gerar empregos e investimento em mercado e pesquisa.

Finalmente, dentro deste contexto, infere-se que o recurso computacional seja o maior aliado na busca pela assertividade relatada, visto o seu sucesso notável na modelagem e solução de problemas físicos e matemáticos e a facilidade de seu acesso nos tempos atuais. A partir disso, considera-se de grande importância a pesquisa, o estudo e o desenvolvimento das ferramentas de simulação computacional de sistemas fotovoltaicos. O presente trabalho se alinha com essas diretrizes ao promover a validação da precisão do PVsyst e do PV*SOL, dois dos *softwares* mais consolidados do mercado, tal como a comparação entre os seus desempenhos.

3 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

3.1 Introdução

Um gerador ou sistema fotovoltaico (SFV) é uma estrutura capaz de fazer a conversão direta da energia solar em energia elétrica e de entregar potência em condições propícias para seu uso pelas cargas alimentadas por ele. Dessa forma, pode-se dizer que um SFV é composto por três etapas.

A etapa de geração se resume aos módulos fotovoltaicos, os quais realizam a conversão de energia citada anteriormente, entregando potência em corrente contínua. O condicionamento de potência é a etapa que pode ser constituída por controladores de carga, conversores CC-CC e inversores. A etapa de armazenamento de energia, que, em sistemas de bombeamento de água, consiste em tanques elevados, é normalmente composta por bancos de baterias (CRESESB, 2014).

De acordo com Villalva e Grazoli (2012), existem infinitas aplicações para os SFVs. As condições de acesso da carga à rede de distribuição de energia delimitam duas categorias de geradores: o sistema fotovoltaico isolado (SFI) e o sistema fotovoltaico conectado à rede (SFCR).

O sistema fotovoltaico isolado, ou *off-grid*, abrange o grupo de topologias de SFVs designadas a cargas que não são atendidas pela rede de distribuição (Vil, 2012). Nesse contexto, o armazenamento de energia é fundamental, e, quando ele é realizado por baterias, parte do condicionamento de potência normalmente consiste na ação de um controlador de carga, que evita cargas e descargas excessivas na bateria (CRESESB, 2014). A segunda parte desse processo é realizada por um inversor e se resume na conversão da potência de corrente contínua para corrente alternada, sendo essa última uma exigência para a alimentação da grande maioria dos equipamentos residenciais e industriais.

O sistema fotovoltaico conectado à rede, ou *on-grid*, é caracterizado por sua natureza complementar como fonte de energia, pois alimenta cargas em conjunto do sistema elétrico

convencional. Sendo assim, esse gerador dispensa a etapa de armazenamento e injeta potência na rede de distribuição, atividade que configura o que se chama de geração distribuída.

A aplicação dessa estrutura de geração fotovoltaica no Brasil se caracteriza por seu intenso crescimento e uma história bem recente, enquanto sua proeminência é consolidada em parte dos países europeus, norte-americanos e asiáticos.

Na geração distribuída, a potência gerada pelas unidades geradoras é absorvida pela rede de distribuição de forma a ser utilizada por outras unidades consumidoras conectadas a ela. No Brasil, essa configuração só foi possível a partir de 2012, quando a ANEEL regulamentou a geração distribuída por meio da implementação da REN nº. 482/2012.

A partir desse feito, definiu-se geração distribuída como a injeção na rede de potência elétrica proveniente de fontes de energia solar, biomassa, eólica ou cogeração qualificada de potência instalada inferior a 5 MW, e de fontes de energia hidráulica de potência instalada inferior a 3 MW. A atividade é classificada como microgeração distribuída, quando a potência instalada é inferior a 75 kW, e minigeração distribuída caso contrário, contando que se respeite os limites definidos anteriormente (ANEEL, 2012).

A prática da geração distribuída se torna economicamente viável e atrativa por efeito do Sistema de Compensação de Energia Elétrica, também definido pela ANEEL na resolução nº 482/2012. O sistema consiste na troca do excedente da energia gerada pela quantidade equivalente da energia distribuída pela concessionária. Caso a geração da unidade geradora seja maior que seu consumo, o sistema cria créditos que podem abater o faturamento nos 60 meses posteriores ao mês de geração deste excedente.

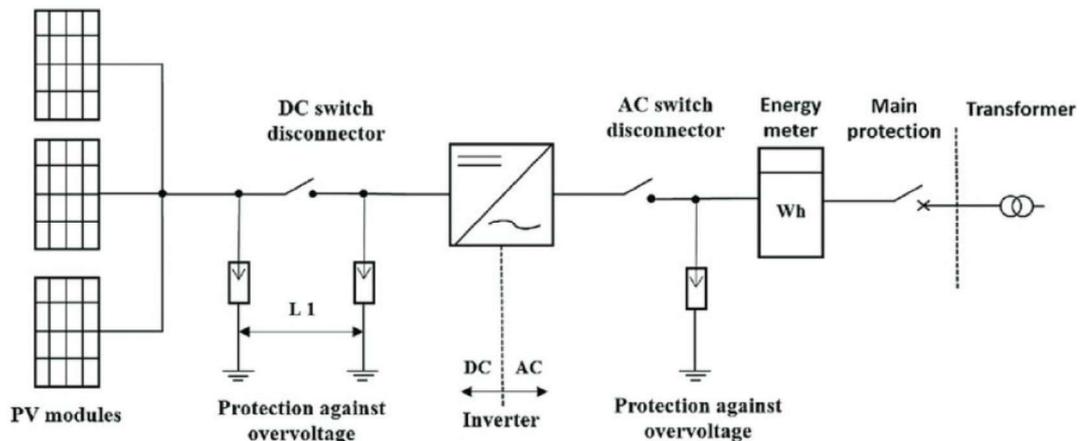
Em Janeiro de 2022, o então Presidente da República, Jair Bolsonaro, sancionou a Lei nº 14.300, a qual institui o marco legal da micro e minigeração de energia e o sistema de compensação de energia elétrica no Brasil. Essa sanção criou uma condição inédita no cenário da GD, em que a regência do mercado de micro e minigeração distribuída - a qual era dada por uma resolução de ANEEL - passou a ser representada por legislação. Além de trazer essa coluna jurídica ao mercado, a Lei de 2022 implementou diversas mudanças às práticas instituídas pela resolução nº 482/2012. Dentre as mudanças, vale destacar as seguintes: a diminuição da

potência máxima da minigeração para 3 MW, a não compensação no SCEE de componentes tarifárias da TUSD, com destaque ao Fio B, e, para a minigeração, o faturamento como TUSD Geração (até 70% mais barata, a depender do Estado) da parcela demanda contratada referente à potência do minigerador.

3.2 Elementos de um sistema fotovoltaico conectado à rede

No tempo presente, a estrutura dos SFCRs tem um padrão estabelecido, principalmente no que tange seus itens constituintes. De início, tem-se o arranjo fotovoltaico, a saber, seu grupo de módulos fotovoltaicos, os quais compõem o elemento gerador do sistema, que cumpre esse papel entregando corrente em corrente contínua em sua saída. Junto ao arranjo, tem-se o cabeamento da parte CC do sistema e a proteção desse circuito, constituída por DPSs e disjuntores CC. Esses circuitos são ligados nas entradas do inversor, o componente que cumpre a função de condicionamento de potência a partir de, principalmente, a conversão da corrente contínua de entrada para uma saída em corrente alternada, dentro das exigências de tensão, frequência, harmônicos e fator de potência da rede, por exemplo. O circuito de saída desse item conta com proteções contra surtos de tensão e contra sobrecorrente assim como no circuito dos módulos. Por fim, conecta-se o sistema ao medidor de energia e, conseqüentemente, à rede. A figura 3 mostra o esquema dos componentes essenciais de um SFCR.

Figura 3 – Elementos principais dos SFCRs

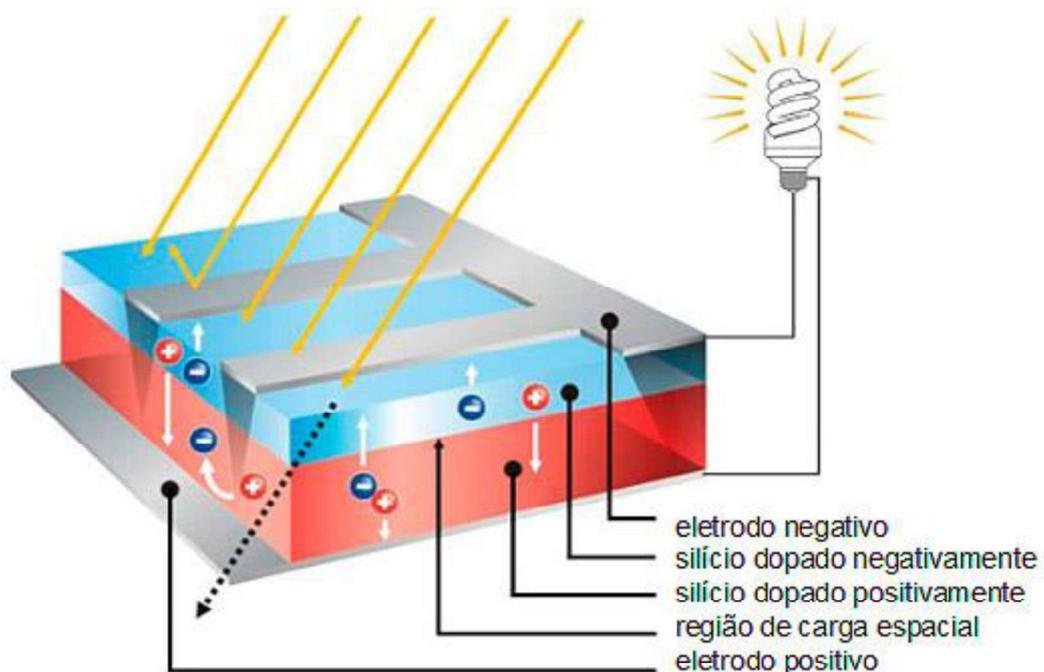


Fonte: Climebiz, 2022.

3.2.1 Módulo fotovoltaico

O módulo fotovoltaico, ou painel fotovoltaico, é composto por células fotovoltaicas. Uma célula fotovoltaica é basicamente formada por três partes: uma camada composta por um material semicondutor tipo N (negativo), uma camada composta por um material semicondutor tipo P (positivo) e contatos elétricos metálicos para cada camada, conforme se vê na Figura 4. O material semicondutor tipo N é confeccionado, por meio de dopagem, de forma a ter um excedente de elétrons, tornando-o negativamente carregado. Da mesma maneira, o material P tem uma falta de elétrons, ou lacunas, tornando-o positivamente carregado. Para a construção da célula, faz-se a junção das duas camadas. Na fronteira entre elas, ocorre a migração dos elétrons livres para a camada P e das lacunas para a camada N. Essa migração resulta em uma situação de equilíbrio na região de junção P-N, originando íons positivos no lado N e íons negativos no lado P. Isso se traduz em cargas estáticas, as quais geram um campo elétrico e uma barreira de potencial nessa região, o que não permite que elétrons e lacunas migrem para o lado de carregamento oposto a eles. A partir dos processos descritos, essa região passa a se chamar zona de depleção.

Figura 4 - O efeito fotovoltaico



Fonte: Fotovoltec, 2016.

Quando é incidido luz sobre a estrutura descrita, ocorre o efeito fotovoltaico: os elétrons na zona de depleção absorvem a energia dos fótons, saltando da camada de valência para a de condução, o que resulta em pares elétron-lacuna livres. Devido ao campo elétrico, os elétrons livres são direcionados à camada N e as lacunas à camada P e permanecem separados pela barreira de potencial. Essa separação das cargas positivas e negativas gera diferença de potencial, enquanto o fluxo das cargas da junção P-N às camadas configura uma corrente. Os contatos ligados a cada camada permitem, por meio de condutores elétricos, o escoamento da corrente para que o fenômeno se traduza em potência útil para uma carga conectada a eles.

Fundamentadas no conceito básico do efeito fotovoltaico, diversas tecnologias têm sido criadas para o aumento da eficiência dos módulos; em geral, a partir do uso e confecção de diferentes materiais e do desenvolvimento de novas topologias. Como exemplo, tem-se a construção de células de mais de uma junção P-N, o uso de materiais que inibem a reflexão da luz na superfície da célula, entre outros. As células de silício monocristalino, um material de fácil acesso na natureza, são as que dominam o mercado, apesar de não serem as mais eficientes.

As células de silício têm uma tensão de 0,5 V a 0,8 V, e normalmente são conectadas em série e em paralelo de forma a se poder dimensionar sistemas com valores de tensão e corrente arbitrários. Dessa forma, o módulo fotovoltaico consiste em células associadas em série encapsuladas por uma estrutura de proteção. A tensão e número de células utilizadas varia conforme a aplicação do módulo.

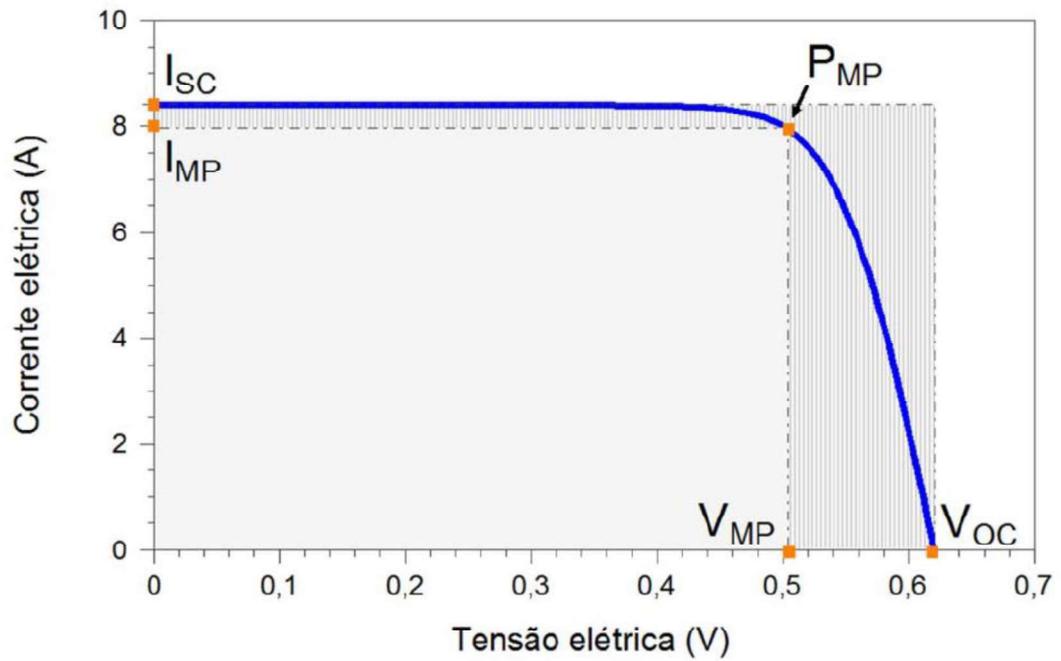
Existem algumas grandezas elétricas relevantes que são utilizadas para caracterizar os módulos fotovoltaicos. Um módulo é caracterizado por certas grandezas elétricas medidas em condições-padrão de ensaio ou *standard test conditions* (STC): irradiância solar de 1000 W/m², com espectro de massa de ar de 1,5 AM e temperatura de célula de 25 graus °C. A medição de potência em Watts gerada pelo módulo nessas condições é seu valor nominal de potência, a qual nesse caso é dada na medida *Watt-pico* (Wp). A tensão de circuito aberto (VoC) é dada pela medição da tensão com um multímetro ligado aos terminais do módulo quando o mesmo não está ligado a um circuito. Já a corrente de curto-circuito (Isc) é dada pela medição de corrente com um amperímetro nas mesmas condições.

Mesmo que essas grandezas elétricas características sejam importantes em termos de especificação e referência, várias análises exigem dados mais assertivos, como os que podem ser extraídos da curva característica I-V (CRESESB, 2014), representada no Gráfico 3.

P_{mp} é potência máxima e V_{mp} e I_{mp} são a tensão e a corrente no ponto de máxima potência do módulo. Juntas das outras grandezas, elas formam o grupo das cinco grandezas características do módulo fotovoltaico.

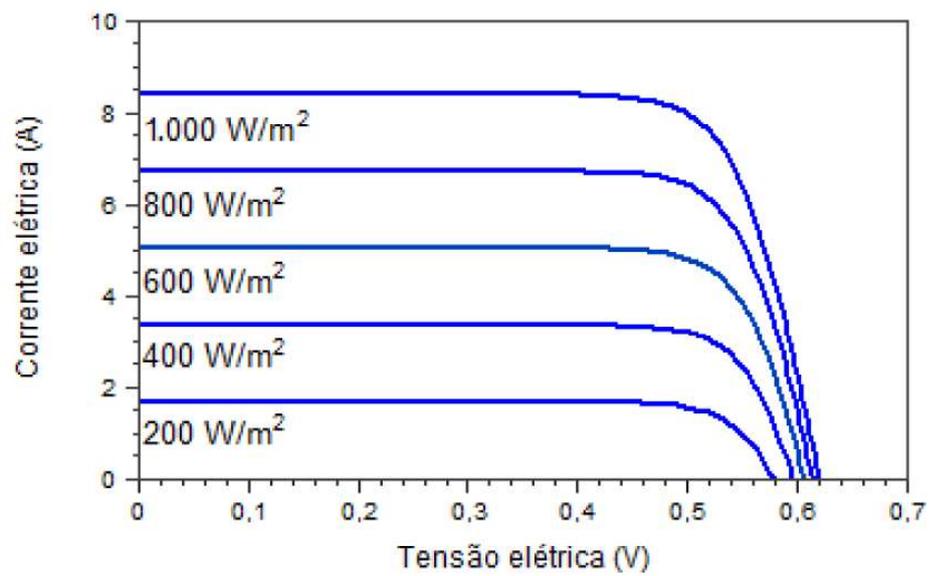
Tendo fixado as condições de irradiação e temperatura para se extrair as grandezas características, entendeu-se ser de grande relevância a observação do efeito dessas condições nas propriedades elétricas dos módulos. Esse efeito pode ser visto nas curvas mostradas nos Gráficos 4 e 5.

Gráfico 3 - Curva característica I-V



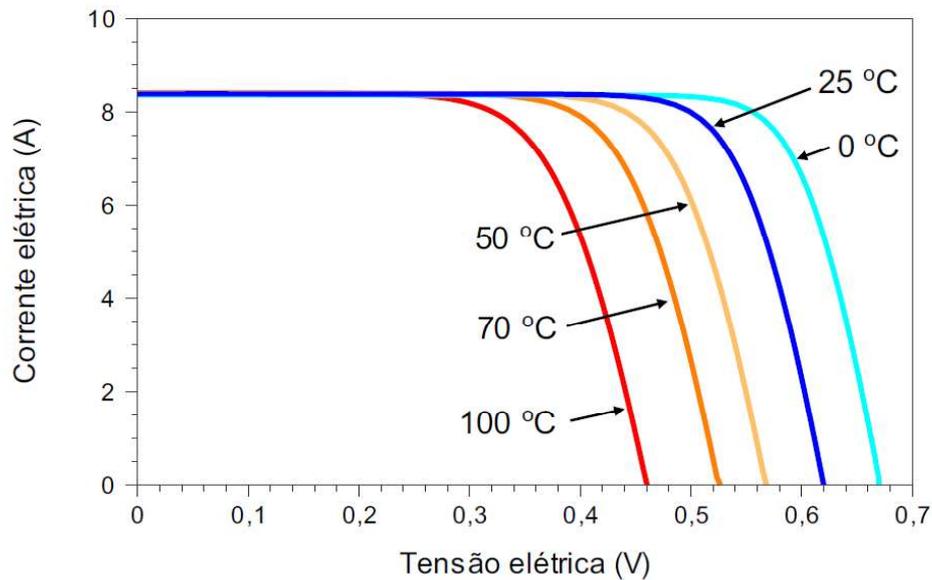
Fonte: CRESESB (2014).

Gráfico 4 - Influência da irradiância solar na curva I-V



Fonte: CRESESB (2014).

Gráfico 5 - Influência da temperatura na curva I-V



Fonte: CRESESB (2014).

Em SFCRs, o gerador é formado pelo arranjo dos módulos em série e em paralelo. Módulos que estão sob as mesmas condições de irradiância (que depende de sombreamento, orientação, inclinação, entre outros) são agrupados em uma mesma série, ou do inglês *string*, para o aproveitamento correto da potência CC gerada.

3.2.2 Inversor

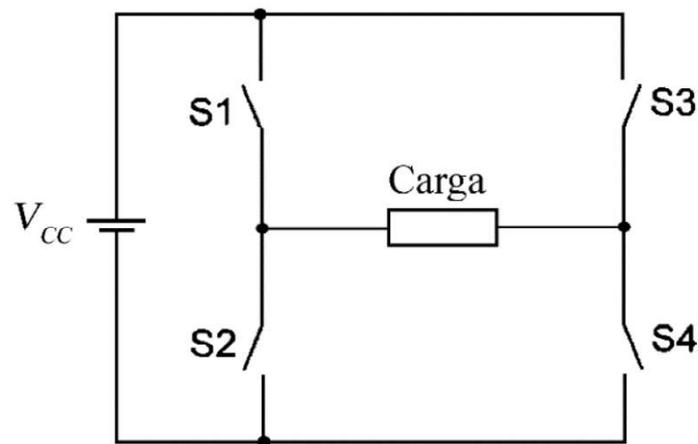
O inversor é o elemento conversor do sistema fotovoltaico, possibilitando que potência gerada (em corrente contínua) seja usada por cargas convencionais, as quais consomem potência em corrente alternada. Assim, no contexto dos sistemas conectados à rede elétrica, a tensão CA de saída do inversor deve ser adequada em amplitude, frequência, sincronização de fase e conteúdo harmônico à rede e às cargas que serão alimentadas pelo sistema (CRESESB, 2014).

3.2.2.1 Funcionamento básico

O circuito de conversão pode ser chamado de conversor CC-CA de estado sólido, pois é composto basicamente por transistores. Os transistores são dispositivos eletrônicos que podem ser usados como chaves, bloqueando ou permitindo a circulação da corrente elétrica de acordo com seu estado ligado e desligado. As tecnologias mais utilizadas na eletrônica de potência são a *metal oxide semiconductor field effect transistor* (MOSFET) e *insulated-gate bipolar*

transistor (IGBT), as quais permitem que a transição de estado seja feita em alta frequência e a qualquer momento do ciclo de conversão. A observação da topologia mais simples do circuito pode demonstrar o funcionamento básico, conforme se vê na Figura 5.

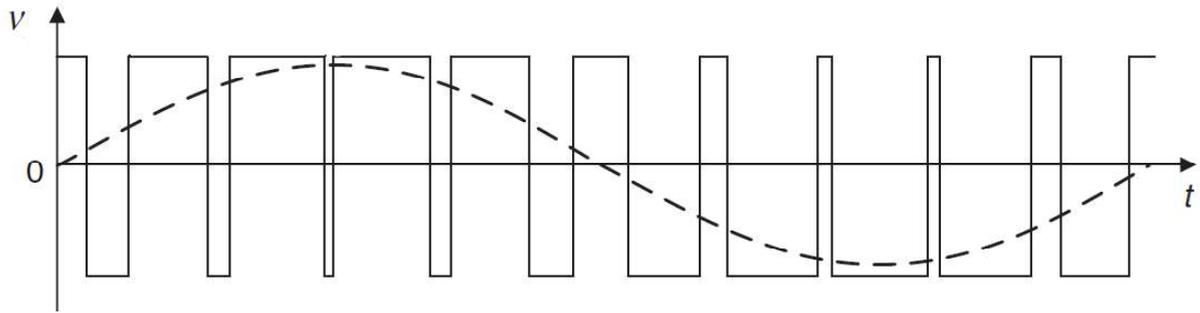
Figura 5 - Esquemático do inversor monofásico



Fonte: CRESESB (2014).

A conversão CC-CA pode ser dada pelo simples chaveamento periódico das chaves S1 a S4, conforme o seguinte ciclo: ligou-se as chaves S1 e S4 e desligou-se S2 e S3; em seguida, ligou-se S2 e S3 e desligou-se S1 e S4. Entretanto, a saída do circuito seria uma onda quadrada, o que não satisfaz a exigência das cargas e do sistema elétrico, uma senoide. Por esse motivo, se faz o chaveamento por meio da modulação de largura de pulso, do inglês *pulse width modulation* (PWM), a qual realiza o controle do valor da tensão e corrente de saída por meio da variação da largura dos pulsos do sinal de controle das chaves. Esse controle é feito a partir de um sinal de referência (uma senoide com mesma frequência que a rede), gerado por um circuito à parte. Dessa forma, adicionando-se ainda a ação de filtros, consegue-se gerar tensão e corrente de saída com formato senoidal, conforme mostra o Gráfico 6.

Gráfico 6 - Modulação PWM



Fonte: Adaptado de Rodriguez e Cortes (2012).

3.2.2.2 Seguimento de ponto de potência máxima

Conforme exposto anteriormente, as curvas de tensão e de corrente são bastante afetadas pelas condições físicas do meio em que os módulos estão instalados: irradiância, temperatura, obstrução por sujeira, entre outros. Como algumas dessas condições são variantes no tempo, utiliza-se um método de controle para que a geração esteja sempre no ponto de potência máxima (V_{mp} e I_{mp}). Do inglês *maximum power point tracker* (MPPT), o seguidor de ponto de máxima potência constantemente realiza o ajuste da tensão de polarização do gerador fotovoltaico com base no *input* de dados instantâneos de tensão e corrente de operação da planta, e, em alguns casos, até dados de irradiância e temperatura (CRESESB, 2014). Um algoritmo de seguimento do ponto de potência máxima (SPPM) muito utilizado é o Perturba e Observa (P&O), em que se gera pequenas variações (positivas e negativas) na tensão de polarização e se observa o sentido da variação consequente na potência.

Os inversores designados para a geração fotovoltaica têm no mínimo um dispositivo MPPT incluído, o qual fica entre os arranjos de módulos e o circuito de conversão CC-CA. Dessa forma, além de proporcionar o melhor aproveitamento do potencial de geração dos módulos em condições variadas, mais de um MPPT possibilita que um inversor faça uma conversão eficaz de arranjos que estejam em condições de irradiação e orientação diferentes; o que torna o método muito relevante para a grande maioria dos geradores projetados.

3.2.3 Proteção

Com base na norma da Associação Brasileira de Normas e Técnicas (ABNT) NBR 5410 e dos Procedimentos de Distribuição no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), da ANEEL, fica definida para sistemas de geração distribuída a exigência dos seguintes elementos de segurança:

1. Disjuntores na parte CC e na parte CA;
2. Dispositivo de proteção de surtos (DPS) na parte CC e na parte CA;
3. Elemento de desconexão;
4. Elemento de interrupção;
5. Proteção de subtensão e sobretensão;
6. Proteção de subfrequência e sobrefrequência;
7. Relé de sincronismo;
8. Elemento Anti-ilhamento;

Os elementos de segurança 4 a 8 estão inclusos nos inversores designados para a geração fotovoltaica e as normas e as concessionárias de energia consideram desnecessária a redundância dessas proteções.

3.2.4 Cabeamento

Tanto na parte CA quanto na parte CC, os cabos devem deter um isolamento capaz de suportar a máxima tensão do sistema.

Os cabos do segmento CC do sistema devem ser capazes de suportar as condições do clima e tempo. Para a conexão entre cabos e dos cabos aos módulos, é padronizado o uso de conectores de engate rápido com grau de proteção IP 67 ou superior, para a facilitação da instalação e a garantia de boa conexão. O padrão atual é o conector do tipo MC4, mostrado na Figura 6. Além disso, é de grande importância que os cabos não fiquem soltos e sujeitos à ação do vento, e sim presos à estrutura do painel fotovoltaico por meio de abraçadeiras especiais (CRESESB, 2014).

Figura 6 - Conector MC4



Fonte: CRESESB, 2014.

4 DESCRIÇÃO DOS *SOFTWARES*

4.1 PVsyst

4.1.1 Descrição Geral

O PVsyst é um programa de computador dedicado ao estudo, ao dimensionamento e à análise de dados de sistemas fotovoltaicos e é indicado para as demandas de arquitetos, engenheiros e pesquisadores (PVsyst, 2022). O *software* é um dos mais consolidados no mercado e na pesquisa de sistemas fotovoltaicos e foi concebido em 1994 na Universidade de Genebra, na Suíça. Atualmente, o PVsyst é comercializado e mantido pela empresa PVsyst SA, a qual cobra, para o uso comercial, €680,00 pela licença anual da versão 7.4 do programa.

O *software* simula e dimensiona SFCRs, SFIs, sistemas conectados a redes CC e sistemas de bombeamento de água alimentados por SFVs levando em consideração todas as partes que compõem um sistema fotovoltaico real.

Além da estimativa de geração, o total de perdas e a taxa desempenho do sistema, as simulações têm uma riqueza de resultados, como: o diagrama detalhado de todas as causas de perdas do sistema, os valores de cada variável relacionada aos cálculos de geometria solar, de irradiação e do comportamento elétrico de cada componente do sistema, curvas de distribuição (histogramas para o período de um ano) de irradiância em função do horário, de irradiância em função da irradiação e de energia gerada em função da potência do arranjo fotovoltaico. Quanto ao cálculo desses resultados, é importante salientar que o programa usa do Modelo de Hay ou do Modelo de Perez (de escolha do usuário) para o cálculo da irradiância no plano inclinado (transposição), e o “Modelo de um diodo” de Shockley para o módulo fotovoltaico.

Como base de dados, o PVsyst conta com dados meteorológicos de algumas fontes - incluindo a Meteoronorm e a National Aeronautics and Space Administration (NASA) - e uma ampla diversidade de dados de componentes de SFVs, atualizados algumas vezes ao ano. Nos dois contextos, o programa permite que o usuário impute esses dados.

4.1.2 Descrição Detalhada

A ferramenta principal do PVsyst é a de “Projeto”, a qual propõe a realização de uma análise minuciosa de projeto e desempenho de geradores fotovoltaicos por meio de simulações horárias detalhadas (PVsyst, 2022). Nesse contexto, o *software* apresenta quatro opções de categoria de geradores: sistema isolado, sistema conectado à rede CA, sistema conectado à rede CC e sistema de bombeamento de água. Dado que este texto propõe o estudo no contexto de SFCRs, restringir-se-á à descrição do uso do programa a esse tipo de sistema fotovoltaico.

Antes de iniciar o processo de configuração da simulação, é importante que certos parâmetros gerais sejam definidos, e isso é feito na janela “Parâmetros do Projeto”. Na primeira aba dessa janela, permite-se entrar com o valor do coeficiente Albedo, a fração da incidência solar global que é refletida pelo solo em frente a um plano inclinado, a qual tem impacto positivo na geração fotovoltaica. Assim, o programa aceita como entrada o Albedo geral ou o valor para cada mês do ano. Nessa seção, é apresentada uma tabela de valores usuais para alguns tipos de solo e um valor padrão de 20%.

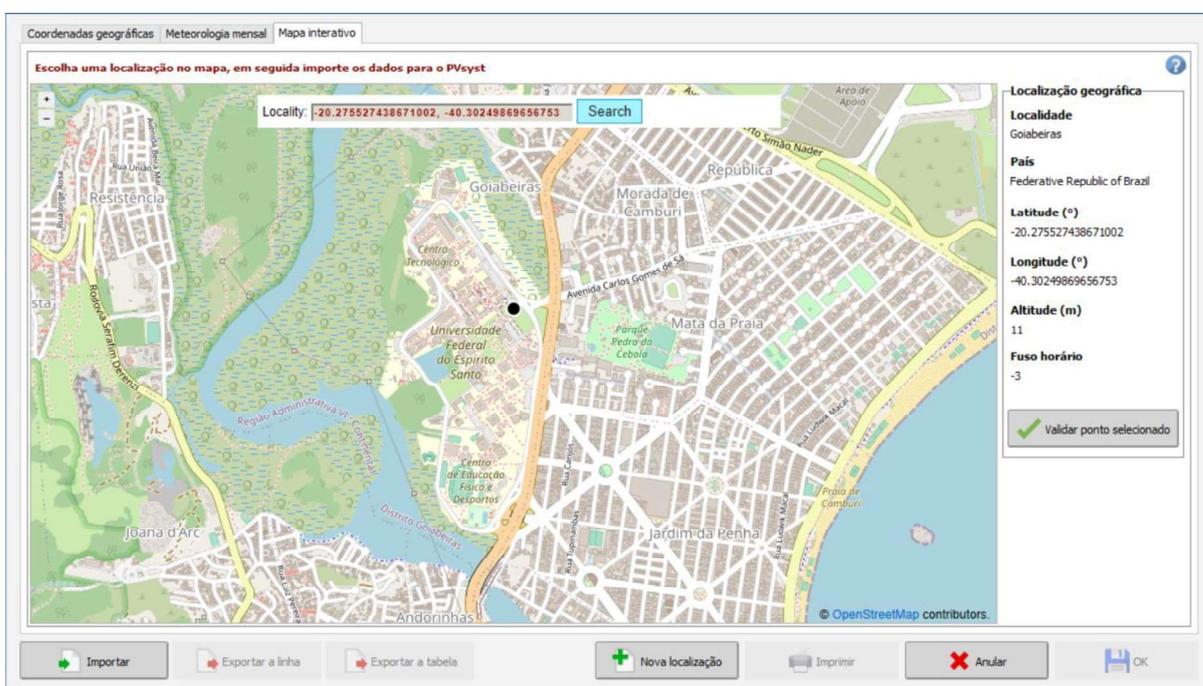
Além disso, essa janela contém mais dois parâmetros que impactam nos cálculos da simulação, os quais são referentes aos modelos físicos a serem considerados. Assim, o programa oferece o modelo de Hay e o modelo de Perez-Ineichen como opções para o cálculo de transposição, a saber, da irradiância efetiva no plano inclinado. No manual do programa, em relação ao outro modelo, apresenta-se o modelo de Hay como o mais conservador e mais robusto a medições imprecisas de irradiância, e o modelo de Perez-Ineichen como ligeiramente mais preciso. Diz-se que a diferença entre os resultados varia entre zero e dois por cento e, a partir da versão 6 do programa, propõe-se o modelo de Perez como o padrão.

O outro parâmetro faz alusão ao método de cálculo do que envolve a variável “irradiância circumsolar”, para o qual se pode escolher entre considerá-la como parte da irradiância difusa ou de forma a separá-las. Como a segunda apresenta proporciona maior precisão nos cálculos, ela é proposta como padrão.

A definição de fato do projeto inicia pela inserção da localização exata do local de instalação do sistema, com base na qual o *software* determina os dados meteorológicos a serem utilizados

no cálculo a partir dos bancos de dados integrados a ele, conforme se vê nas Figuras 7 e 8. A partir da importação dos dados referentes ao local mais próximo do definido pelo usuário, o *software* executa uma aplicação própria que gera a estimativa de dados climáticos para a localização exata que foi inserida. Os dados utilizados nas simulações são mensais e são referentes às seguintes grandezas: irradiação horizontal global e difusa, temperatura, velocidade do vento, fator de turbidez atmosférica de Linke e umidade relativa do ar. A partir dessas informações, o *software* gera valores horários para as variáveis citadas antes de realizar as simulações. Vale ressaltar que após a importação dos dados de terceiros, o usuário pode alterá-los caso deseje executar as simulações a partir de medições próprias.

Figura 7 - PVsyst: Janela de localização do sistema



Fonte: Produzido pelo próprio autor.

Figura 8 - PVsyst: Janela de entrada de dados meteorológicos

Coordenadas geográficas | Meteorologia mensal | Mapa interativo

Localização: **Goiabeiras (Brasil)**

Fonte dos dados:

	Irradiação horizontal total	Irradiação difusa horizontal	Temperatura	Velocidade do vento	Turvação de Linke	Humidade relativa
	kWh/m ² /mês	kWh/m ² /mês	°C	m/s	[-]	%
Janeiro	209.6	86.3	27.8	3.60	3.508	74.9
Fevereiro	176.3	74.4	27.8	2.91	3.466	75.6
Março	164.8	75.9	27.0	2.49	3.382	79.8
Abril	133.1	69.1	25.1	2.10	3.287	83.3
Mai	117.6	53.6	23.3	2.09	3.290	81.5
Junho	109.4	46.7	21.5	1.89	3.154	86.4
Julho	113.9	48.9	21.1	2.21	3.269	84.6
Agosto	125.7	67.4	21.9	2.70	3.470	80.4
Setembro	143.2	63.0	23.2	3.40	4.288	77.0
Outubro	151.4	80.7	25.3	3.70	4.065	74.3
Novembro	151.1	87.5	25.7	3.49	3.795	77.9
Dezembro	186.3	88.9	27.2	3.50	3.709	75.9
Ano	1782.3	842.5	24.7	2.8	3.557	79.3

Dados exigidos

- Irradiação horizontal total
- Temperatura exterior média

Dados suplementares

- Irradiação difusa horizontal
- Velocidade do vento
- Turvação de Linke
- Humidade relativa

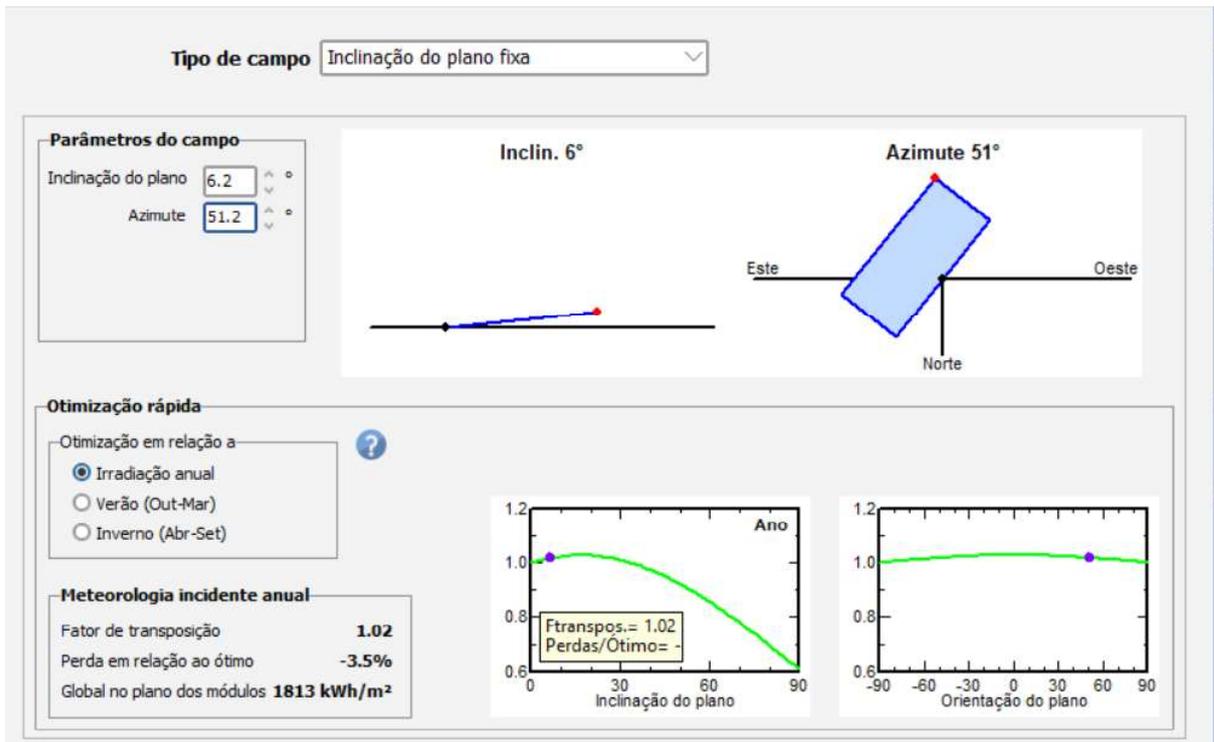
Unidades de irradiação

- kWh/m²/dia
- kWh/m²/mês
- MJ/m²/dia
- MJ/m²/mês
- W/m²
- Índice de limpeza Kt

Fonte: Produzido pelo próprio autor.

A segunda etapa desse processo é a caracterização do plano do arranjo fotovoltaico, o qual se baseia principalmente em sua orientação e inclinação. Conforme se vê na Figura 9, o processo de ajuste desses parâmetros é auxiliado pelas ilustrações da posição dos módulos em relação aos eixos relevantes e por uma ferramenta de otimização, a qual mostra a posição da configuração imputada nas curvas Irradiância X ângulo de inclinação e Irradiância X ângulo de azimute e a porcentagem de perdas em relação ao ponto ótimo levando em consideração aos dois parâmetros em conjunto. Nessa etapa, além da configuração de apenas um plano de módulos de inclinação fixa (visto na Figura 9), têm-se as seguintes opções: vários planos de inclinação fixa, planos com ajuste sazonal da inclinação, várias mesas de módulos que se sombreiam, “toldos solares”, *trackers* de um eixo e *trackers* de dois eixos.

Figura 9 - PVsyst: Janela de caracterização do plano de módulos



Fonte: Produzido pelo próprio autor.

O próximo passo para a definição do gerador é a especificação e configuração de seus componentes principais, o arranjo fotovoltaico e o inversor. Isso é feito na janela “Sistema” (Figura 10), a qual conta com um banco de dados de informações técnicas dos modelos de módulos, inversores e otimizadores de potência mais relevantes do mercado. O usuário tem a opção de escolher os modelos que deseja ou entrar com as informações técnicas relevantes desses componentes para seguir com a definição do gerador. Além desses, tem-se como *inputs* dessa etapa o número de entradas SPPM, de séries de módulos e de módulos em cada série do arranjo fotovoltaico.

Figura 10 - PVsyst: Janela de especificação do gerador

Sub-grupo

Nome e orientação do sub-grupo
 Nome: Grupo FV
 Oriente: Inclinação do plano fixa
 Inclinação: 6°
 Azimute: 51°

Ajuda para o dimensionamento
 Sem pré dim. Introduza Pnom desejado: 10.0 kWp
 Redimensionar ... ou superfície disponível(módulos): 47 m²

Seleção do módulo FV
 Disponíveis: Filtro: Todos os módulos FV Aproxim. módulos necessários: 18
 JA Solar 550 Wp 35V Si-mono JAM72-S30-550-MR Desde 2021 Manufacturer-RETCC
 Utilizar otimizador
 Dimens. das tensões: Vmpp (60°C) 36.6 V
 Vco (-10°C) 54.6 V

Seleção do inversor
 Disponíveis: Tensão de saída 220 V Mono 50Hz
 Growatt New Energy 8.0 kW 60 - 550 V TL 50/60 Hz MIN 8000TL-X(E) Desde 2021
 Número de entradas MPPT: 2 Tensão de funcionamento: 60-550 V Potência do inversor utilizada: 8.0 kWca
 Utilize multi-MPPT Tensão máxima entrada: 600 V **inversor com 2 MPPT**
 Não há partilha de potência entre MPPTs

Dimensionamento do grupo
Número de módulos e strings
 Mod. em série: 9 entre 2 et 10
 Nr. strings: 2 Única possibilidade 2
 Perdas sobre-pot. 0.4 %
 Rácio Pnom 1.24
 Nº de módulos: 18 Superfície: 46 m²

Condições de funcionamento
 Vmpp (60°C) 330 V
 Vmpp (20°C) 381 V
 Vco (-10°C) 491 V
 Irradiã. no plano 1000 W/m²
 Imp (STC) 26.2 A
 Isc (STC) 28.0 A
 Potênc. Máx. em funcionamento 9.9 kW (em 1093 W/m² e 50°C)
 Isc (em STC) 28.0 A Potência nom. grupo (STC) 9.9 kW

Lista dos sub-grupos

Nome	#Mód #Inv.	#String #MPPT
Grupo FV		
JA Solar - JAM72-S30-550-MR	9	2
Growatt New Energy - MIN 8000TL-X(E)	1	2

Resumo do sistema global

Nr. de módulos	18
Superfície módulos	46 m²
N.º de inversores	1
Potência nominal FV	9.9 kWp
Potência AC nominal	8.0 kWAC
Rácio Pnom	1.238

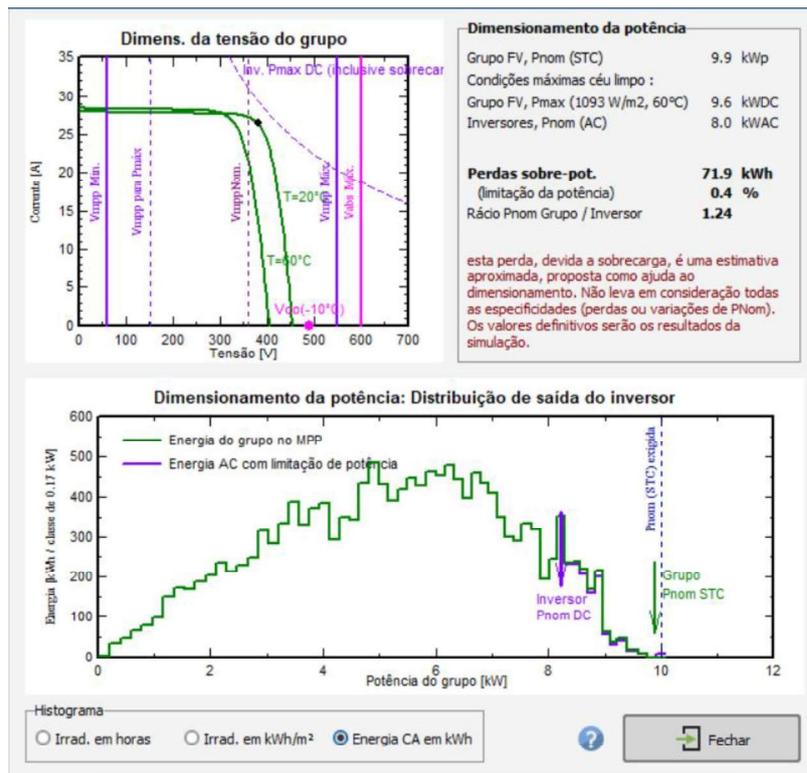
Sinopse do sistema Diagrama unifilar Anular OK

Fonte: Produzido pelo próprio autor.

No processo de definir todos esses parâmetros, o usuário é auxiliado por algumas ferramentas do *software*: a definição automática das configurações das *strings* e o monitoramento dos parâmetros relevantes do sistema. O primeiro é opcional e pode ser executado com apenas a escolha dos modelos dos componentes e um dos parâmetros de pré-dimensionamento: potência em kWp ou área disponível em m² (topo esquerdo da Figura 10). O segundo é dado na tela “Sistema” (Figura 10), pela exibição de valores atualizados dos parâmetros-chave do sistema e de avisos para valores que não satisfazem as restrições do fabricante, do desenvolvedor e do usuário; e pela tela “Dimensionamento” (Figura 11), em que se traça gráficos das curvas I-V das séries em conjunto com os limites de dimensionamento dados e histogramas para a análise da geração no tempo. Assim, conforme o usuário define a configuração do sistema, atualiza-se e exibe-se em tempo real os valores de parâmetros de grande importância para o projeto: tensão de funcionamento das entradas SPPM do inversor escolhido (CC), tensão máxima de entrada do inversor (CC), tensão das séries no ponto de potência máxima em condições de mínima e máxima temperatura de operação das células, tensão em circuito aberto das séries à temperatura ambiente mínima atingida no local, corrente do arranjo no ponto de potência máxima nas condições de máxima irradiância do local e nas condições padrão de teste (STC), corrente de curto-circuito do arranjo nas condições de máxima irradiância do local e em STC, potência máxima de funcionamento nas condições de máxima irradiância do local e em STC, fator de

sobrecarga CC-CA do sistema, informações de perdas por sobrecarga, número total de módulos e área total do arranjo. Além disso, também se atualizam em tempo real as curvas I-V em condições de mínima e máxima temperatura de operação das células e os histogramas de distribuição horária da irradiância local, de distribuição da irradiação em função da irradiância, e da distribuição da energia gerada em função da potência do arranjo.

Figura 11 - PVsyst: Janela “Dimensionamento”



Fonte: PVsyst, 2023.

A próxima etapa é a definição dos parâmetros referentes às perdas do sistema, na janela “Perdas Detalhadas” (Figura 12). A primeira seção diz respeito às perdas térmicas na transmissão de energia dos raios solares às células, cujo modelo físico tem o “fator de perdas por aquecimento” (dado em $\text{W}/\text{m}^2\cdot\text{K}$) como o parâmetro referente às condições de ventilação do arranjo, sendo esse o parâmetro que deve ser ajustado pelo usuário. No manual de utilização do *software*, o desenvolvedor indica que a determinação assertiva desse fator só pode ser alcançada por meio de medições *in loco*. Ele considera razoável o valor de $20 \text{ W}/\text{m}^2\cdot\text{K}$ para casos de instalação em telhado e o define como padrão para as simulações.

Figura 12 - PVsyst: Aba “Parâmetros Térmicos” da Janela “Perdas detalhadas”

Fonte: Produzido pelo próprio autor.

A seção “Perdas Ômicas” tem um título autoexplicativo e é separado em partes para perdas em cabos no lado CC e para as perdas em cabos e em transformadores do lado CA. Para os cabos de conexão do arranjo ao inversor (lado CC) tem-se duas opções de configuração: a entrada direta do percentual de perdas ou a entrada da secção dos cabos e das distâncias a serem percorridas pelos circuitos nessa conexão. Para a primeira, o programa apresenta o valor padrão de 1,5% e para a segunda é calculado o valor de perdas com base nas informações dadas e o valor de resistividade contida em seu banco de dados. Já para o lado CA, tem-se apenas a opção mais detalhada, a qual opera de forma similar à descrita acima. Além disso, há a opção de considerar as perdas de transformadores de média ou alta tensão entre a saída do inversor e o ponto de injeção.

A seção “Perdas IAM” (*Incidence Angle Modifier*) é referente à perda de irradiância relacionada ao ângulo de incidência dos raios solares, a qual, diferentemente das perdas de mesma natureza

ocasionadas na incidência normal dos raios, não é considerada pelo fabricante no processo de especificação da potência nominal dos módulos. Essa perda é causada pela reflexão dos raios solares em sua passagem pelas camadas que precedem as células fotovoltaicas (geralmente compostas por vidro) e seu efeito se intensifica com o aumento do ângulo de incidência dos raios. As informações referentes a essa perda são dadas pelo fabricante e frequentemente constam no banco de dados do PVsyst. Além disso, o usuário tem as opções de imputar os fatores de perda ou escolher entre os modelos físicos de American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers (ASHRAE), Fresnel e Sandina e ajustar os parâmetros referentes aos materiais envolvidos no processo.

A seção “Perdas por Sujidade” é referente ao acúmulo de partículas sólidas na superfície dos módulos, o que mina a passagem da luz solar até as células. Essa seção aceita como entrada uma porcentagem de perdas referente a cada mês do ano ou referente ao ano por completo. Por padrão, o *software* desconsidera essa categoria de perdas e, caso se deseje considerá-la, apresenta-se um valor padrão de 3%, alusivo ao ano inteiro.

A seção “Indisponibilidade” permite que seja considerado o desligamento planejado ou causado por falha do gerador durante o ano. Sendo assim, aceita-se a entrada dessa informação no formato de porcentagem do período, em número dias, ou até mesmo que se registre os eventos de desligamento, definindo a data, o horário e a duração dos eventos.

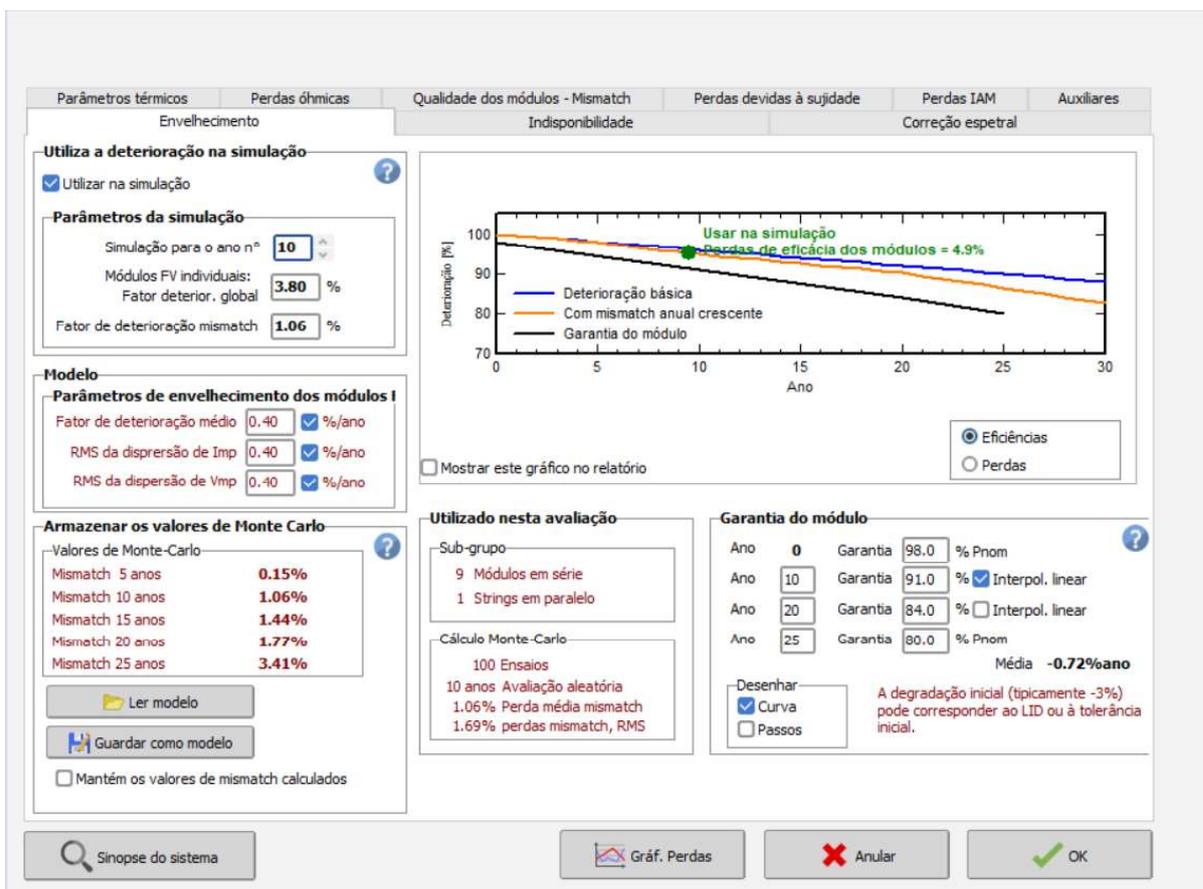
As perdas por *mismatch*, as quais têm como causa as diferenças no comportamento elétrico (curvas I-V) entre os módulos - que, por sua vez, têm origem no próprio processo de fabricação - podem ser consideradas em suas duas formas de impacto. As perdas por mismatch de corrente (entre os módulos de uma mesma série), podem ser definidos na seção “Perdas dos módulos com mismatch”, em que se imputa uma porcentagem de perdas fixa que impactará a geração total na simulação. É apresentado um valor padrão de 2% de perdas e uma ferramenta dedicada a essa aplicação, cujas entradas são: número de módulos da série, irradiância, temperatura de operação das células, valores da corrente de curto-circuito (I_{sc}) e da tensão de circuito aberto (V_{oc}) dos módulos e a escolha de valores de desvio padrão para eles. Com base nos valores inseridos, a ferramenta gera uma curva de distribuição estatística e numerosas amostras de curvas I-V baseadas em valores aleatórios de I_{sc} e V_{oc} que estejam contidos nessa distribuição. Desse ponto, o programa agrupa as curvas I-V em séries com o tamanho definido pelo usuário

anteriormente, calcula as perdas por *mismatch* em cada série agrupada, e, posteriormente, calcula a média dessas amostras. Permite-se repetir esse cálculo e acumular os resultados da média, gerando-se o resultado retornado pela ferramenta.

As perdas por *mismatch* de tensão (entre séries de módulos) podem ser definidas na seção “Mismatch da tensão nas fiadas” (do português de Portugal “Mismatch da tensão nas séries”). Essa funcionalidade tem uma estrutura semelhante ao item descrito no parágrafo acima e apresenta um valor padrão de 0% de perda. Assim como a seção anterior, sua ferramenta dedicada permite calcular o impacto do *mismatch* de tensão com base nas grandezas elétricas do módulo escolhido e na determinação do desvio padrão da curva de distribuição utilizada para a modelagem do caráter aleatório do *mismatch*. Ademais, pode-se entrar com as informações relevantes quanto aos circuitos do arranjo (distâncias entre cada série e o inversor e secção nominal dos cabos) para se estimar as perdas por *mismatch* de tensão causado por diferenças nos circuitos de cada série conectada em paralelo.

A seção “Envelhecimento” (Figura 13) trata das perdas relacionadas à degradação natural das células com o tempo, cujo efeito é a redução da sua capacidade de geração. Além disso, como cada célula se degrada em um ritmo diferente, com o passar do tempo, o efeito de *mismatch* entre as células em um módulo e entre os módulos numa série aumenta, o que estabelece a progressão de mais um tipo de perda. Nesse contexto, o programa visa modelar os efeitos citados para um determinado ano da vida útil do sistema (escolhido pelo usuário), permitindo que se simule um sistema que já estaria em funcionamento há alguns anos.

Figura 13 - PVsyst: Aba “Envelhecimento” da Janela “Perdas detalhadas”



Fonte: Produzido pelo próprio autor.

Assim, para a primeira perda descrita, tem-se como *inputs* o ano de idade do sistema o qual se deseja simular, a taxa de deterioração anual média ou a deterioração percentual acumulada para o ano escolhido. Para essa perda, o programa apresenta 0,4%/ano como valor padrão de deterioração anual média, valor esse escolhido com base em estudos experimentais de outras fontes, segundo os desenvolvedores.

Em relação ao efeito progressivo de *mismatch*, o PVsyst propõe utilizar o método de Monte Carlo numa distribuição normal da taxa de deterioração que tenha um desvio padrão determinado pelo usuário (valor padrão de 0,4%/ano) e que tenha como valor esperado a taxa determinada na etapa anterior. Com isso, o programa retorna o valor adicional de perdas por *mismatch* para o ano selecionado. Como um recurso adicional, o programa traça as curvas de eficiência no tempo nos seguintes cenários: considerando apenas as perdas diretas por deterioração, considerando a perda por deterioração e o consequente *mismatch* e a curva de garantia de eficiência do fabricante.

As perdas ocasionadas pelo processo chamado de degradação induzida pela luz (LID) podem ser consideradas na seção de mesmo nome, que aceita o valor da perda percentual total como entrada. Esse efeito ocorre nas primeiras horas de contato das células com a luz e pode gerar uma perda de 1% a 4% em células de silício cristalino Tipo-P, que são amplamente majoritários no mercado. Ainda é difícil afirmar com certeza quais fabricantes especificam a potência dos módulos antes ou depois de seu teste final, que envolve a incidência de luz sobre eles. Por esse motivo, os desenvolvedores do PVsyst mantêm essa perda desligada por padrão. Caso se deseje considerá-la, é apresentado um valor padrão de 2%.

A entrada do percentual de perdas na seção “Qualidade dos Módulos” se refere ao nível de confiança do usuário na especificação de potência dos módulos realizada pelo fabricante, que geralmente apresenta uma possível diferença de +/-3% a +/-5% entre a potência real e a nominal. O parâmetro tocante a essa variação é chamado de “Tolerância de potência” e consta tanto na ficha técnica do produto quanto no banco de dados do PVsyst. Sendo assim, o valor padrão apresentado pelo *software* é um quarto da diferença entre o valor máximo e o mínimo de potência nominal.

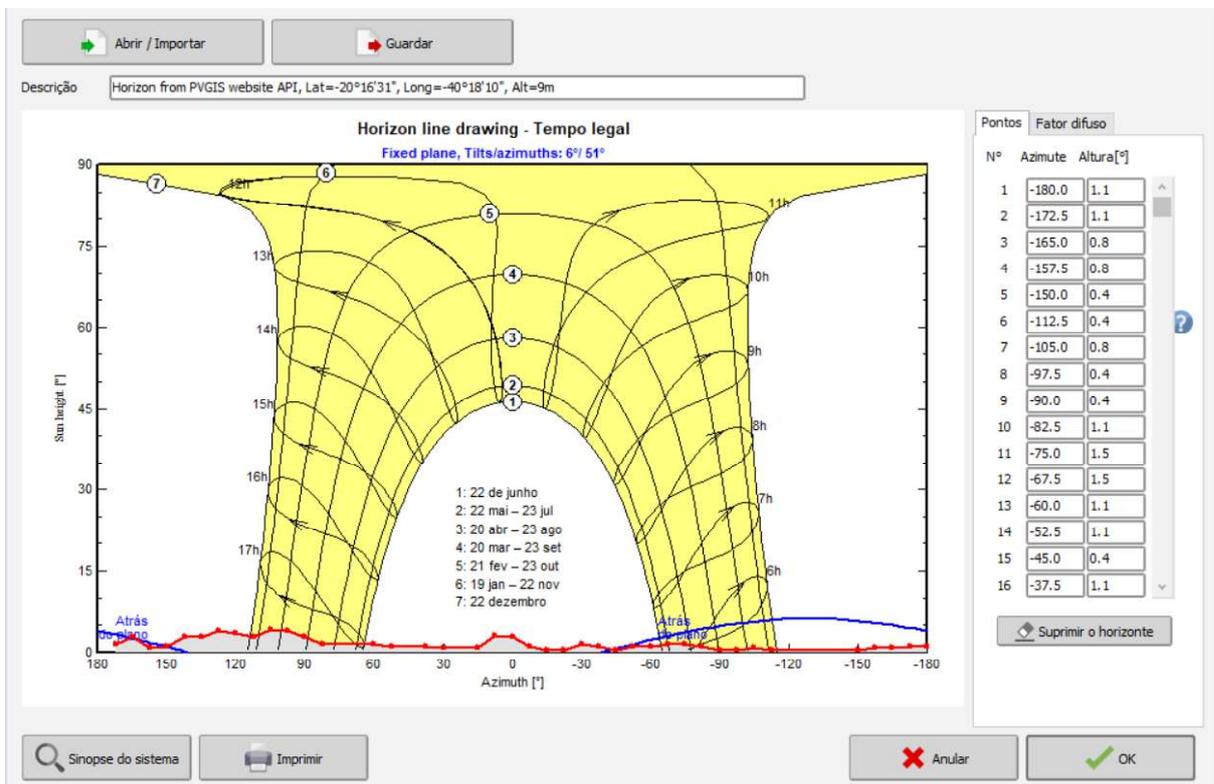
A seção “Correção espectral” faz alusão a perdas relacionadas a mudanças no espectro da luz causadas por sua dispersão e absorção na atmosfera. O programa oferece três opções de modelos diferentes, sendo alguns mais indicados para certos materiais constituintes das células, os quais são executados automaticamente pelo *software* quando selecionados. Os desenvolvedores afirmam que o efeito da alteração espectral é especialmente notado em células de Telureto de Cádmio e de Silício amorfo, ao passo que, para células de Silício cristalino, seu efeito é desprezível. Por padrão, essa categoria de perda fica desativada.

Por fim, a seção “Auxiliares” comporta perdas relacionadas ao consumo de energia por equipamentos extras, utilizados para o suporte e gerenciamento da usina, como ventiladores, aparelhos de ar-condicionado, luzes, equipamentos eletrônicos, entre outros. Essa entrada é dada em *Watts* e fica inativa por padrão.

O quarto passo do processo de definição do projeto trata da característica do horizonte ou sombreamento distante no local, o qual determina o perfil de acesso do local à luz solar durante

o ano, a saber, os horários quando o local tem acesso ao sol em cada dia do ano (Figura 14). O programa permite que esses dados sejam importados de algumas formas: por meio de arquivos no formato definido pelo fabricante, por meio do desenho do perfil no diagrama de curso solar e por meio da ferramenta de importação direta dos bancos de dados de entes que realizam esse estudo - a qual o faz a partir da localização definida anteriormente. Apesar de ser opcional, a execução dessa etapa pode trazer um aumento relevante na exatidão da simulação.

Figura 14 - PVsyst: Janela de caracterização do horizonte local



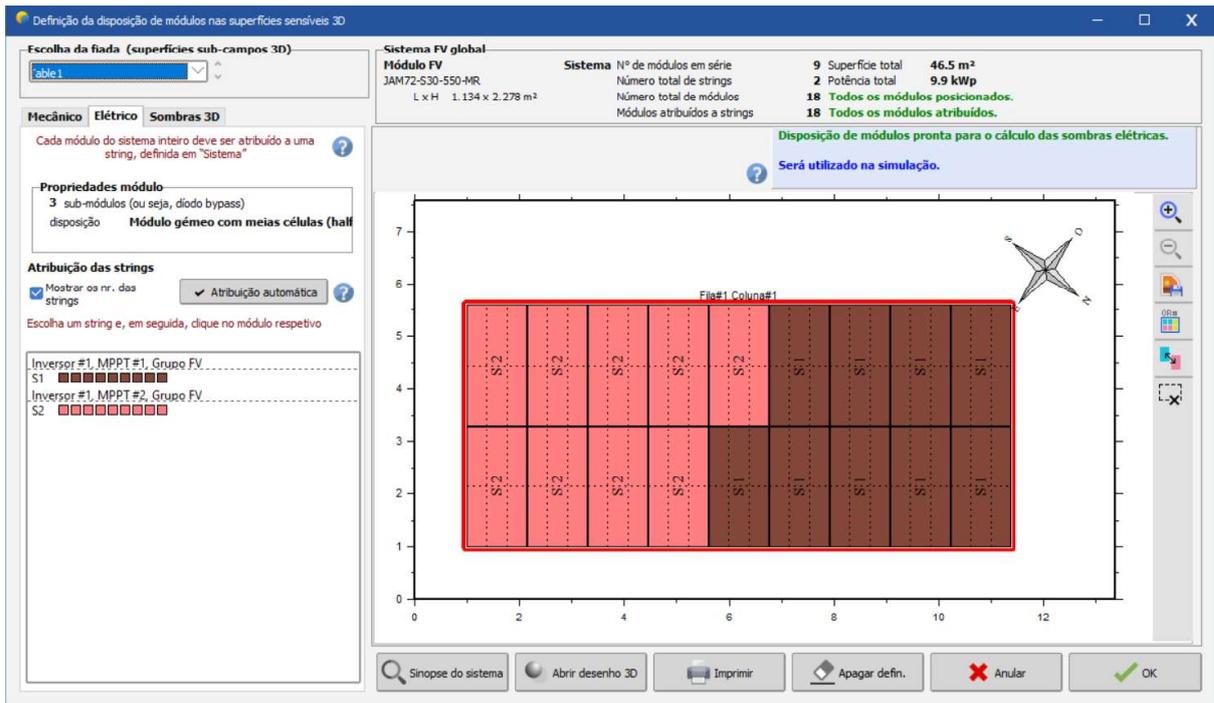
Fonte: PVsyst, 2023.

A próxima etapa se chama “Sombras próximas” e propõe que se construa o espaço do local de instalação por meio dessa ferramenta de modelagem 3D, para que o sombreamento causado pelos objetos na vizinhança do arranjo seja modelado na simulação. Esse estágio é opcional, mas considerado obrigatório para locais de instalação com presença de sombreamento, tendo em vista que ele diz respeito ao recurso fundamental para essa forma de geração.

A função “Disposição dos módulos” (Figura 15) permite que se determine a organização espacial dos módulos (ou layout) no cenário 3D criado na etapa anterior, isto é, o número e tamanho de fileiras posicionadas em retrato ou paisagem. Posteriormente, determina-se a

organização elétrica dos módulos nas séries, definição essa que pode impactar significativamente nos efeitos do sombreamento no comportamento elétrico do sistema. Ao fim dessa fase, o PVsyst passa a considerar as informações inseridas no cálculo de perdas da simulação.

Figura 15 - PVsyst: Aba “Elétrico” da Janela “Disposição dos módulos”



Fonte: Produzido pelo próprio autor.

Por fim, em “Gestão da energia”, pode-se definir o fator de potência do inversor e limites de injeção no ponto de conexão ou na saída do inversor. Com isso, encerra-se a definição dos parâmetros relacionados à simulação do comportamento elétrico do sistema, o qual se propõe avaliar neste trabalho.

Ademais, no que tange a avaliação e gestão energética e financeira, apresenta-se ainda as seguintes ferramentas: “Autoconsumo”, “Armazenamento” e “Avaliação financeira”. A primeira permite que se defina o perfil da carga da instalação em análise, para que se entenda a dinâmica entre a geração, o consumo instantâneo da energia gerada e a injeção de energia na rede. A segunda propõe que se considere na simulação o uso de baterias com as finalidades de autoconsumo e *peak shaving*. Já a última faz alusão à análise de rentabilidade do investimento

no gerador definido, com base em diversos parâmetros dessa ordem e nos resultados da simulação no contexto da geração anual do sistema.

Por padrão, os resultados da simulação alusivos aos parâmetros mais usuais para a análise de geradores fotovoltaicos são salvos a cada execução e podem ser apresentados em forma de tabelas e gráficos de estrutura pré-definida pelos desenvolvedores. Além dessa opção, o *software* permite que, antes da execução da simulação, o usuário selecione, dentre todos os parâmetros de cálculo do programa, os parâmetros cujos valores ele deseje visualizar, para que esses sejam salvos durante o processo. Assim, o *software* também permite que se crie tabelas e gráficos personalizados, para que se analise dados que não constam na apresentação de resultados pré-definida pelo programa.

As tabelas predefinidas exibem os valores referentes a cada mês do ano da variável em questão e é permitido alterar a unidade de medida de seus dados. Vê-se na Tabela 1 um dos resultados disponibilizadas pelo programa. Os parâmetros cujos valores são apresentados pelas tabelas pré-definidas “Balanço e Resultados Principais”, “Meteorologia e Energia Incidente”, “Energia Incidente Efetiva”, “Fatores Ópticos”, “Perdas Detalhadas do Sistema”, “Perdas Detalhadas do Inversor”, “Coeficientes de Performance Normalizados” podem ser vistos nas Figuras 16, 17, 18, 19, 20, 21 e 22, respectivamente. Tem-se ainda mais quatro tabelas predefinidas que dizem do perfil horário da geração do sistema em cada mês do ano, sendo possível visualizar os dados em termos da soma no mês para cada hora do dia, da média horária, dos valores horários máximos e dos valores horários mínimos. A Tabela 2 indica a média horária mensal.

Tabela 1 - Resultados: Tabela “Balanços e Resultados Principais”

Nova variante da simulação Balanços e resultados principais								
	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	rácio
Janeiro	209.6	86.32	27.84	207.0	200.2	1710	1641	0.801
Fevereiro	176.3	74.39	27.84	175.6	167.9	1416	1373	0.789
Março	164.8	75.95	26.98	166.3	156.3	1317	1276	0.775
Abril	133.1	69.07	25.09	136.0	126.4	1072	998	0.741
Mai	117.6	53.61	23.31	123.6	112.7	954	926	0.756
Junho	109.4	46.67	21.55	116.4	104.7	891	865	0.751
Julho	113.9	48.93	21.10	119.8	108.8	925	862	0.727
Agosto	125.7	67.42	21.94	130.0	119.9	1022	992	0.771
Setembro	143.2	63.04	23.19	145.6	135.7	1158	1095	0.759
Outubro	151.4	80.66	25.26	152.1	144.2	1235	1157	0.768
Novembro	151.1	87.47	25.66	148.7	142.5	1241	1203	0.817
Dezembro	186.3	88.93	27.23	183.6	177.0	1530	1482	0.815
Ano	1782.2	842.46	24.73	1804.9	1696.5	14471	13869	0.776

Fonte: PVSyst, 2023.

Figura 16 - Lista de parâmetros tratados na tabela “Balanços e Resultados Principais”

Tabelas mensais dos resultados da simulação

Escolha, por favor, uma fiada

Balanços e resultados principais
 Meteorologia e energia incidente
 Energia incidente efetiva (Transpos., IAM, sombra)
 Fatores óticos (Transpos., IAM, sombras)
 Perdas detalhadas do sistema
 Perdas detalhadas do inversor
 Utilização da energia e exigências do consumidor
 Coeficientes de performance normalizados
 Tabela personalizada: Customised table
 E_Grid médias horárias

8 parâmetros definidos para esta tabela :

GlobHor - Irradiação horizontal total
 DiffHor - Irradiação difusa horizontal
 T_Amb - Temperatura ambiente
 GlobInc - Incidência global no plano dos sensores
 GlobEff - Global efetivo, corrigido para IAM e sombras
 EArray - Energia efetiva à saída do grupo
 E_Grid - Energia injetada na rede
 PR - Índice de performance

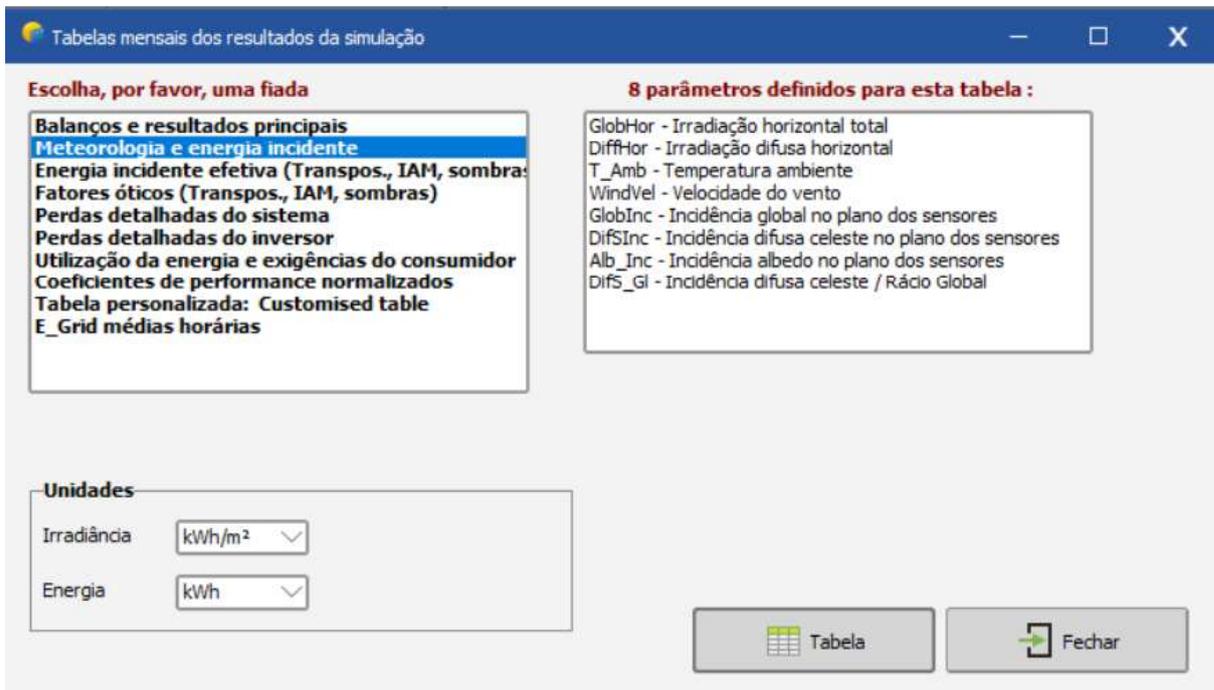
Unidades

Irradiância

Energia

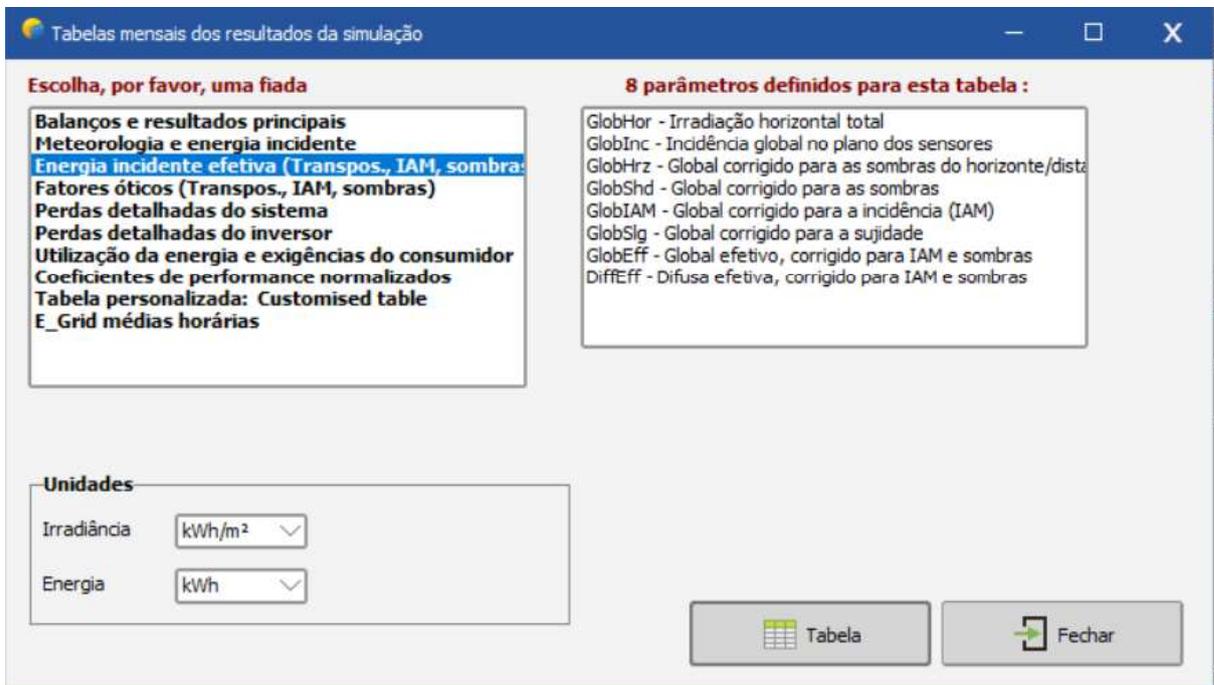
Fonte: Produzido pelo próprio autor.

Figura 17 - Lista de parâmetros tratados pela tabela “Meteorologia e Energia Incidente”



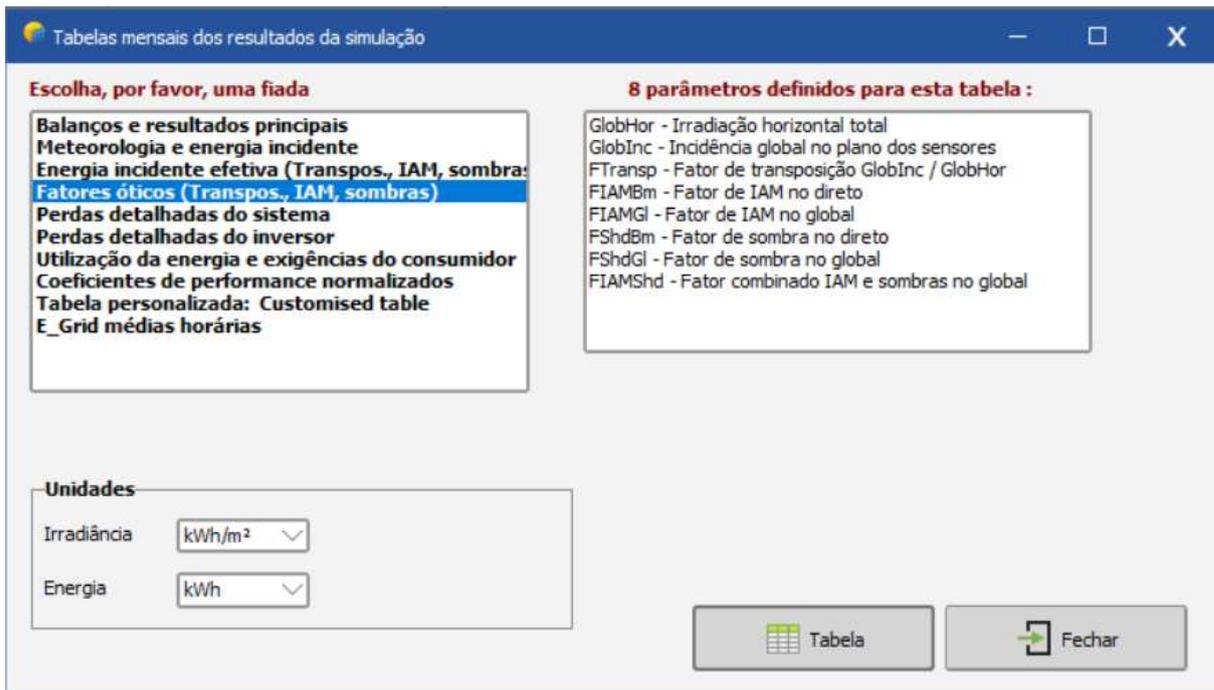
Fonte: PVsyst, 2023.

Figura 18 - Lista de parâmetros tratados pela tabela “Energia Incidente Efetiva”



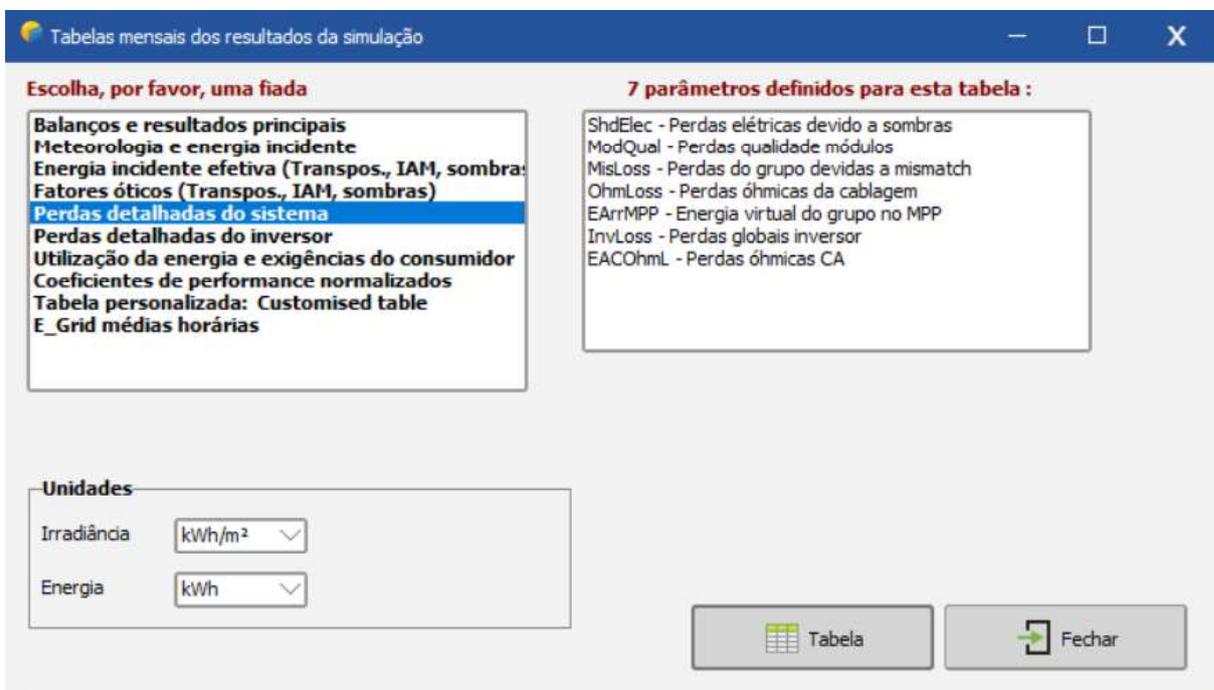
Fonte: Produzido pelo próprio autor.

Figura 19 - Lista de parâmetros tratados pela tabela “Fatores Ópticos”



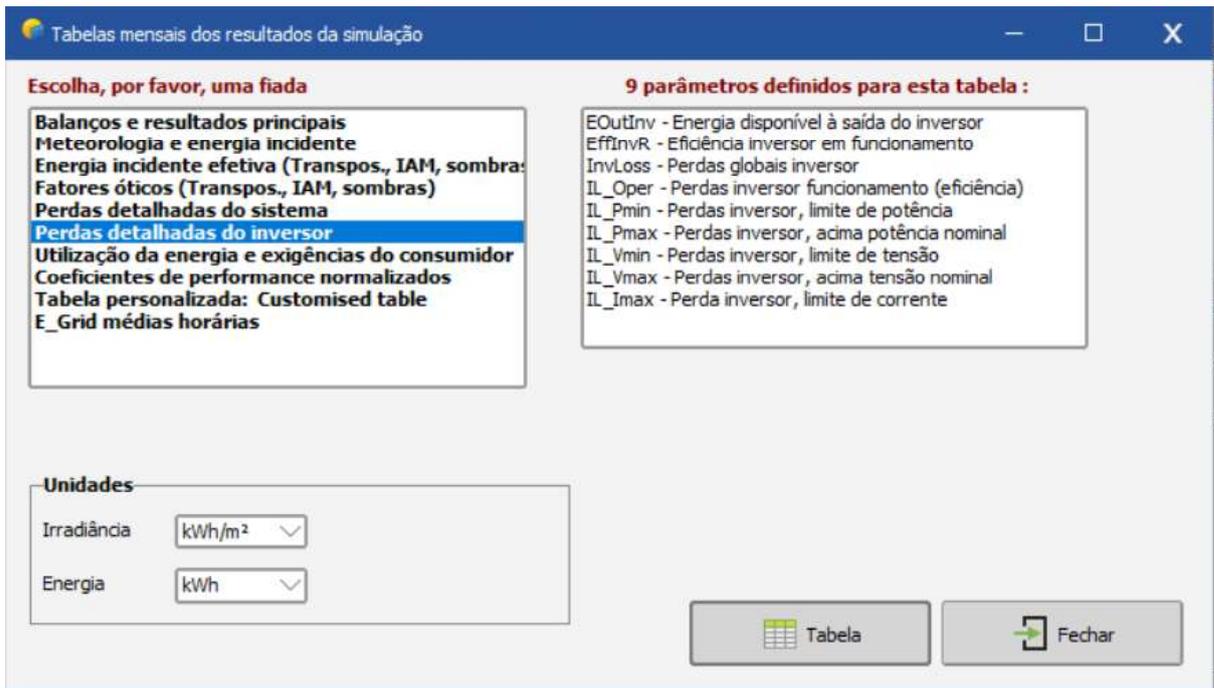
Fonte: PVsyst, 2023.

Figura 20 - Lista de parâmetros tratados pela tabela “Perdas Detalhadas do Sistema”



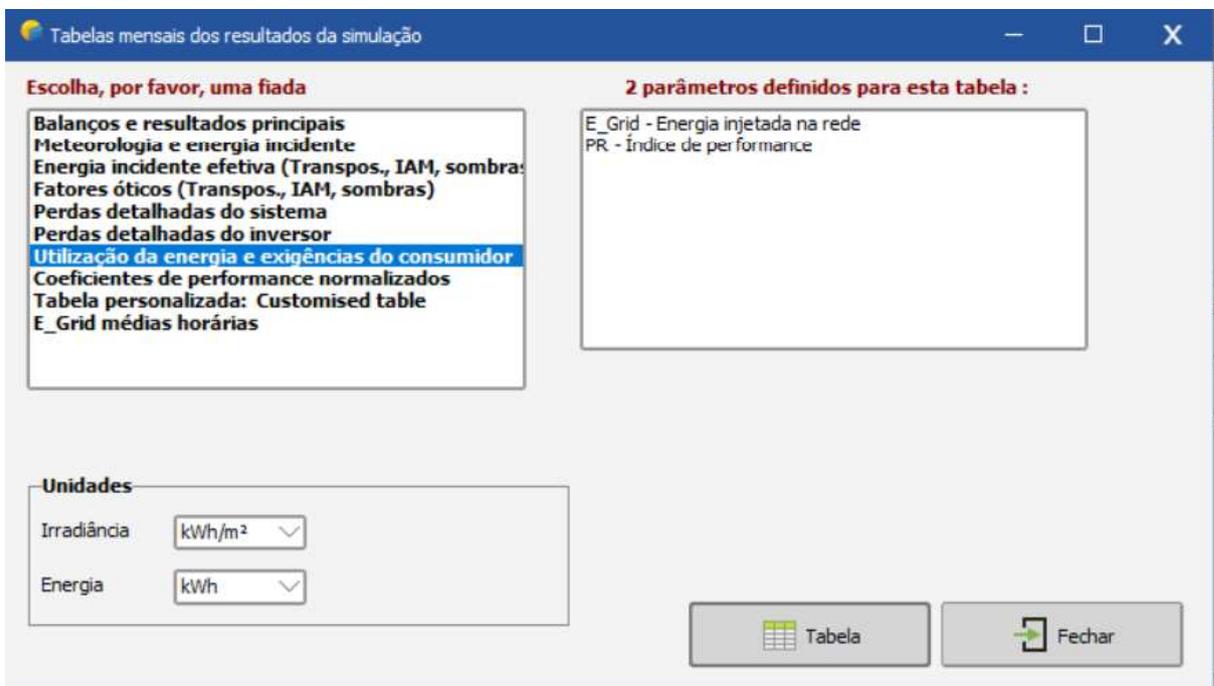
Fonte: Produzido pelo próprio autor.

Figura 21- Lista de parâmetros tratados pela tabela “Perdas Detalhadas do Inversor”



Fonte: PVsyst, 2023.

Figura 22 - Lista de parâmetros tratados pela tabela “Utilização da Energia e Exigências do Consumidor”



Fonte: Produzido pelo próprio autor.

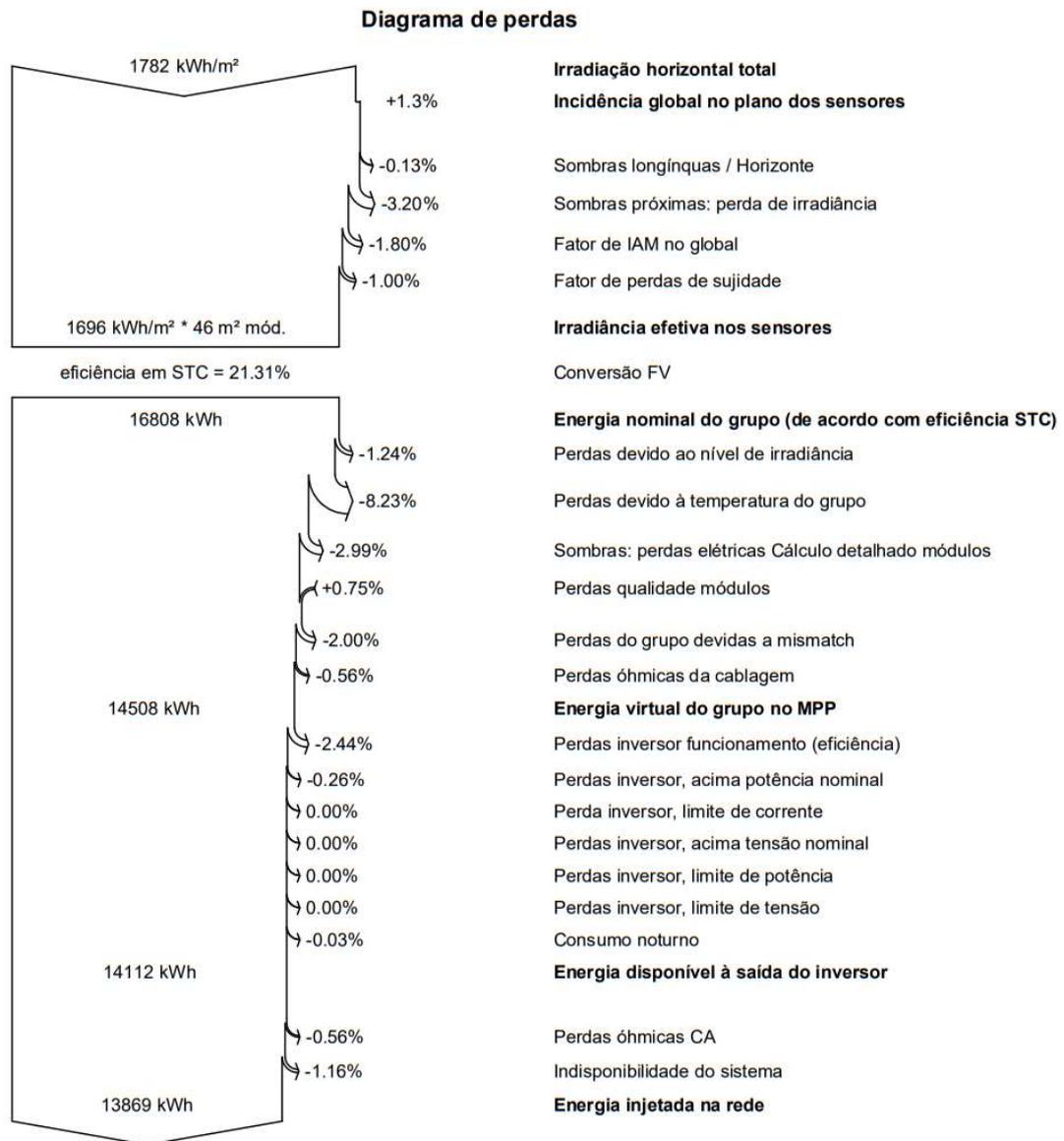
Tabela 2 - Resultados: Tabela referente às médias horárias mensais de geração

Nova variante da simulação													
Médias horárias mensais para E_Grid [kW]													
	5H	6H	7H	8H	9H	10H	11H	12H	13H	14H	15H	16H	17H
Janeiro	0.03	0.98	2.76	4.64	5.84	6.77	6.68	6.51	6.08	5.29	3.80	2.60	0.97
Fevereiro	0.00	0.60	2.43	4.35	5.46	6.46	6.52	6.23	5.93	4.53	3.35	2.36	0.81
Março	0.00	0.41	1.95	3.62	4.78	5.76	6.84	6.79	6.24	3.81	2.35	1.47	0.17
Abril	0.00	0.26	1.60	3.09	4.25	4.90	5.10	4.80	3.87	2.69	1.87	0.86	0.00
Maio	0.00	0.08	1.20	2.62	3.75	4.50	5.11	4.19	3.30	2.65	1.86	0.63	0.00
Junho	0.00	0.02	0.90	2.35	3.60	4.51	4.07	4.05	3.11	2.79	1.03	0.66	0.00
Julho	0.00	0.01	0.98	2.29	3.49	4.39	4.69	4.04	3.09	2.55	1.61	0.68	0.00
Agosto	0.00	0.11	1.32	2.70	3.94	4.77	4.99	4.75	3.69	2.88	1.97	0.91	0.00
Setembro	0.00	0.54	2.03	3.42	4.42	5.00	5.12	5.26	4.39	3.13	2.09	1.09	0.00
Outubro	0.03	1.00	2.29	3.59	4.51	5.09	4.89	4.87	4.43	3.02	2.26	1.33	0.02
Novembro	0.18	1.43	2.98	4.12	4.57	4.96	4.85	5.16	4.67	3.48	2.37	1.21	0.11
Dezembro	0.15	1.42	2.97	4.56	5.44	5.76	5.69	5.54	5.33	4.59	3.52	2.05	0.59
Ano	0.03	0.57	1.95	3.44	4.51	5.23	5.37	5.09	4.42	3.45	2.40	1.32	0.22

Fonte: PVsyst, 2023.

Além das tabelas, o PVsyst traça gráficos alusivos aos resultados da operação. Assim como explicitado anteriormente, o programa apresenta gráficos predefinidos e permite a construção de gráficos personalizados. Há quinze gráficos predefinidos, os quais podem ser triados como gráficos temporais, gráficos de distribuição, gráficos de dispersão e Diagrama de Sankey. O último se trata de um diagrama detalhado de perdas do sistema, as quais são mostradas em formato percentual, enquanto a entrada e saída de energia do sistema é dada em valores absolutos (Quadro 1). O padrão do *software* é a apresentação do diagrama para um ano de operação, mas também se pode visualizar os diagramas para cada mês.

Quadro 1 - Resultados: Diagrama de perdas

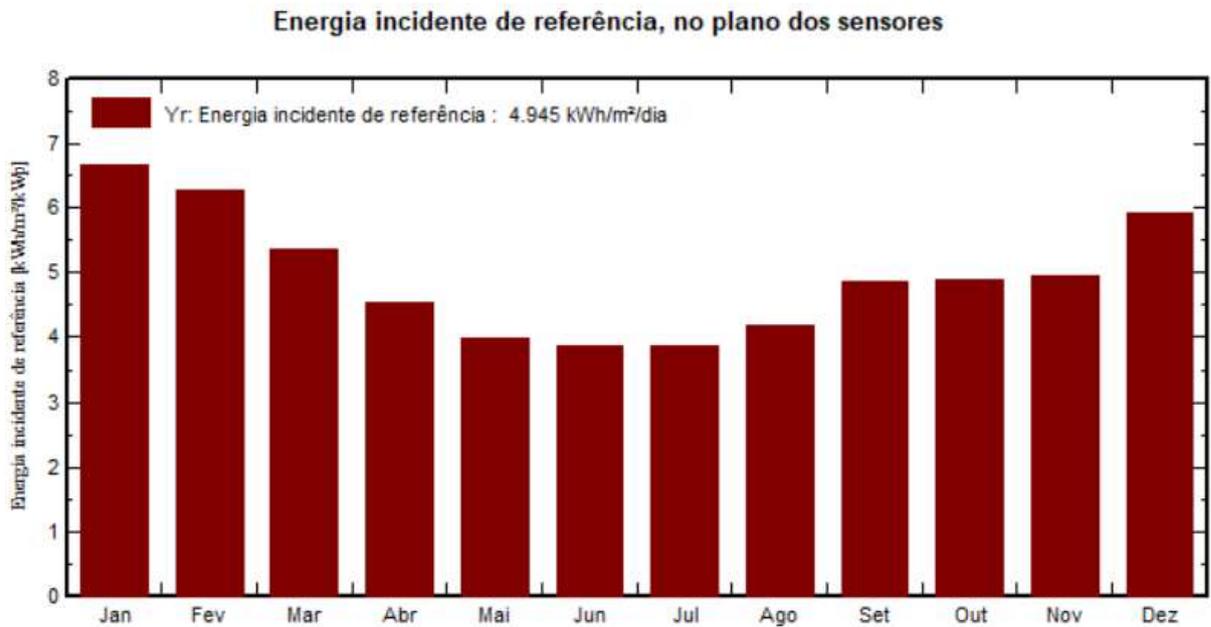


Fonte: Produzido pelo próprio autor.

O primeiro dos gráficos temporais (Gráfico 7) apresenta os dados mensais de energia incidente no plano horizontal normalizados em relação à potência pico considerada, conforme a determinação dos dados meteorológicos mostrada anteriormente. Os gráficos “Produções normalizadas (por kWp instalado)” e “Fatores de Produção e Perdas Normalizados” (Gráficos 8 e 9, respectivamente), dizem da produção e perdas mensais do sistema em formatos diferentes: O primeiro apresenta os dados normalizados pela potência de módulos do sistema, enquanto o segundo os apresenta em formato percentual. O gráfico “Índice de Performance (PR)” (Gráfico

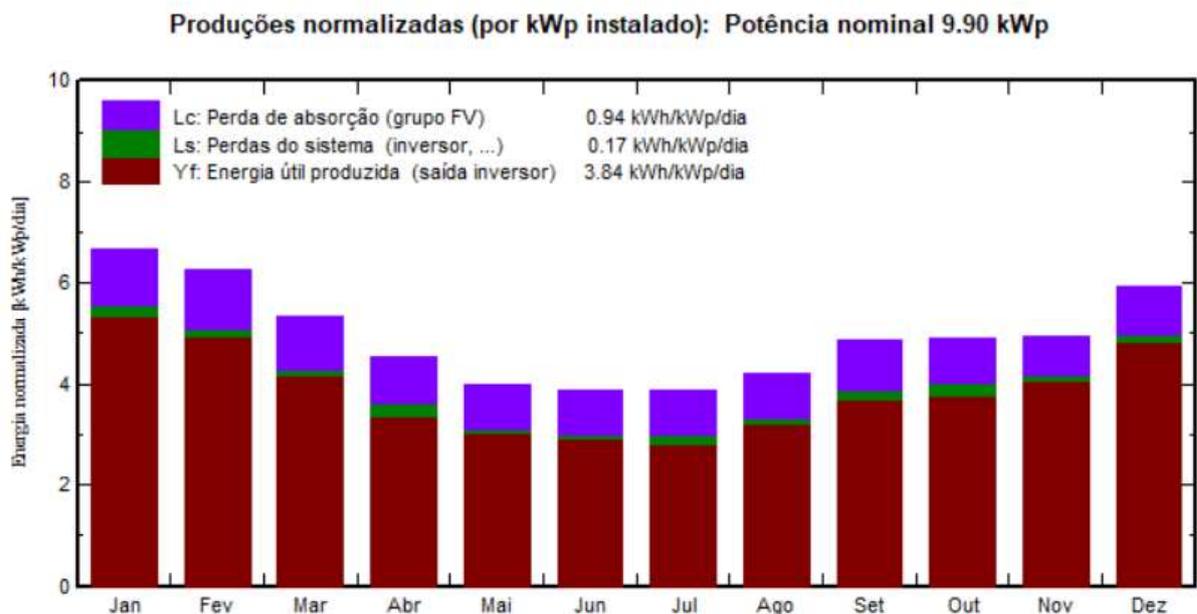
10) traz os valores mensais de *Performance Ratio* do sistema e o chamado “Energia Diária de Saída do Sistema” (Gráfico 11) apresenta a geração dia a dia.

Gráfico 7 - Resultados: Gráfico “Energia incidente de referência, no plano dos sensores”



Fonte: Produzido pelo próprio autor.

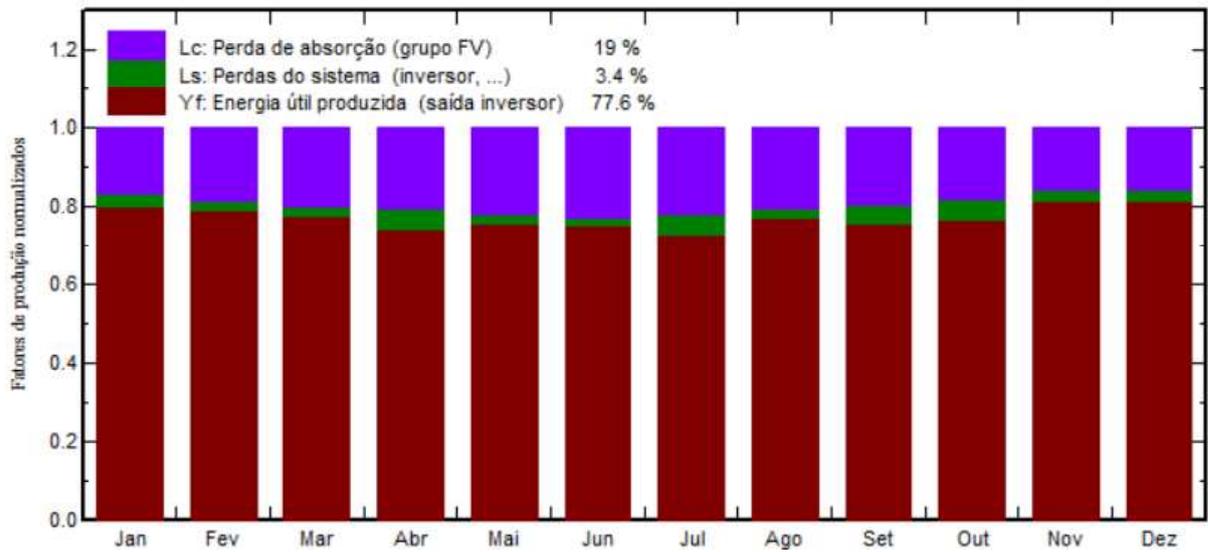
Gráfico 8 - Resultados: Gráfico “Produções normalizadas (por kWp instalado)”



Fonte: Produzido pelo próprio autor.

Gráfico 9 - Resultados: Gráfico “Fatores de Produção e de Perdas Normalizados”

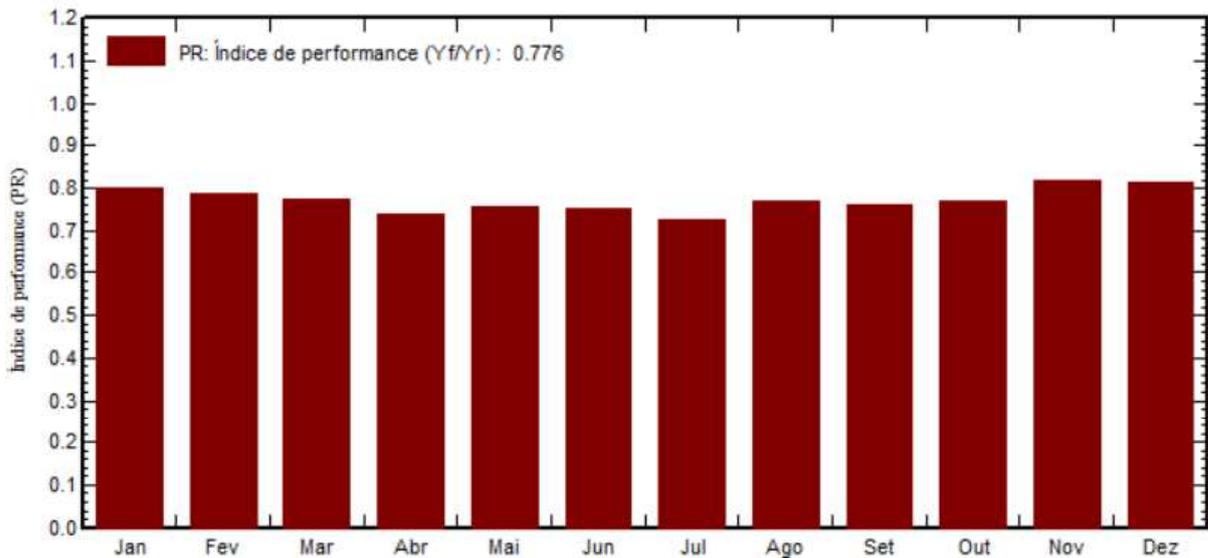
Fatores de produção e de perdas normalizados: Potência nominal 9.90 kWp



Fonte: Produzido pelo próprio autor.

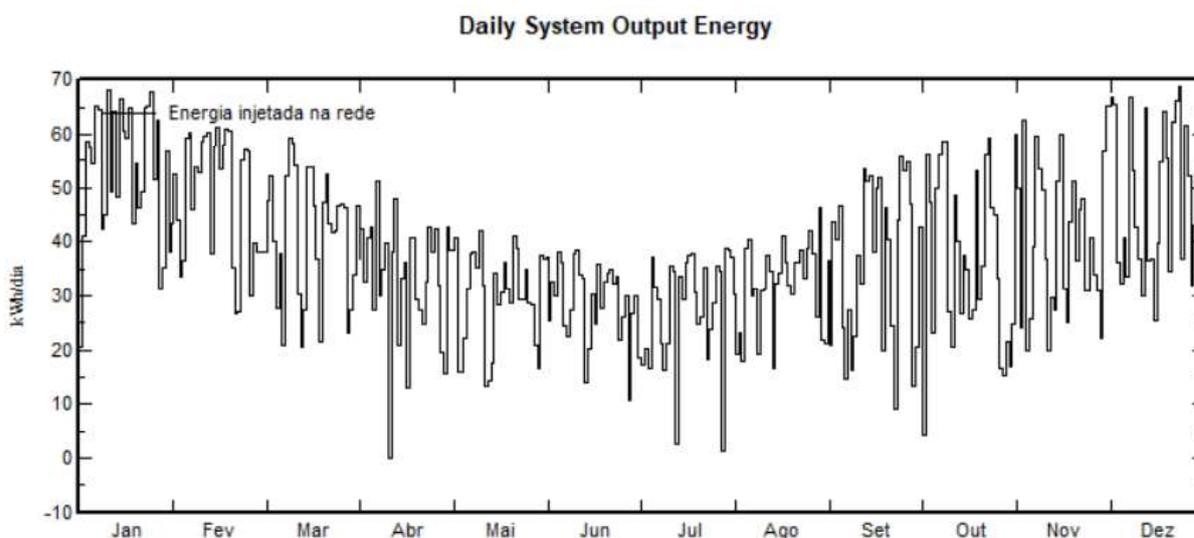
Gráfico 10 - Resultados: Gráfico “Índice de Performance (PR)”

Índice de performance (PR)



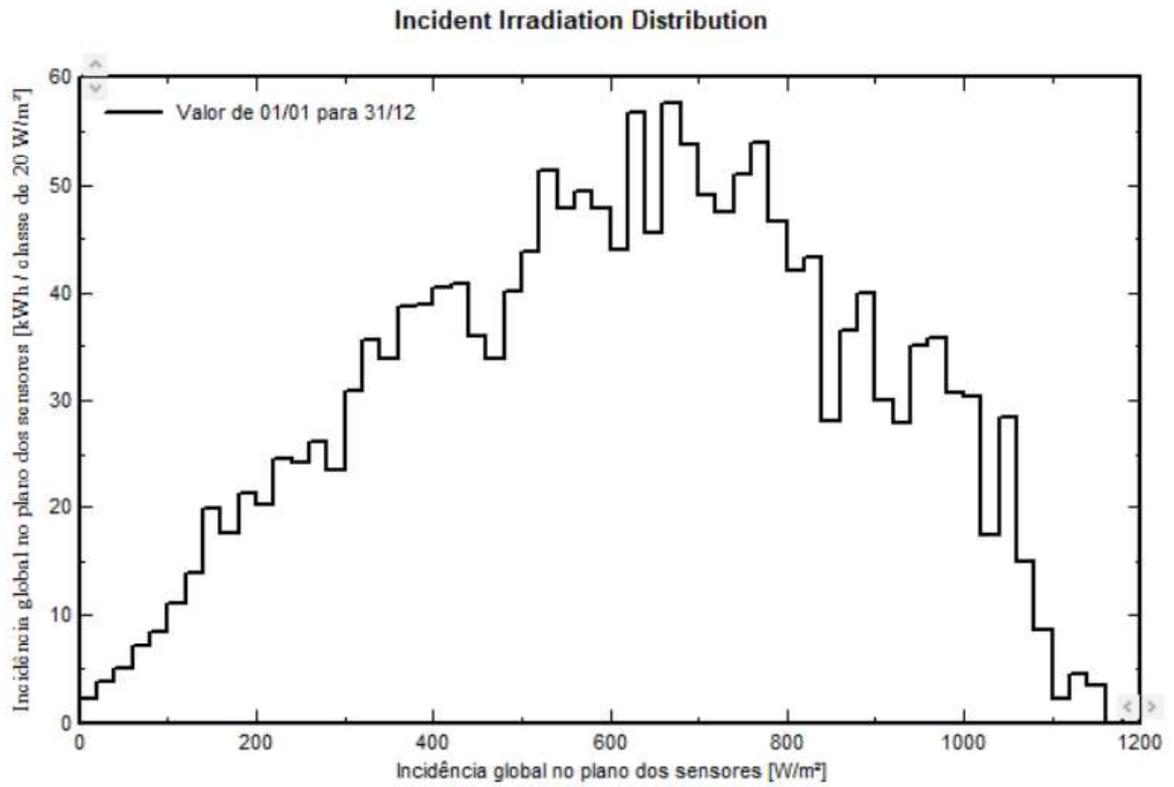
Fonte: Produzido pelo próprio autor.

Gráfico 11 - Resultados: Gráfico “Energia Diária de Saída do Sistema”



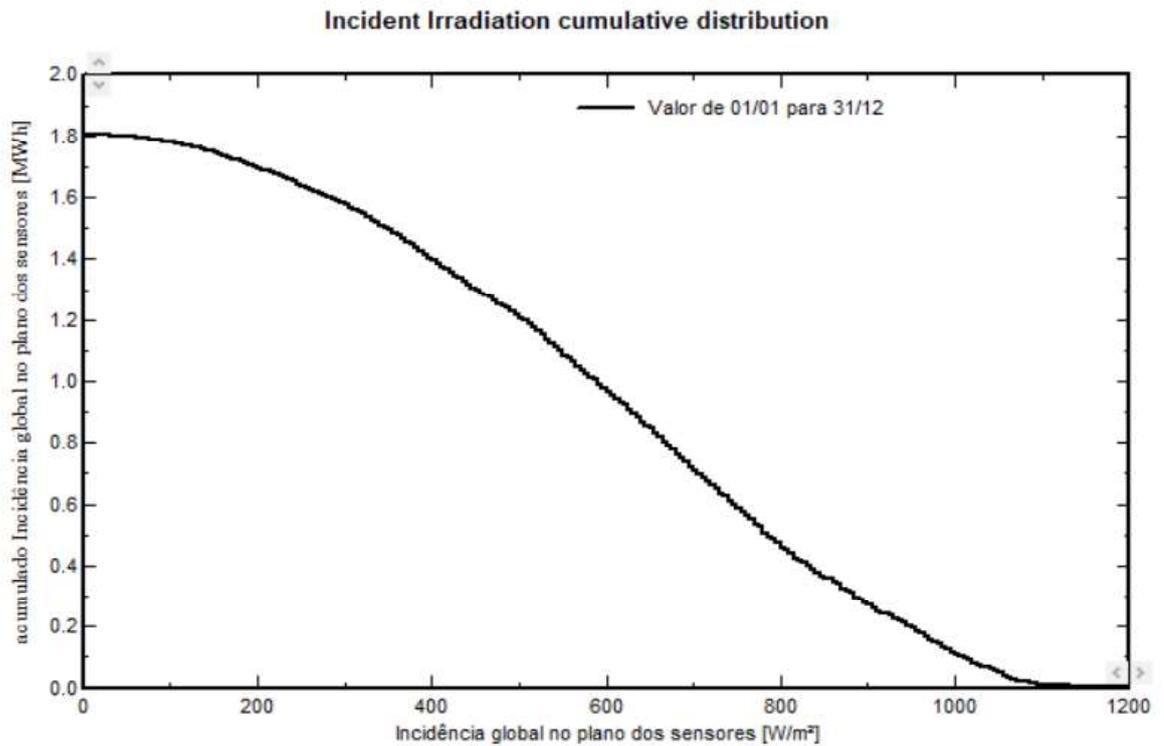
O primeiro e o segundo gráfico de distribuição apresentados tratam da distribuição da irradiação acumulada no ano, dada em kWh/m², em função da irradiância, dada em W/m² e em classes de 20W/m². Respectivamente, eles podem ser visualizados nos Gráficos 12 e 13 e trazem a distribuição absoluta e a distribuição cumulativa desses dados. O gráfico “Distribuição de Potência do Arranjo” trata da distribuição para o período de um ano da energia efetiva na saída do arranjo, dada em kWh, em função da potência efetiva na saída do arranjo, dada em kW e cujo eixo é dividido em classes de 0,1 kW (Gráfico 14). Os gráficos “Distribuição da Potência de Saída do Sistema” e “Distribuição Cumulativa da Potência de Saída do Sistema” (Gráficos 15 e 16, respectivamente) apresentam a distribuição para o período de um ano da energia injetada na rede, dada em kWh, em função da potência de saída do sistema, dada em kW e cujo eixo é dividido em classes de 10 kW. O gráfico “Distribuição da Tensão do Arranjo” (Gráfico 17) trata da distribuição da frequência absoluta, dada em horas, em função da tensão de operação do arranjo, dada em V e cujo eixo é dividido em classes de 2V. O gráfico “Distribuição da Temperatura do Arranjo Durante a Operação” (Gráfico 18) trata da distribuição da frequência absoluta, dada em horas, em função da temperatura do arranjo, dada em °C e cujo eixo é dividido em classes de 1°C.

Gráfico 12 - Resultados: Gráfico “Distribuição da Irradiação Incidente”



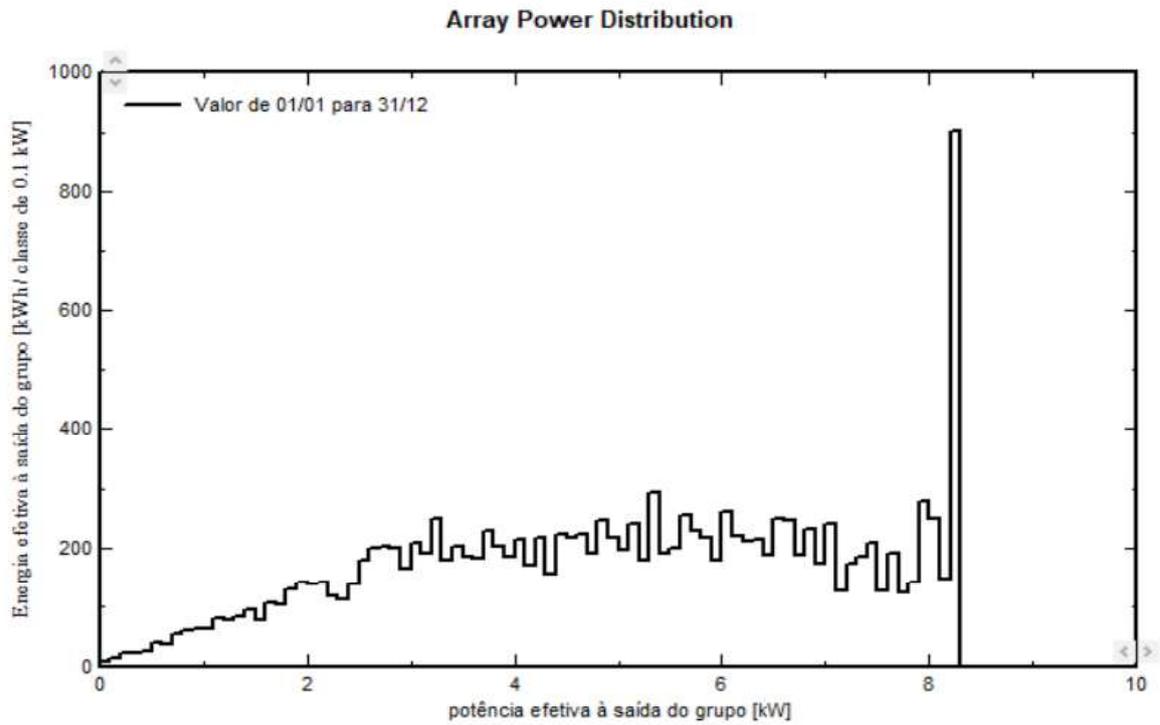
Fonte: Produzido pelo próprio autor.

Gráfico 13 - Resultados: Gráfico “Distribuição Cumulativa da Irradiação Incidente”



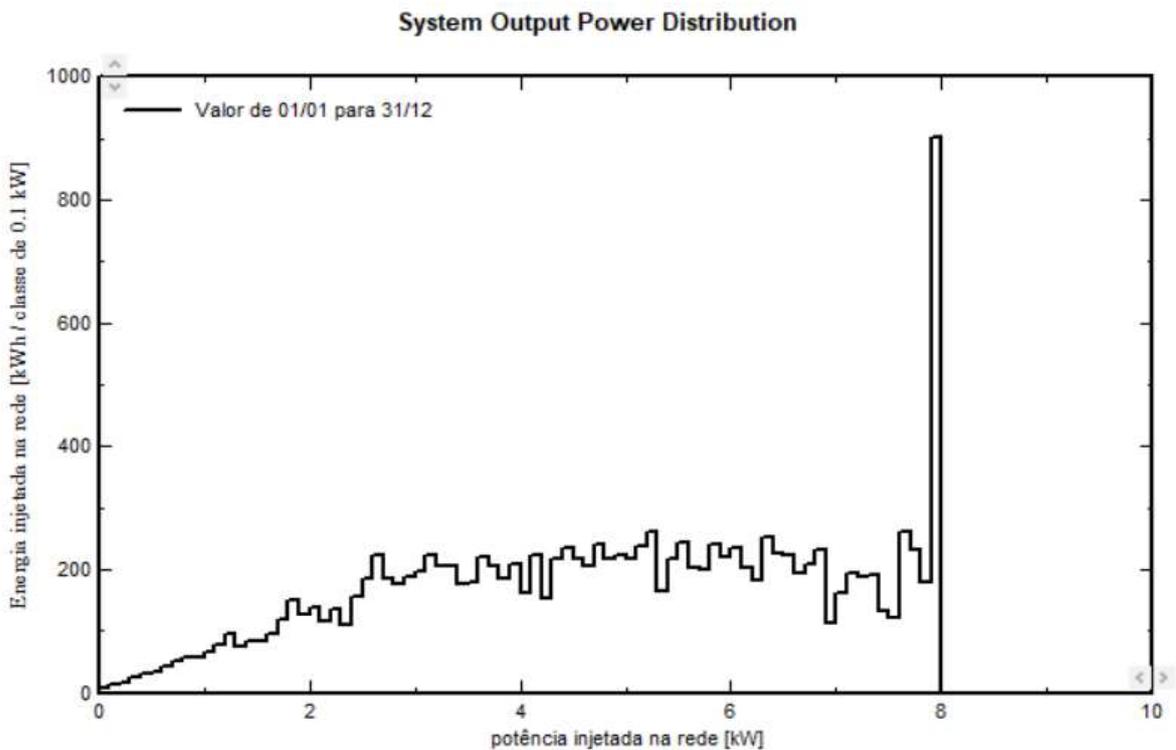
Fonte: Produzido pelo próprio autor.

Gráfico 14 - Resultados: Gráfico “Distribuição da Potência do Arranjo”



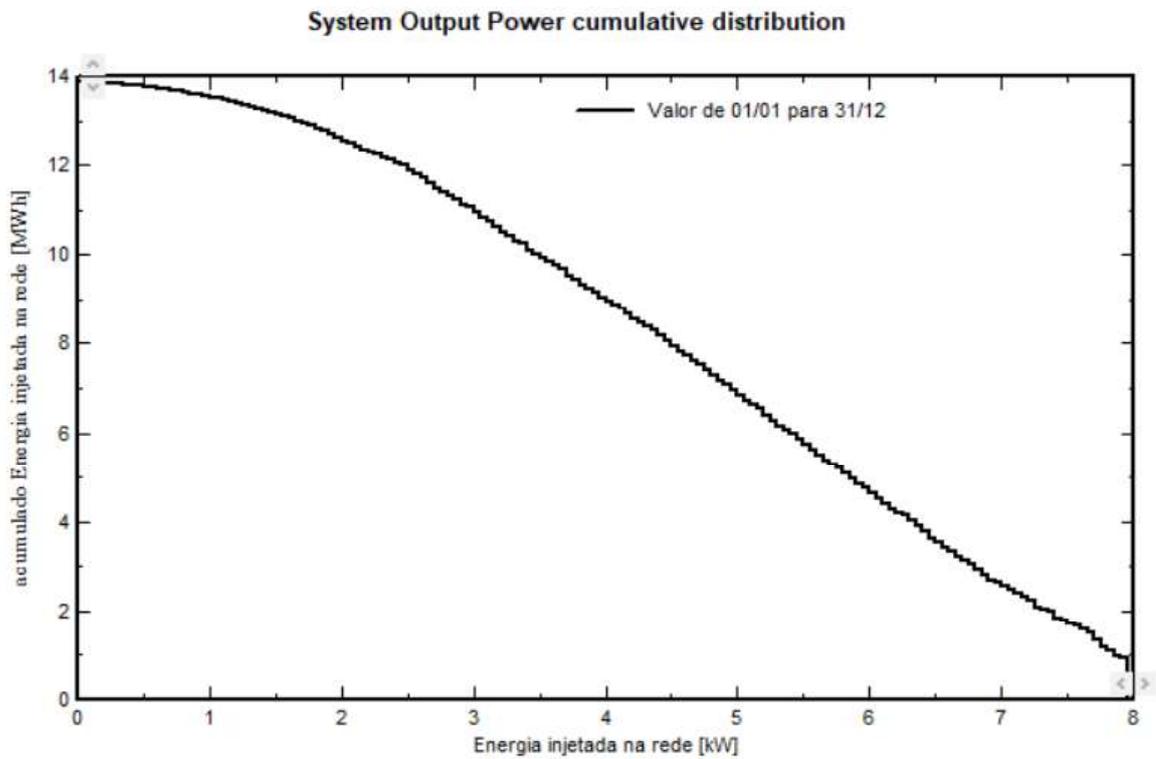
Fonte: Produzido pelo próprio autor.

Gráfico 15 - Resultados: Gráfico “Distribuição da Potência de Saída do Sistema”



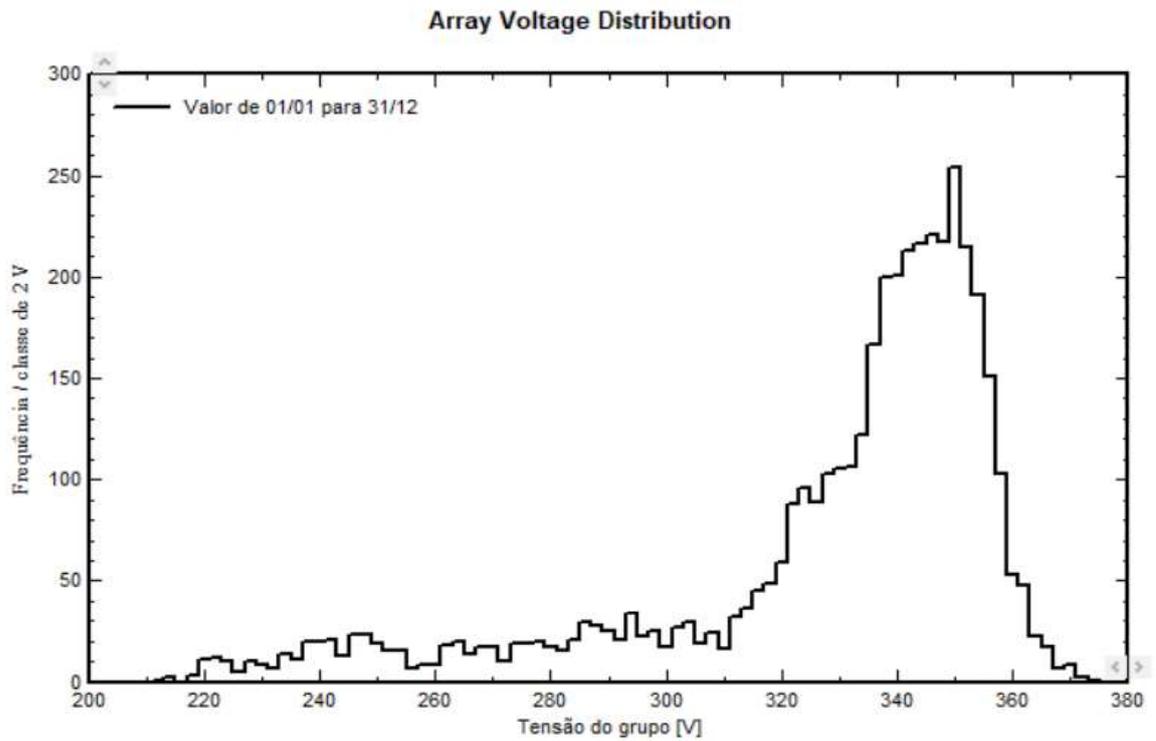
Fonte: Produzido pelo próprio autor.

Gráfico 16 - Resultados: Gráfico “Distribuição Cumulativa da Potência de Saída do Sistema”



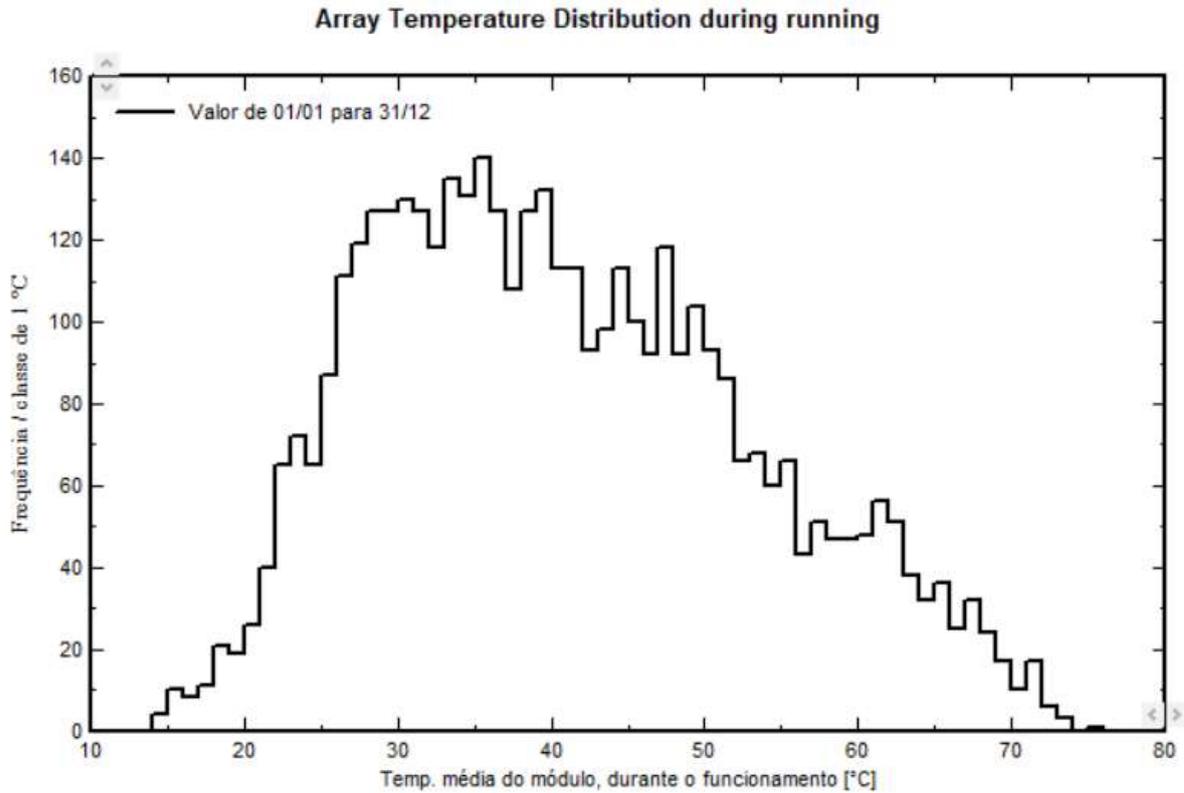
Fonte: Produzido pelo próprio autor.

Gráfico 17 - Resultados: Gráfico “Distribuição da Tensão do Arranjo”



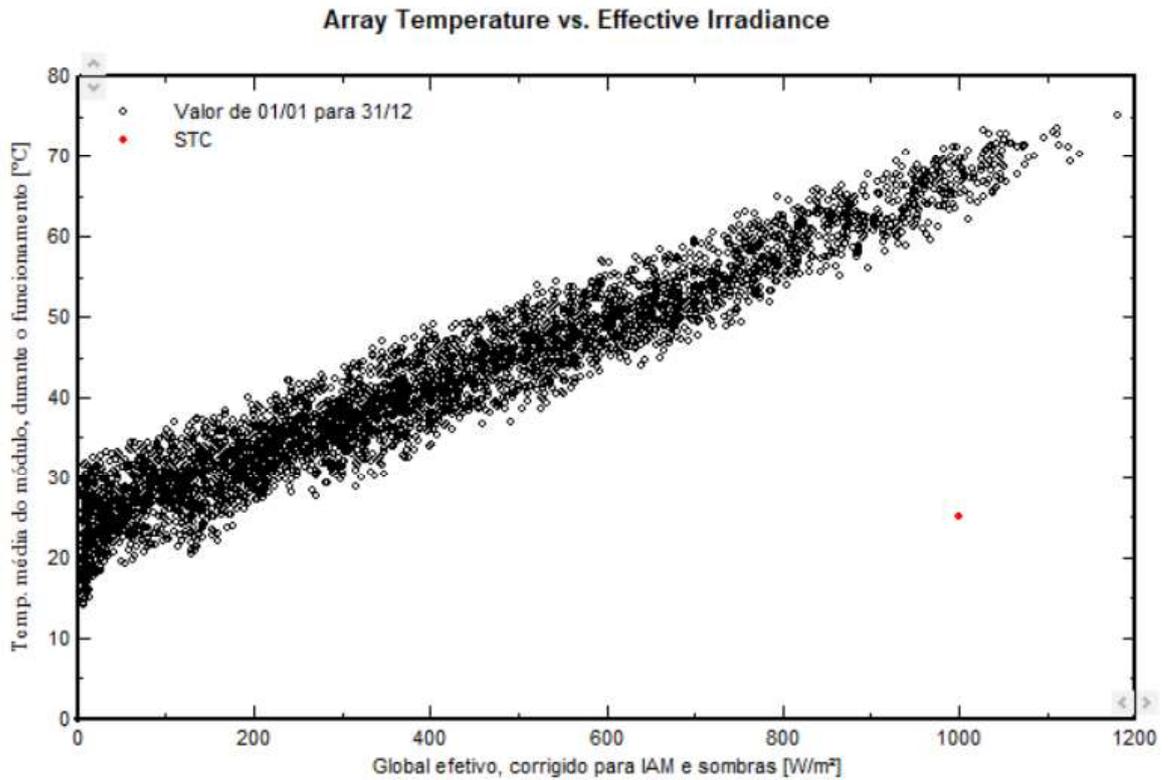
Fonte: Produzido pelo próprio autor.

Gráfico 18 - Resultados: Gráfico “Distribuição da Temperatura do Arranjo Durante a Operação”



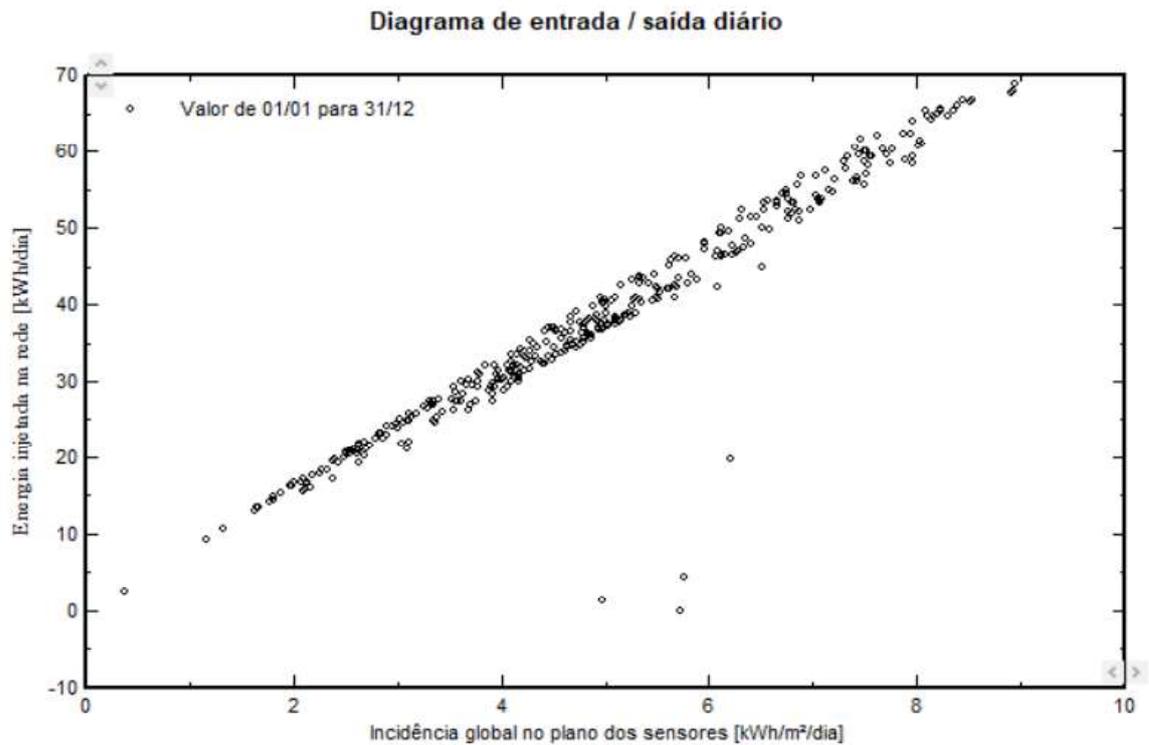
Por fim, o programa tem dois diagramas de dispersão predefinidos, os quais mostram dados referentes ao ano simulado. “Temperatura do Arranjo versus Irradiância Efetiva” (Gráfico 19) apresenta a temperatura do arranjo em operação, em °C, em função da irradiância efetiva (considerando perdas por sombreamento e fator modificador do ângulo de incidência (IAM)), dada em W/m^2 , e tem a hora como unidade de frequência. “Diagrama de Entrada / Saída Diário” (Gráfico 20), tem o dia como unidade de frequência e apresenta a energia injetada na rede no dia, em kWh/dia, em função da irradiância global média no plano do arranjo no dia, dada em $kW/m^2/dia$.

Gráfico 19 - Resultados: Gráfico “Temperatura do Arranjo versus Irradiância efetiva”



Fonte: Produzido pelo próprio autor.

Gráfico 20 - Resultados: Gráfico “Diagrama de Entrada / Saída Diário”



Fonte: Produzido pelo próprio autor.

4.2 PV*SOL

4.2.1 Descrição Geral

O PV*SOL é um programa de computador alemão voltado para o estudo, o dimensionamento e o projeto de sistemas fotovoltaicos e que, junto do *software* apresentado anteriormente, lidera o mercado de ferramentas de apoio ao profissional da área. A empresa desenvolvedora Valentin *Software* disponibiliza a licença permanente do PV*SOL por €895,00 e a versão Premium, que conta com uma funcionalidade de modelagem 3D, por €1.295,00.

A aplicação simula SFCRs comuns e com armazenamento em baterias, SFIs comuns, com gerador de emergência e com sistema térmico, e permite que se considere a carga de carros elétricos para os dois tipos de sistemas.

Após a simulação, o programa permite a visualização de numerosas saídas e foca na apresentação das seguintes: estimativa de geração mensal do sistema, de cada área de instalação de módulos e de cada inversor para o primeiro ano e anual para vinte e um anos do sistema, taxa de desempenho do sistema, o balanço entre a energia gerada e a consumida da rede, a massa de gás carbônico cuja emissão seria evitada, a representação do fluxo de energia anual do sistema, a irradiação solar mensal no plano horizontal e no plano do arranjo com e sem o efeito do sombreamento, a temperatura mensal média do ambiente e dos módulos, as perdas absolutas e relativas detalhadas do sistema e de cada SPPM, e valores referentes à avaliação financeira do investimento, incluindo a economia anual alcançada, o fluxo de caixa detalhado, a taxa interna de retorno, o tempo de *payback*, entre outros.

O PV*SOL conta com uma extensa base de dados de componentes de sistemas fotovoltaicos, a qual é mantida em servidor próprio e atualizada frequentemente. Além dessa, no que tange dados meteorológicos, o *software* possibilita o acesso a bases de dados confiáveis de terceiros em seu ambiente de utilização, como a do Meteonorm 8, Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS), DWD, Solcast e SolarAnywhere.

4.2.2 Descrição Detalhada

O PV*SOL, por meio de sua automação de processos e suas simulações horárias ou por minuto, propõe oferecer todo o apoio necessário para o estudo e análise no projeto de SFVs.

É indicado que se inicie o processo de configuração da simulação pela definição de seus parâmetros gerais; isso é feito na aba “Opções do projeto”, na janela “Opções”. A subseção “Rede CA” permite que sejam definidos os parâmetros alusivos à rede: tensão, número de fases, fator de potência e limite de potência de injeção na rede.

A subseção “Simulação” permite a determinação de parâmetros relacionados à forma de cálculo do programa. Primeiramente, escolhe-se o passo de tempo dos cálculos entre as opções de uma hora e um minuto. Os desenvolvedores apresentam a opção horária como padrão e indicam o cálculo por minuto para cenários de grandes usinas, de sombreamento e de projetos com sobrecarga CC/CA acima de 115%.

Para os cálculos relacionados à irradiação solar, é permitido definir três parâmetros. O primeiro faz referência à alteração no espectro padrão da luz em sua passagem pela atmosfera, que ocasiona perdas relevantes na geração, sobretudo em células de Telureto de Cádmio e de Silício amorfo, as quais, no tempo presente, são muito raras no mercado em relação às células de silício monocristalino. O PV*SOL apresenta um valor padrão de 1% para essa forma de perda.

O segundo parâmetro é alusivo ao modelo físico de irradiação difusa no plano horizontal a ser considerado nos cálculos de geração. Apresentou-se as seguintes opções de modelos: Reindl reduzido, Orgill & Hollands, Erbs, Klein & Duffie, Boland, Ridley & Laurent, Boland, Ridley & Laurent (2010), Perez & Ineichen, Hofmann e Skartveit. Tem-se o modelo de Hofmann como padrão.

O terceiro diz respeito ao modelo de irradiação no plano inclinado, ou modelo de transposição, o qual define o cálculo da irradiação no plano inclinado a partir da irradiação no plano horizontal. O modelo de Hay & Davies é o padrão e, além desse, apresentou-se os modelos de Liu & Jordan, de Klucher, de Perez e de Reindl como opções.

No que se refere ao arranjo fotovoltaico, pode-se ajustar o valor percentual de perdas relacionadas à queda de tensão nos diodos de desvio, os quais fazem parte dos circuitos dos módulos, e o de perdas relacionadas ao *mismatch* de fábrica entre os módulos de uma série. Respectivamente para o primeiro e o segundo tem-se os valores padrão de 0,5% e 2%.

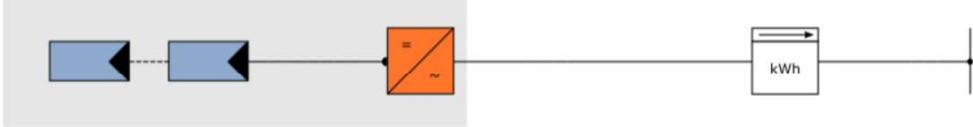
A próxima definição faz alusão ao coeficiente Albedo, a fração da incidência solar global que é refletida pelo solo em frente a um plano inclinado, cujo impacto é positivo na geração fotovoltaica. Assim, o programa aceita como entrada o Albedo geral ou o valor para cada mês do ano e tem 20% como valor padrão. Por fim, determina-se o percentual de perdas relacionadas ao acúmulo de sujeira na superfície dos módulos, o qual pode ser feito mês a mês ou para o ano. Sabe-se que essa perda é desprezível em arranjos de inclinação a partir de 20° instaladas em locais de pluviosidade regular, o que pode explicar o valor padrão de 0% definido pelo desenvolvedor.

Após a etapa anterior, na página “Tipo de sistema, clima e rede” (Figura 23), deve-se escolher o tipo de sistema fotovoltaico a ser estudado. São apresentadas as seguintes opções: SFCR, SFCR junto à carga, SFCR junto à carga com sistema de baterias, SFCR junto à carga e veículos elétricos, SFCR junto à carga, com sistema de baterias e veículos elétricos, SFCR junto à carga e com sistema de aquecimento solar, SFI e SFI com gerador adicional. Dado o escopo do presente trabalho, restringir-se-á ao estudo da ferramenta voltado a SFCRs.

Figura 23 - PV*SOL: Janela “Tipo de sistema, clima e rede”

Tipo de sistema, clima e rede

Tipo de sistema
Sistema fv conectado à rede



Tipo de modelagem
 Modelar sistema em 3D
Esta função está disponível somente no PV*SOL premium

Intervalo da simulação
 1 hora (simulação mais rápida)
 1 minuto (simulação mais precisa)

Dados climáticos

País	Localização		
Brasil	Vitoria/Goiazeiras (1996-2015, Meteonorm 8.1)	Soma anual da irradiação global	1787 kWh/m ²
Latitude	-20° 15' 36" (-20,26°)	Média anual da temperatura	24,9 °C
Longitude	-40° 16' 48" (-40,28°)		
Fuso horário	UTC-3		
Período	1996 - 2015		
Fonte	Meteonorm 8.1		

[Parâmetros da simulação](#)

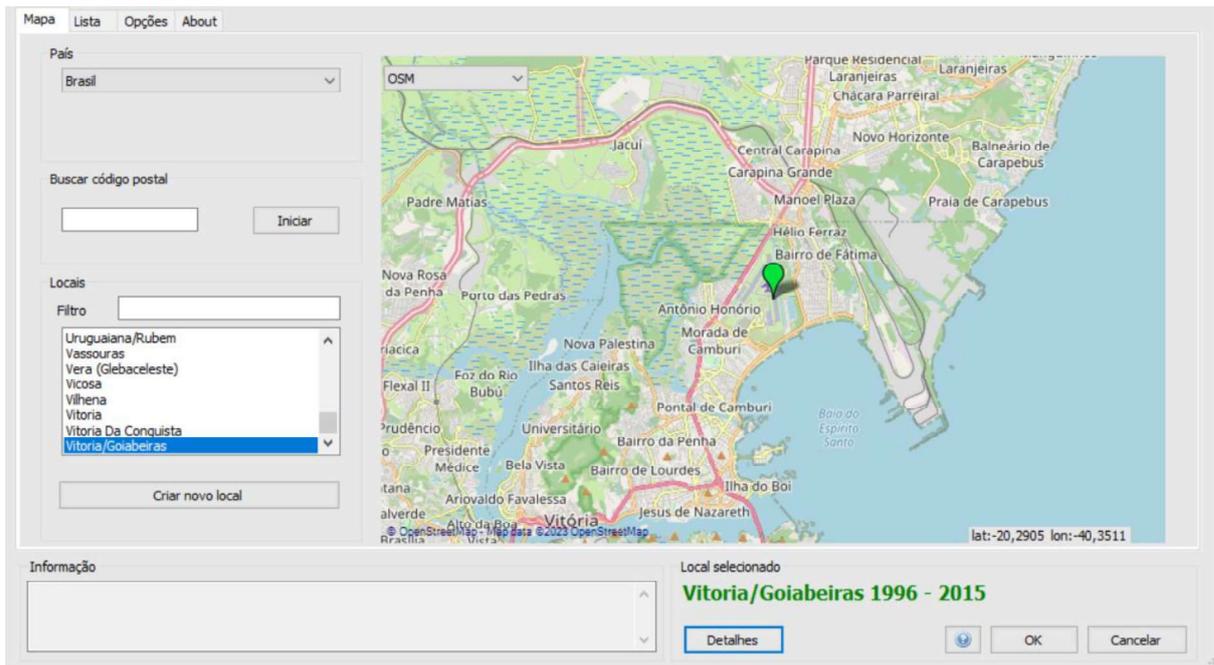
Rede c.a.

Tensão (N-L1)	127 V
Quantidade de fases	3-fásico
cos φ	1
Limitação da potência de injeção	Não

Fonte: Produzido pelo próprio autor.

Vê-se na Figura 23 que é possível acessar configurações explicadas anteriormente por essa janela, com exceção dos “Dados Climáticos”. Nessa seção, como mostra a Figura 24, deve-se indicar a localização do local de instalação para que o *software* possa extrair os dados climáticos dos bancos de dados meteorológicos integrados a ele. No PV*SOL, os dados importados são diários e se tratam da irradiação global, da temperatura e da velocidade do vento no local. A partir da importação dos dados referentes ao local mais próximo do definido pelo usuário, o *software* executa uma aplicação própria que gera a estimativa de dados climáticos para a localização exata que foi inserida. A partir dessas informações, o *software* gera valores horários para as variáveis citadas antes de realizar as simulações. Vale ressaltar que, em caso de medições próprias, é possível inseri-las.

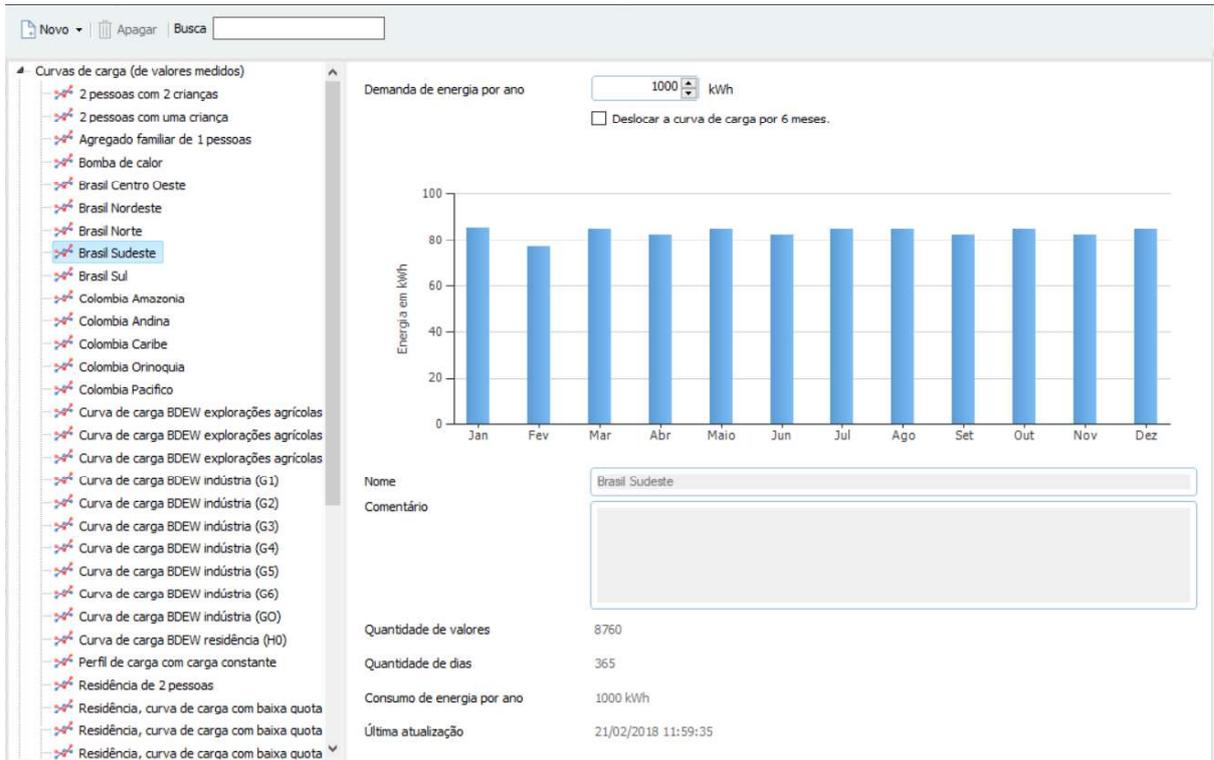
Figura 24 - PV*SOL: Janela para a definição da localização geográfica do local de instalação



Fonte: Produzido pelo próprio autor.

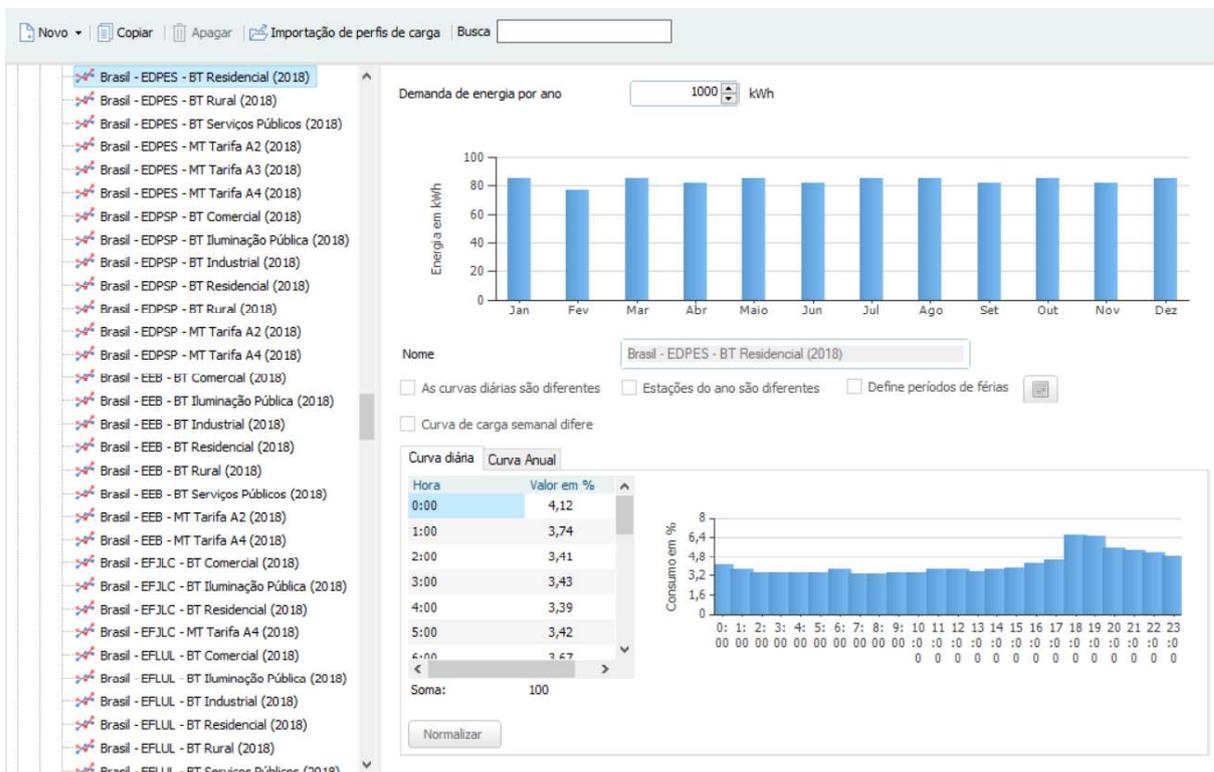
Para as categorias de sistemas junto à carga, os perfis de consumo das cargas podem ser inseridos de várias formas na página “Consumo”. Aceita-se como *input* valores em kWh referentes ao ano inteiro ou a cada mês. Além disso, como se vê nas Figuras 25 e 26, o programa oferece uma grande variedade de curvas de carga mensais e horárias baseadas no estudo de diversos perfis de consumidor ao redor do mundo e de cargas individuais, visando uma estimativa de balanço energético precisa ao final da simulação.

Figura 25 - PV*SOL: Banco de curvas de carga mensais



Fonte: Produzido pelo próprio autor.

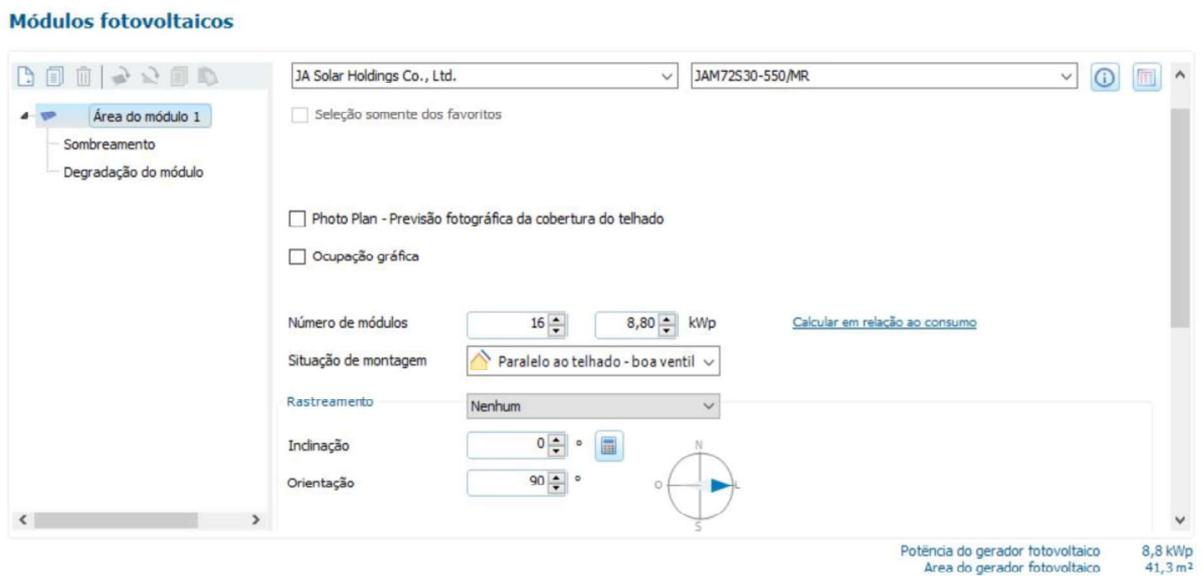
Figura 26 - PV*SOL: Banco de curvas de carga diárias



Fonte: Produzido pelo próprio autor.

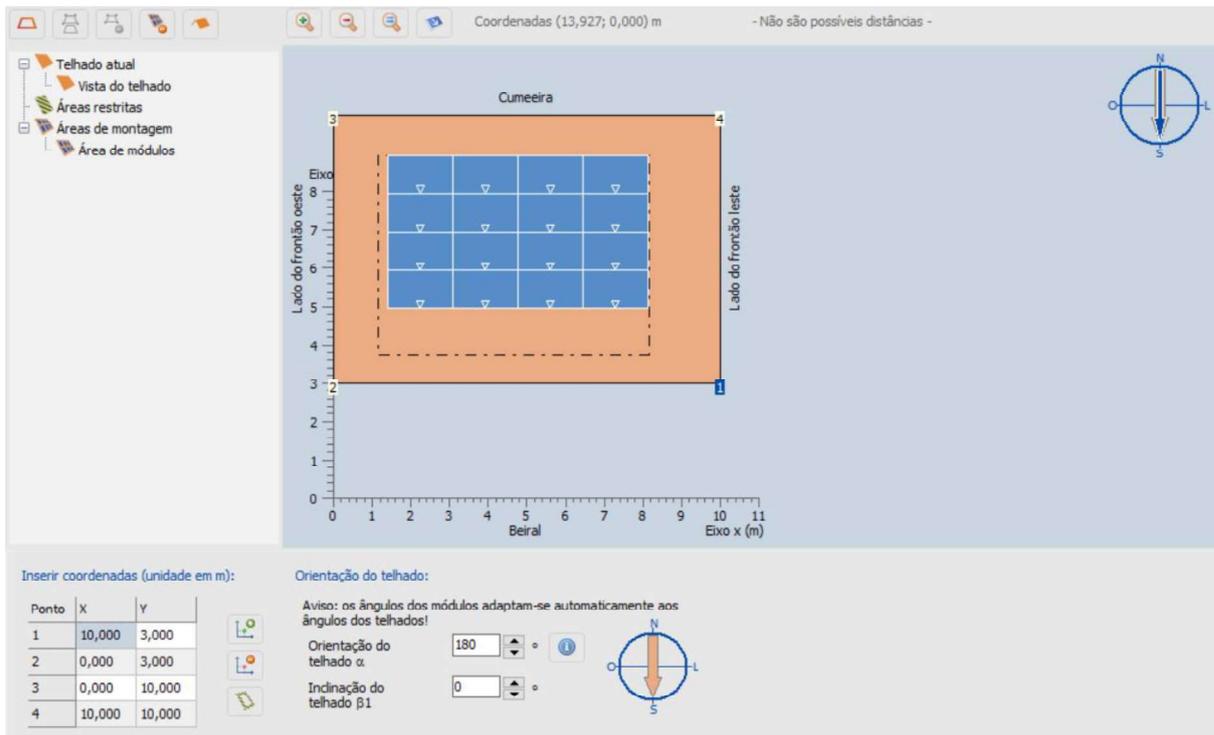
A página “Módulos fotovoltaicos” permite que se especifique o arranjo e se configure os seus planos espaciais. A configuração de cada plano é feita separadamente e é dada a partir da determinação em graus da inclinação e orientação do plano. Isso pode ser feito a partir ou não do uso da ferramenta “Ocupação Gráfica”, a qual permite a visualização 2D das configurações espaciais do plano e do arranjo; as duas situações são mostradas pelas Figuras 27 e 28, respectivamente. Além disso, o *software* disponibiliza uma ferramenta de otimização da inclinação para uma orientação definida.

Figura 27 - PV*SOL: Janela de definição do arranjo fotovoltaico



Fonte: Produzido pelo próprio autor.

Figura 28 - PV*SOL: Ferramenta “Ocupação Gráfica”



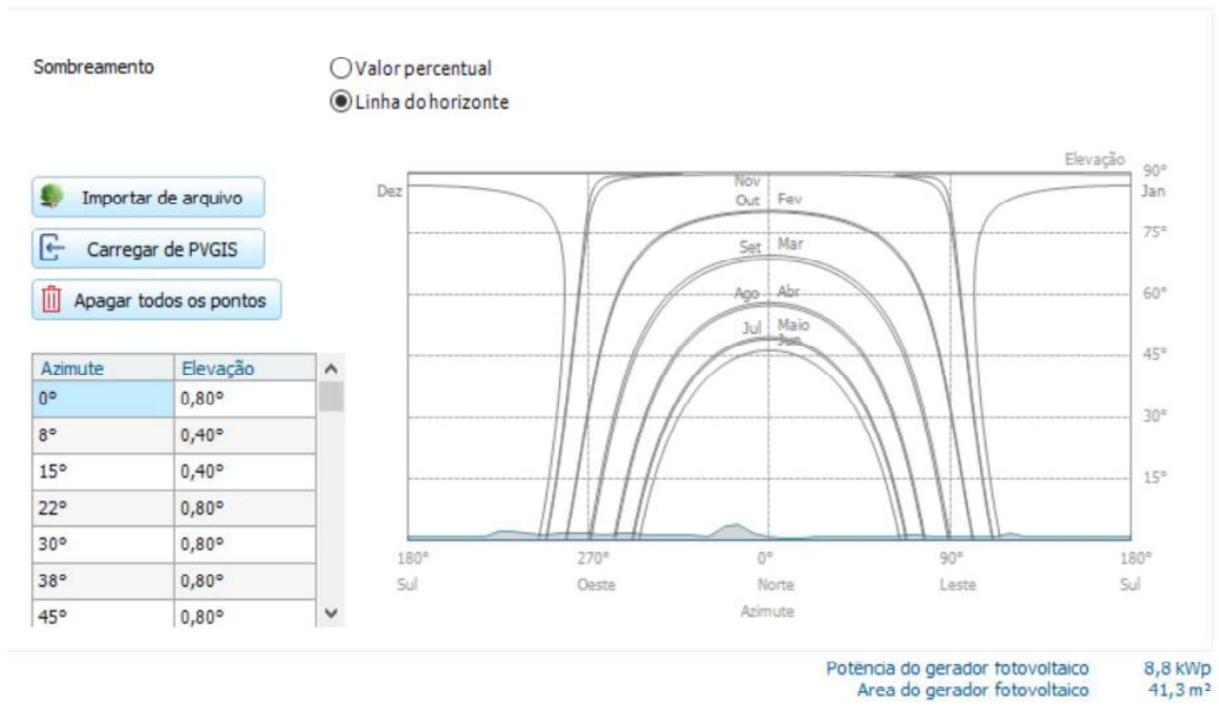
Fonte: Produzido pelo próprio autor.

A especificação do arranjo é dada pela escolha do fabricante e modelo do módulo fotovoltaico, pela potência e/ou o número de módulos em cada área de instalação, pela forma de montagem das estruturas de fixação, pelo uso e a categoria de rastreadores solares e, opcionalmente, pela organização espacial dos módulos na área. Já a determinação do modelo de módulo é geralmente feita pela simples pesquisa do mesmo no banco de dados do programa, opção essa que, quando ineficaz, pode ser substituída pela inserção das características técnicas do modelo com o qual se deseja trabalhar.

A potência do arranjo pode ser imputada manualmente ou com o auxílio da ferramenta de dimensionamento, a qual o faz com base no perfil de consumo determinado na etapa anterior. As formas de montagem das estruturas de fixação impactam no cálculo de geração por proporcionarem diferentes condições de ventilação aos módulos. Quanto aos rastreadores solares, estão disponíveis as seguintes configurações: monoaxial Norte-Sul, monoaxial Leste-Oeste, eixo rotativo vertical monoaxial e biaxial. A organização espacial dos módulos pode ser feita de forma fácil por meio da ferramenta “Ocupação Gráfica”, como se vê na Figura 28.

Nessa página pode-se, também, determinar o impacto do sombreamento na geração a partir do *input* da perda percentual geral ou da definição da característica do horizonte no local (Figura 29), o qual determina o perfil de acesso do local à luz solar em cada dia do ano. Para o segundo método, o PV*SOL disponibiliza a ferramenta do PVGIS, um banco de dados de perfis de horizonte de muitas localidades ao redor do mundo. Em caso de medições próprias, seus dados podem ser importados para o programa. Por fim, permite-se definir a curva de degradação dos módulos ao longo de sua vida útil, processo no qual se permite traçar uma curva linear ou exponencial.

Figura 29 - PV*SOL: “Sombreamento”

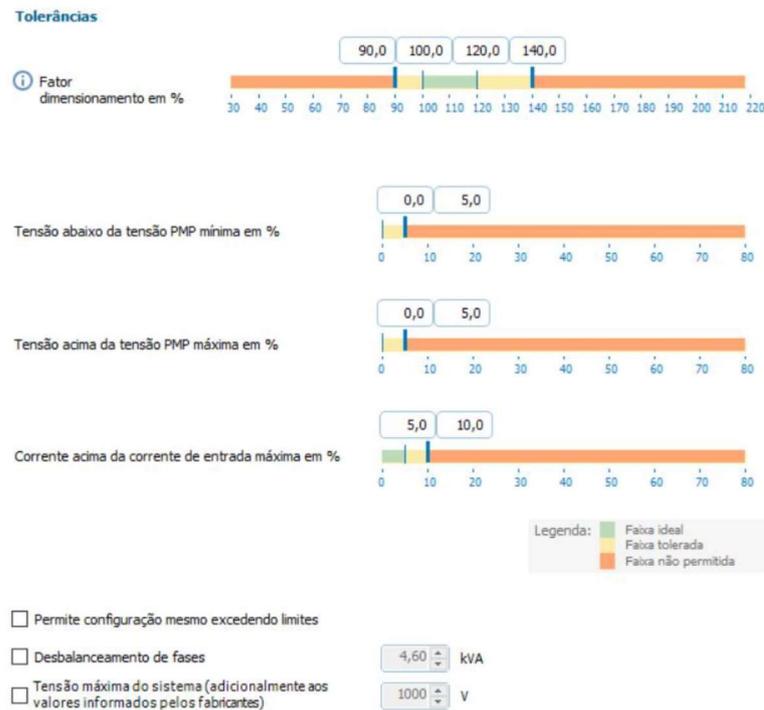


Fonte: Produzido pelo próprio autor.

A próxima etapa é a de especificação e configuração dos inversores e da ligação elétrica do arranjo. Para a realização dessa tarefa, o programa oferece auxílios importantes - a validação da configuração levando em conta limites estabelecidos pelo fabricante e pelo usuário, e a determinação automática da configuração, de forma que se obedeça às limitações aplicadas. As restrições dos fabricantes de inversor constam nos arquivos do banco de dados do *software*, enquanto as demais são definidas na janela “Limites de configuração”, como se vê na Figura 30. Nessa janela, estabelece-se o intervalo ideal, o tolerado e o não permitido dos seguintes parâmetros de projeto: sobrecarga CC/CA, desvio negativo das tensões do arranjo em relação

ao valor mínimo de tensão de entrada do inversor, desvio positivo das tensões do arranjo em relação ao valor máximo da tensão de entrada do inversor e desvio positivo das correntes do arranjo em relação à corrente máxima do inversor. Ademais, pode-se designar um limite de tensão de entrada diferente daquele informado pelo fabricante e inserir a potência em kVA referente a um desbalanceamento de fase.

Figura 30 - PV*SOL: Janela de definição dos limites de configuração do conjunto arranjo-inversor



Fonte: Produzido pelo próprio autor.

A subseção “Parâmetros climáticos usados no cálculo da tensão dos módulos” dessa janela é destinada à definição dos valores dos parâmetros de teste para se validar o projeto em relação às restrições de tensão de entrada do inversor explicitadas anteriormente: tensão mínima para a operação, tensão máxima para a operação e tensão máxima em circuito aberto. Para isso, define-se a irradiação e a expectativa de temperatura máxima e mínima (a depender do caso) de operação dos módulos na localização escolhida. Essa seção é mostrada pela Figura 31.

Figura 31 - PV*SOL: Seção de definição dos valores de teste para a verificação em relação aos limites de tensão de entrada dos inversores

Parâmetros climáticos usados no cálculo das tensões do módulo

Verificação da tensão PMP mínima
 Irradiação W/m² Temperatura °C

Verificação da tensão PMP máxima
 Irradiação W/m² Temperatura °C

Verificação da tensão máxima em circuito aberto
 Irradiação W/m² Temperatura °C

Sistemas nos EUA: Calcular as temperaturas com base no National Electrical Code®

Fonte: Produzido pelo próprio autor.

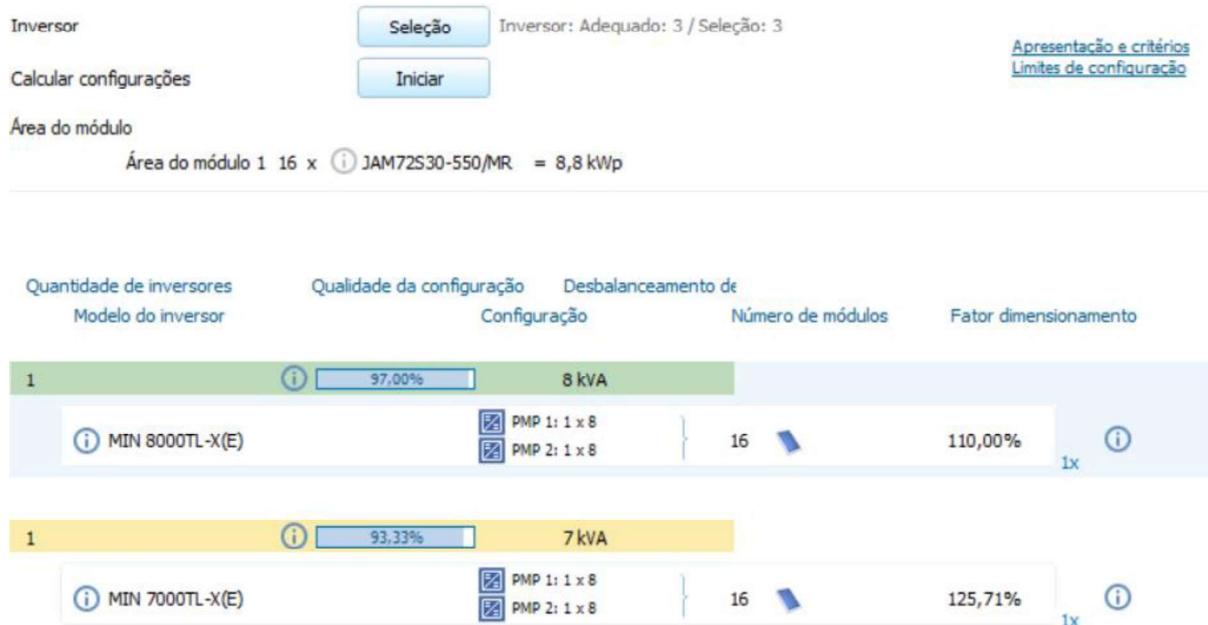
Após a implementação das restrições de projeto, configurou-se os inversores e as *strings*, o que pode ser feito manualmente (Figura 32) ou com o uso da funcionalidade de configuração automática (Figura 33). Na primeira maneira, escolhem-se os modelos de inversor que poderão constituir o sistema e se define o número e o tamanho das séries de módulos para cada entrada SPPM. Para cada tomada de decisão inserida nessa seção, o programa revisa a sua validade e detalha a sua revisão ao usuário. A segunda gera diversas opções de configuração baseando-se na escolha do usuário de modelos de inversores desejados, nas restrições de projeto e em otimizações, e as apresenta em ordem decrescente de nível de otimização em relação ao número e potência dos inversores.

Figura 32 - PV*SOL: Tela de configuração manual do inversor e da organização elétrica do arranjo fotovoltaico

VERIFICAÇÃO	VALORES	POTÊNCIA
✓	CONFIGURAÇÃO: Área do módulo 1	
	INVERSOR 1: <input type="checkbox"/> Conexão polistring	
✓	1 x GROWATT New Energ... MIN 7000TL-X(E)	8,8 kWp
	<input type="checkbox"/> Otimizador de potência	
✓	PMP 1: 1 String x 8 Módulos em série	
✓	PMP 2: 1 String x 8 Módulos em série	
	<input type="button" value="Novo inversor"/>	

Fonte: Produzido pelo próprio autor.

Figura 33 - PV*SOL: Tela de configuração automática do inversor e da organização elétrica do arranjo fotovoltaico



Fonte: Produzido pelo próprio autor.

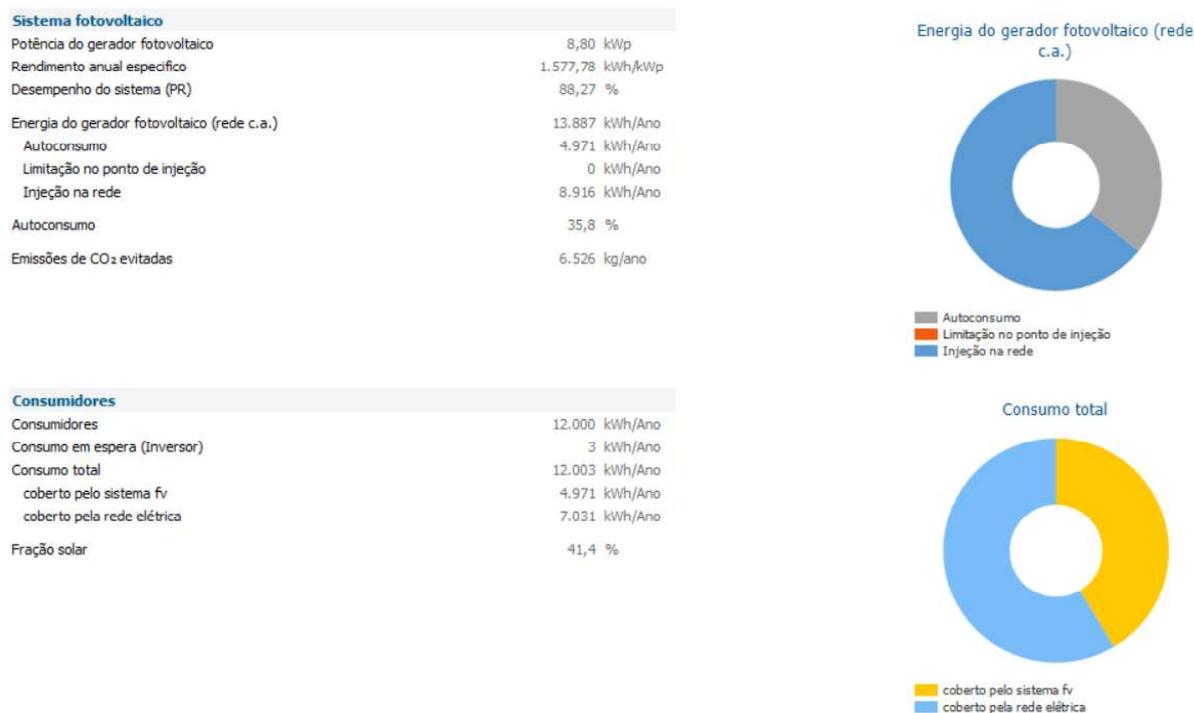
Em seguida, na tela “Cabos”, determinou-se as perdas ômicas dos cabos do sistema, o que pode ser feito com a inserção direta do valor percentual total dessa perda ou com o auxílio da funcionalidade “Perdas Detalhadas”. Essa funcionalidade tem como entradas, tanto para os circuitos CC quanto para os CA, o comprimento do circuito e a seção nominal de seus cabos e, a partir delas, retorna os valores percentuais e absolutos das perdas para o circuito em questão e os considera na simulação. A ferramenta oferece, ainda, a opção de dimensionar os cabos para o circuito com base no comprimento do circuito inserido e na corrente estimada - fazendo-o, então, pelos métodos de ampacidade e de limite de queda de tensão. Ademais, a tela mostra o diagrama parcial do sistema e permite adicionar a ele símbolos como os alusivos a elementos de proteção, visando poupar o usuário do trabalho de desenhar o projeto.

A janela “Diagrama e lista de peças”, tem o fim de exibir o diagrama do sistema e a lista de materiais que já foram elaborados pelo *software* até esse ponto, e permitir que sejam feitos os toques finais antes da simulação e a impressão de seu relatório. No diagrama, pode-se alterar o layout da página e adicionar legendas, enquanto na lista de materiais é possível adicionar novos itens, suas quantidades e descrições. A tela “Análise financeira” possibilita ao usuário a configuração dos cálculos alusivos ao investimento no gerador fotovoltaico, a qual é feita por meio da determinação de valores dos parâmetros-base desse estudo, como: o prazo em anos do

fluxo de caixa, o preço das tarifas de energia, o preço da energia compensada ao se injetar na rede, a inflação energética anual, a taxa de desconto a ser considerada, entre outros. Com isso, finaliza-se a configuração da simulação e pode-se executá-la.

Quanto aos resultados principais para a análise de projeto e investimento de SFVs, o PV*SOL apresenta seus valores de forma direta e em gráficos, organizados em diferentes seções. Assim, a exibição desses valores se inicia pelos parâmetros chave de uma simulação de geradores fotovoltaicos, na seção “Simulação” da página “Resultados”, vista no Gráfico 21. No que tange a geração no primeiro ano do gerador, exhibe-se nessa seção os seguintes resultados: a geração total e a específica (normalizada em relação à potência nominal do arranjo fotovoltaico), o consumo instantâneo da energia gerada, a injeção de energia da rede, dados em kWh; a taxa de desempenho do sistema (PR), o valor percentual de consumo instantâneo em relação à geração total e o valor em kg de emissões de gás carbônico evitadas. Ainda no contexto geral da geração, tem-se um gráfico de rosca do consumo instantâneo e da injeção na rede. Quanto ao consumo no primeiro ano de operação da usina, tem-se: o consumo total e as parcelas dele supridas pelo sistema e pela rede elétrica, dados em kWh, e o valor percentual da parcela suprida pelo sistema em relação ao consumo total, dado cujo efeito pode ser visualizado no gráfico de rosca plotado. Vale ressaltar, ainda, que, na seção “Resultados por área de módulo”, são mostrados os valores de variáveis semelhantes às explicitadas anteriormente neste parágrafo, diferenciando-se por serem referentes a cada área de módulo ao invés de fazerem alusão ao sistema em geral.

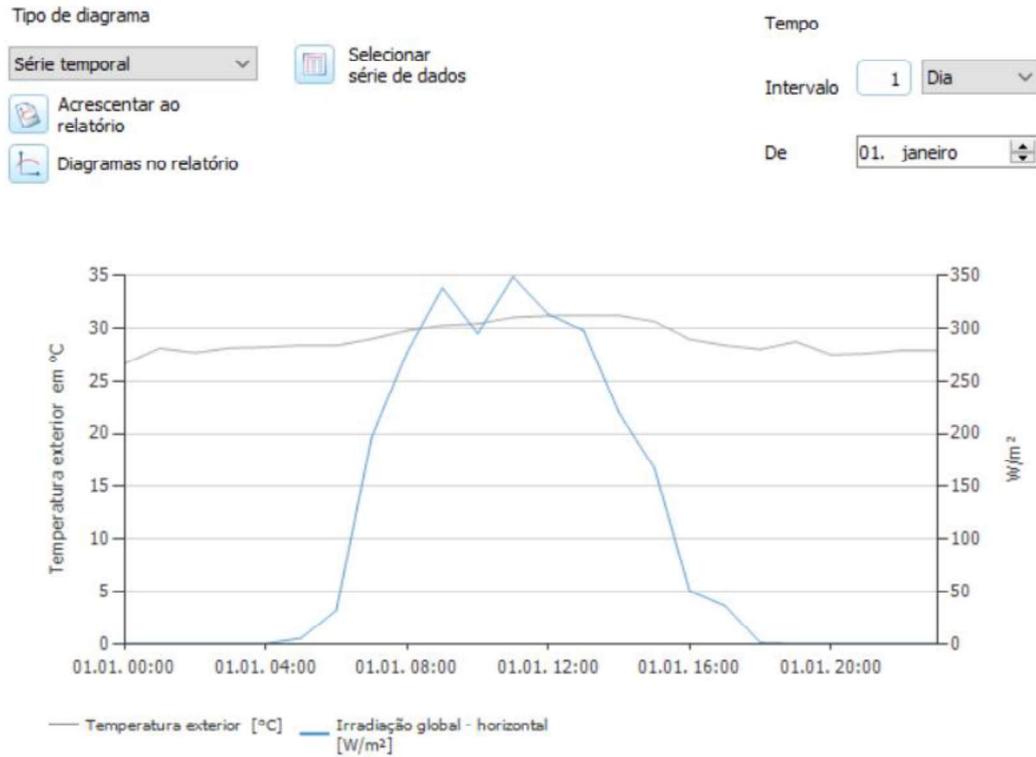
Gráfico 21 - PV*SOL: apresentação dos principais resultados da simulação



Fonte: Produzido pelo próprio autor.

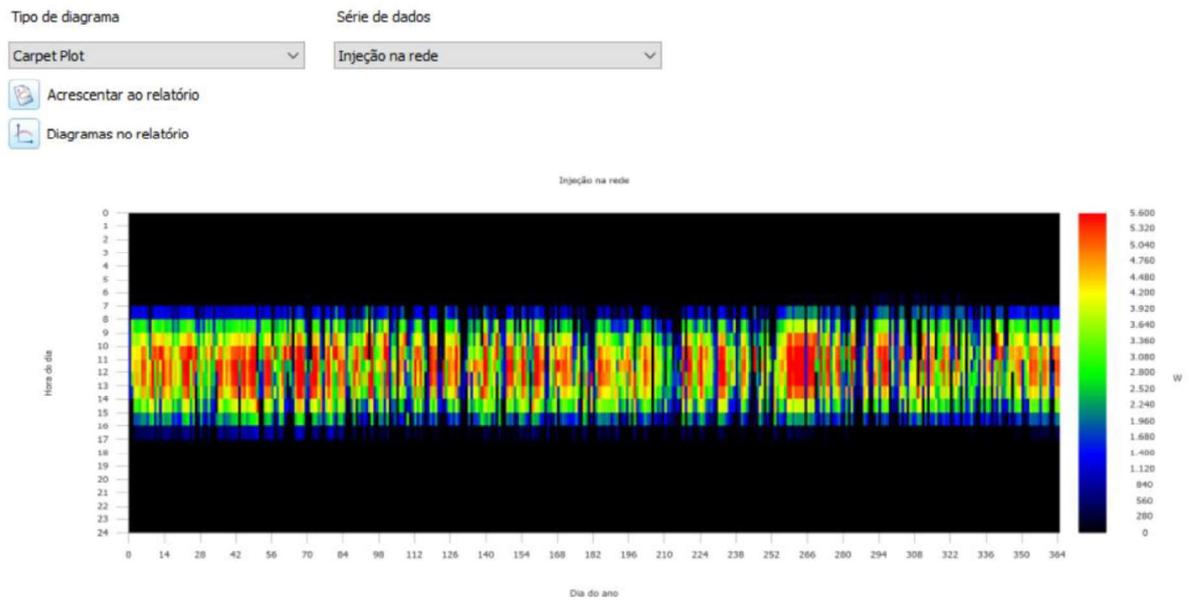
Antes de expor seus gráficos padrão alusivos à simulação, o programa oferece a ferramenta “Editor de diagrama”, que permite que o usuário visualize os valores da maioria dos parâmetros de cálculo do programa por meio de gráficos parcialmente estruturados por ele. A primeira opção de tipo de gráfico proposta pelo *software* é o “Série temporal” (Gráfico 22), para o qual se pode selecionar até duas categorias de parâmetros de unidades de medida diferentes e um total de dez séries temporais horárias de parâmetros dentre o total de cento e onze parâmetros de cálculo, e definir o intervalo de tempo a ser plotado. A segunda opção, mostrada no Gráfico 23, oferece a plotagem de um mapa de calor com dias do ano como abscissa, horários do dia como ordenada e a escala de cores correspondente aos valores da variável selecionada dentre as cento e onze disponíveis. Já a terceira opção, exposta no Gráfico 24, permite a visualização das curvas I-V e P-V vistos por cada entrada SPPM para cada intervalo de tempo da simulação.

Gráfico 22 - PV*SOL: Opção “Série Temporal” da ferramenta “Editor de Diagrama”



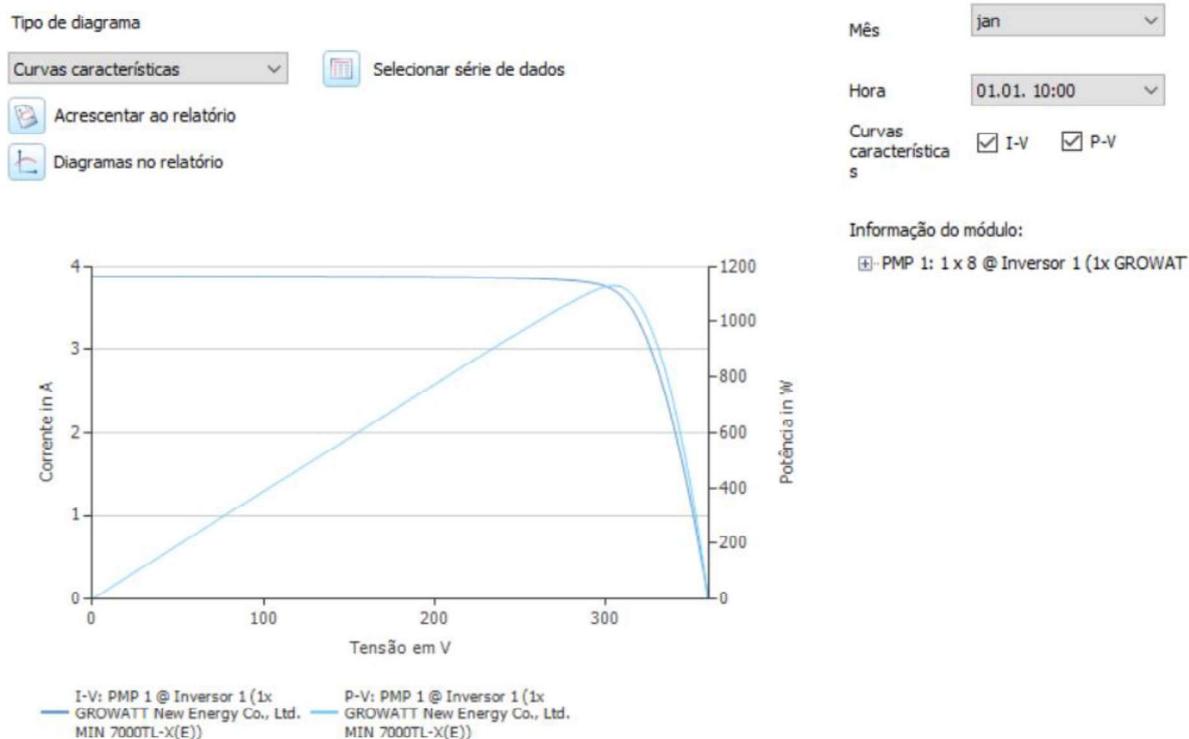
Fonte: Produzido pelo próprio autor.

Gráfico 23 - PV*SOL: Opção “Carpet Plot” da ferramenta “Editor de Diagrama”



Fonte: Produzido pelo próprio autor.

Gráfico 24 - PV*SOL: Opção “Curvas Características” da ferramenta “Editor de Diagrama”



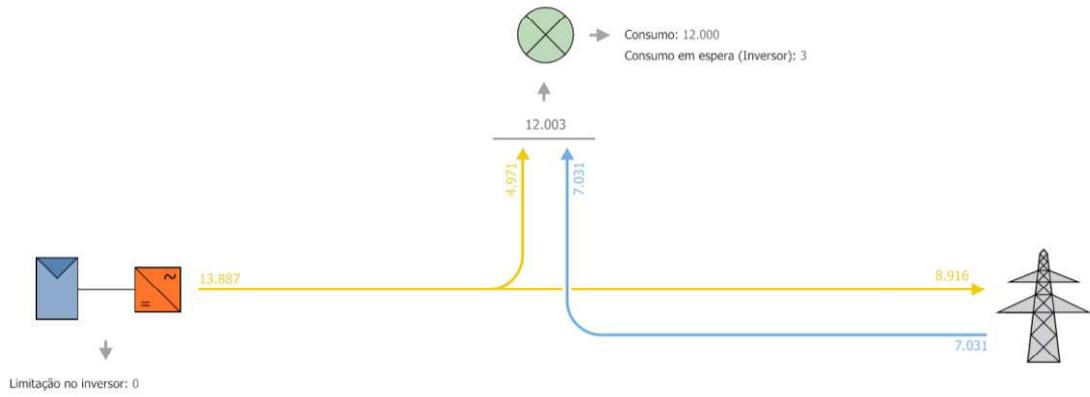
Fonte: Produzido pelo próprio autor.

Em seguida, o programa exibe uma série de diagramas expositivos das estimativas referentes ao sistema configurado. Na Figura 34, vê-se o diagrama de fluxo de energia referente a um ano de operação, que apresenta o fluxo de forma didática. No gráfico “Previsão de rendimento com consumo”, expõem-se conjuntamente os dados referentes à geração e o consumo demarcados anteriormente, como se vê no Gráfico 25. O Gráfico 26 representa o balanço energético mensal acumulado. O gráfico “Utilização da energia fotovoltaica” (Gráfico 27), mostra a finalidade da energia gerada em cada mês do ano, enquanto “Cobertura do consumo” (Gráfico 28) revela a distribuição do suprimento de energia à carga definida pelo usuário. Nos Gráficos 29, 30, 31, 32 e 33 veem-se o restante dos gráficos referentes ao comportamento do sistema, com a exibição dos valores mensais de estimativa de geração por inversor, taxa de desempenho do sistema, irradiação no plano do arranjo, temperatura média ambiente e de operação do arranjo e dos valores anuais de estimativa de geração por vinte anos, respectivamente.

Figura 34 - PV*SOL: Diagrama de Fluxo de Energia

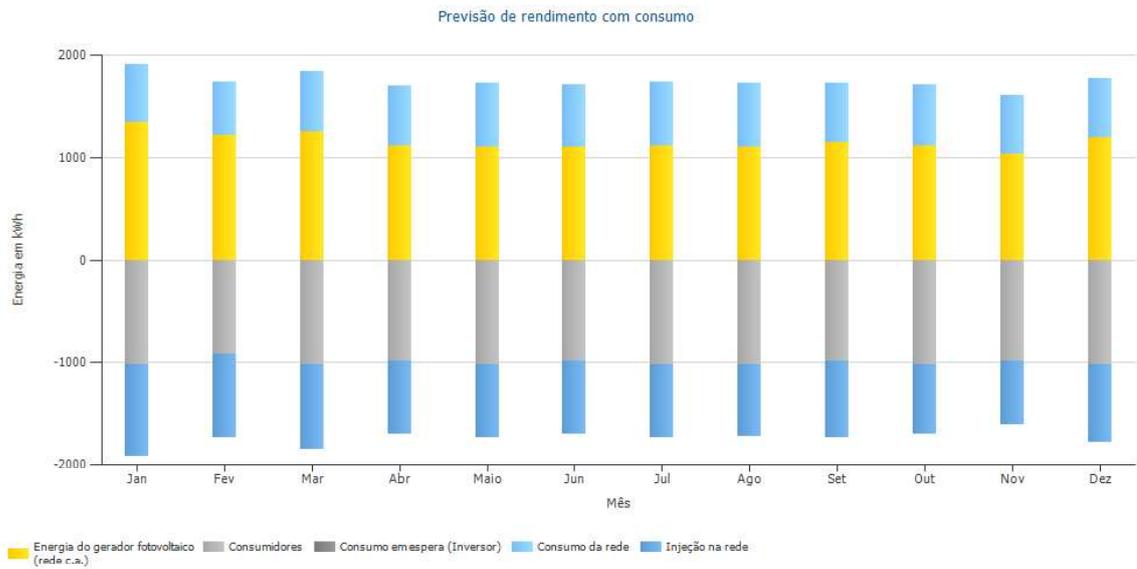
Gráfico do fluxo de energia

Projeto: Descrição



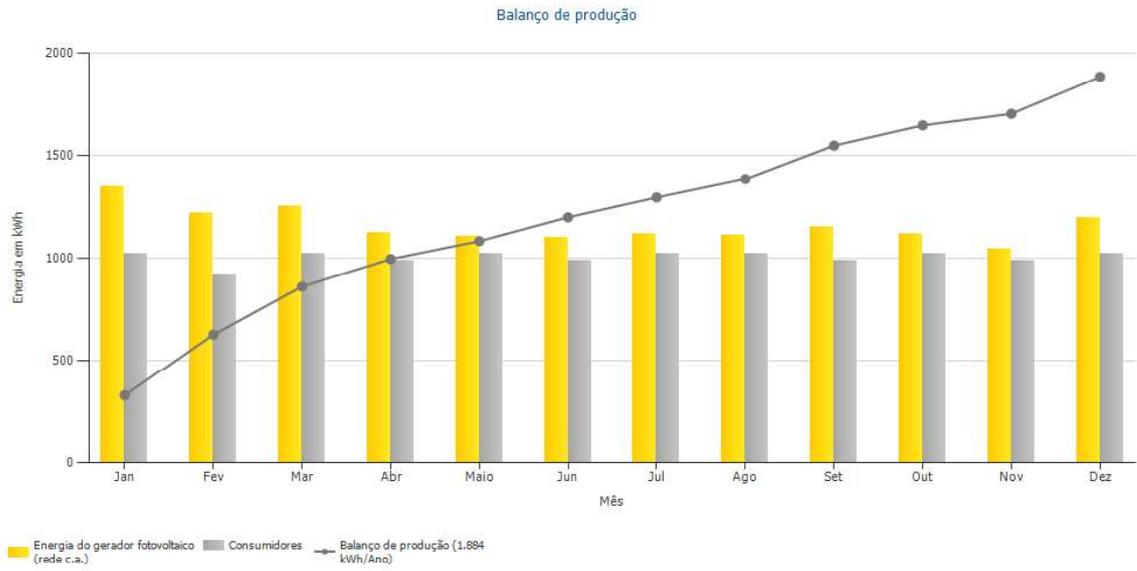
Fonte: Produzido pelo próprio autor.

Gráfico 25 - PV*SOL: Gráfico expositivo da geração e do consumo



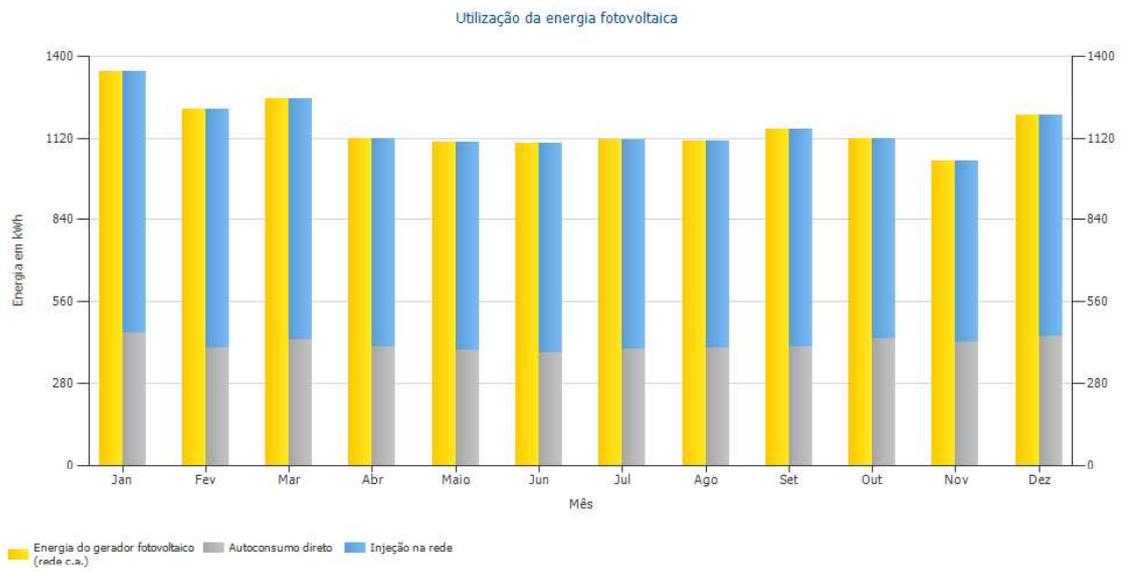
Fonte: Produzido pelo próprio autor.

Gráfico 26 - PV*SOL: Gráfico do balanço energético mensal acumulado



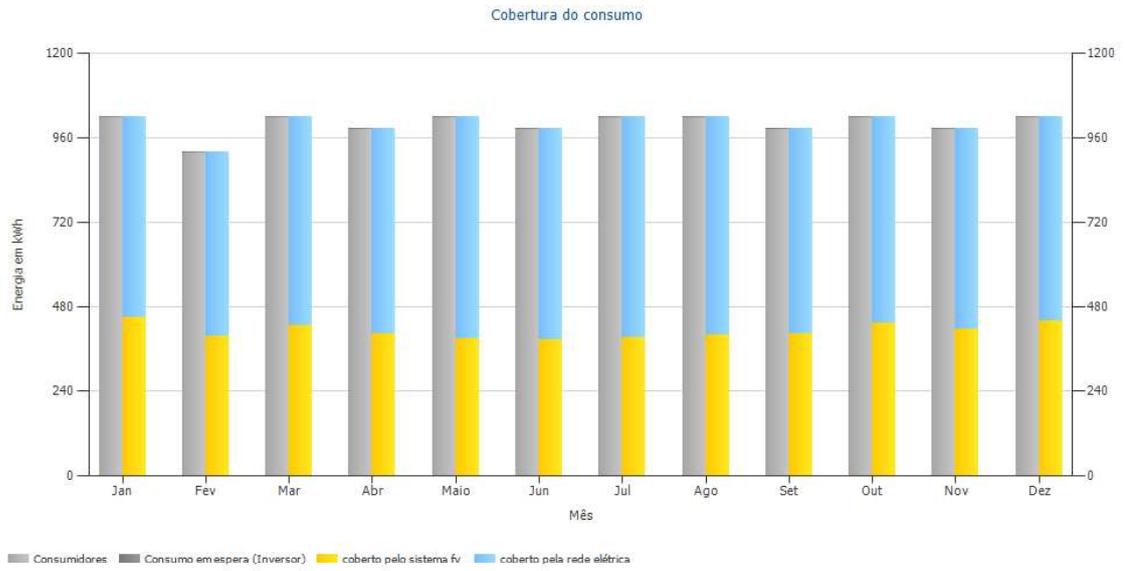
Fonte: Produzido pelo próprio autor.

Gráfico 27 - PV*SOL: Gráfico “Utilização da energia fotovoltaica”



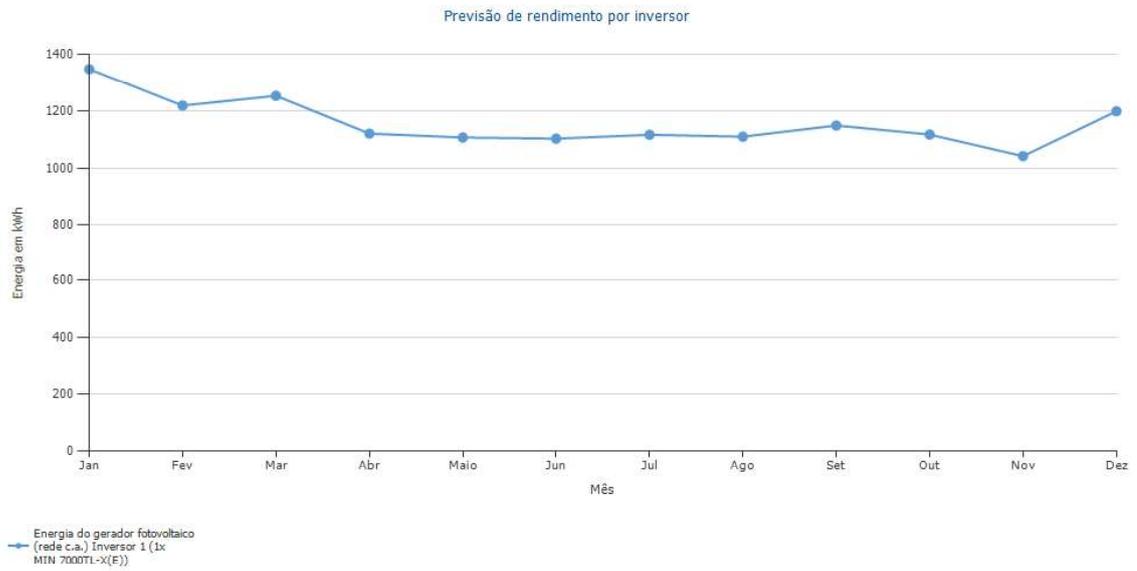
Fonte: Produzido pelo próprio autor.

Gráfico 28 - PV*SOL: Gráfico “Cobertura do consumo”



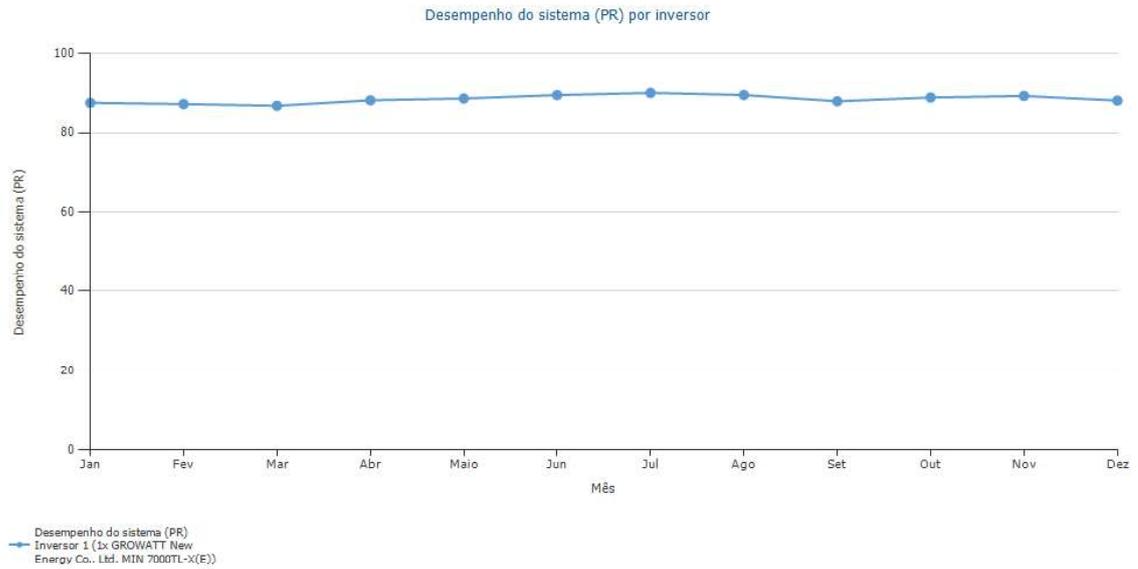
Fonte: Produzido pelo próprio autor.

Gráfico 29 - PV*SOL: Gráfico “Previsão de rendimento por inversor”



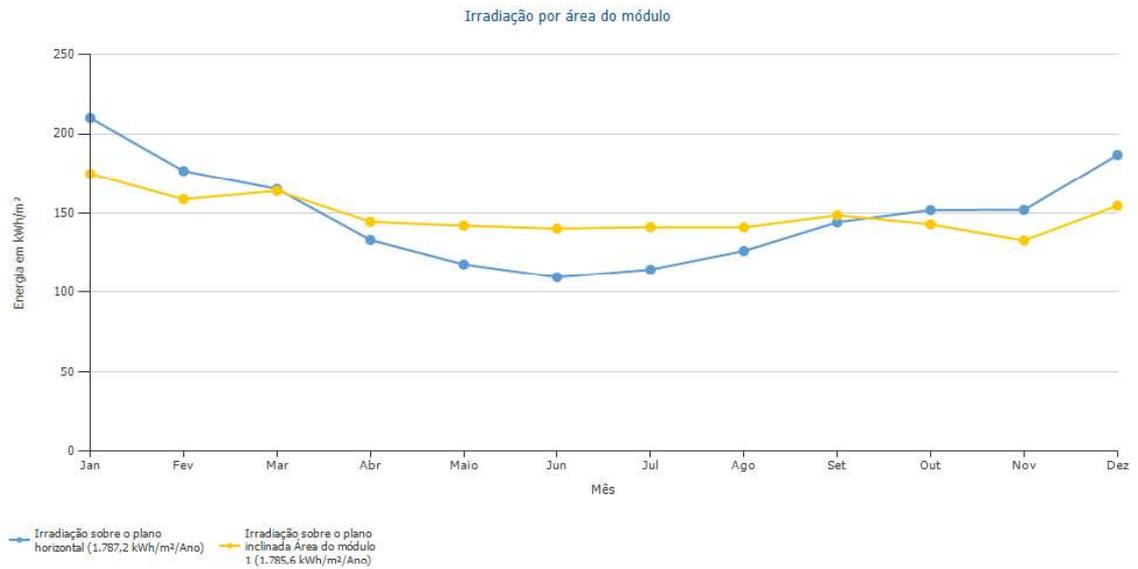
Fonte: Produzido pelo próprio autor.

Gráfico 30 - PV*SOL: Gráfico “Desempenho do sistema (PR) por inversor”



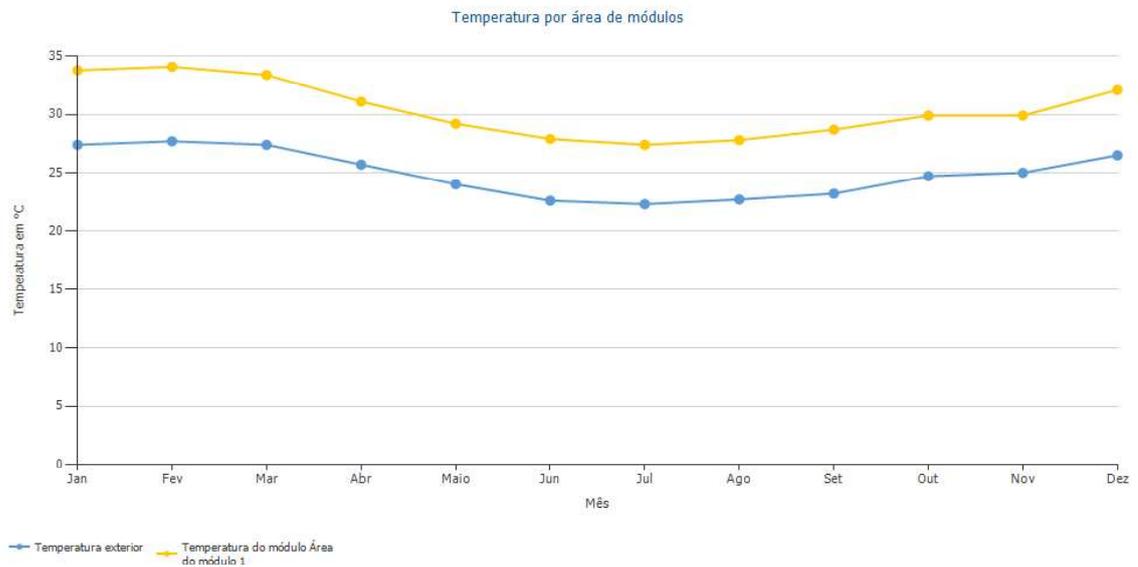
Fonte: Produzido pelo próprio autor.

Gráfico 31 - PV*SOL: Gráfico “Irradiação por área do módulo”



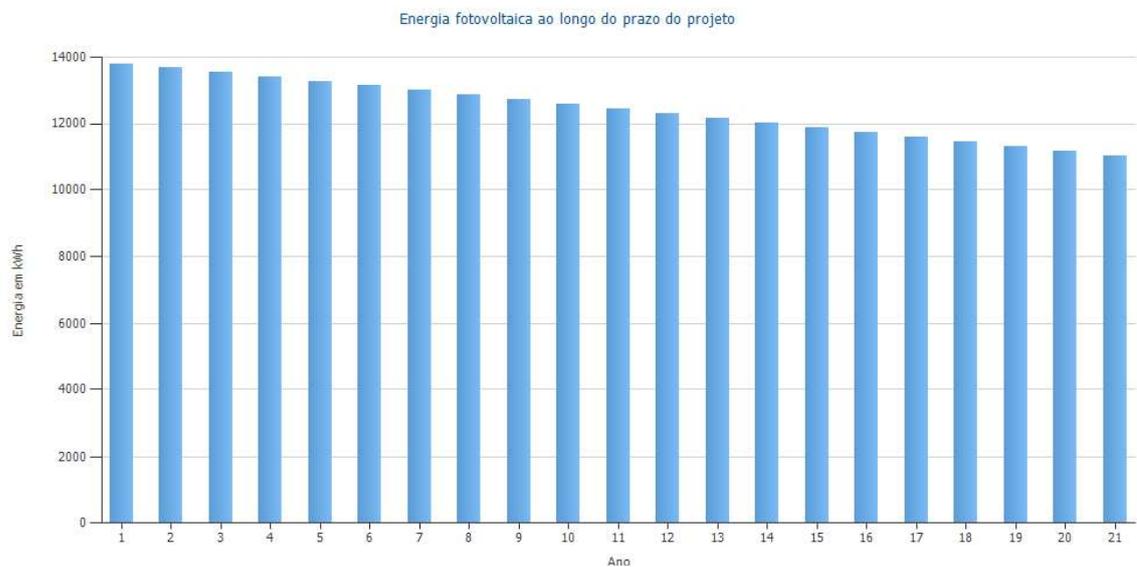
Fonte: Produzido pelo próprio autor.

Gráfico 32 - PV*SOL: Gráfico “Temperatura por área de módulos”



Fonte: Produzido pelo próprio autor.

Gráfico 33 - PV*SOL: Gráfico “Energia fotovoltaica ao longo do prazo do projeto”



Fonte: Produzido pelo próprio autor.

A seção “Balanço energético do sistema fotovoltaico” da página de resultados, vista Tabela 3, revela o balanço energético detalhado do primeiro ano de operação da usina. O programa assim o faz ao exibir a dimensão de toda a energia solar à qual o sistema tem acesso e ao detalhar e exibir as dimensões de todas as causas de perdas consideradas pelo modelo do PV*SOL, até

que se chegue ao resultado de energia entregue na saída do inversor. Nessa seção, os dados são apresentados em forma absoluta, em kWh, e os dados relativos, em porcentagem.

Tabela 3 - PV*SOL: Balanço energético detalhado do sistema

Irradiação global - horizontal	1.787,21 kWh/m²	
Desvio em relação ao espectro padrão	-17,87 kWh/m ²	-1,00 %
Reflexão do solo (albedo)	23,70 kWh/m ²	1,34 %
Orientação e inclinação do plano dos módulos	-5,62 kWh/m ²	-0,31 %
Sombreamento	-0,19 kWh/m ²	-0,01 %
Reflexão na superfície de módulo	-1,60 kWh/m ²	-0,09 %
Irradiação global no plano dos módulos	1.785,64 kWh/m²	
	1.785,64 kWh/m ²	
	x 41,332 m ²	
	= 73.804,21 kWh	
Irradiação global fotovoltaica	73.804,21 kWh	
Sujeira	0,00 kWh	0,00 %
Conversão de STC (eficiência nominal do módulo 21,29 %)	-58.087,83 kWh	-78,71 %
Energia fotovoltaica nominal	15.716,38 kWh	
Comportamento sob baixa irradiação	67,78 kWh	0,43 %
Desvio em relação à temperatura nominal do módulo	-1.041,00 kWh	-6,60 %
Diodos	-73,72 kWh	-0,50 %
Mismatch (indicações do fabricante)	-293,39 kWh	-2,00 %
Mismatch (conexão/sombra)	0,00 kWh	0,00 %
Cabo do string	-27,89 kWh	-0,19 %
Energia fotovoltaica (c.c.) sem redução pelo inversor	14.348,17 kWh	
Potência CC mínima não atingida	-0,51 kWh	0,00 %
Redução devido à faixa de tensão PMP	0,00 kWh	0,00 %
Redução devido à corrente c.c. máx.	0,00 kWh	0,00 %
Redução devido à potência c.c. máx.	0,00 kWh	0,00 %
Redução devido à potência c.a. máx./cos phi	-39,00 kWh	-0,27 %
Perda no seguidor PMP	-15,21 kWh	-0,11 %
Energia fotovoltaica (c.c.)	14.293,45 kWh	
Energia na entrada do inversor	14.293,45 kWh	
Divergência entre tensão de entrada e tensão nominal	-15,90 kWh	-0,11 %
Conversão c.c./c.a.	-351,63 kWh	-2,46 %
Consumo em espera (Inversor)	-2,51 kWh	-0,02 %
Cabos a.c.	-38,92 kWh	-0,28 %
Energia fotovoltaica (c.a.) menos consumo em espera	13.884,49 kWh	
Energia do gerador fotovoltaico (rede c.a.)	13.886,99 kWh	

Fonte: Produzido pelo próprio autor.

Por fim, são expostos os resultados da funcionalidade de análise financeira, que tem como entradas os resultados da simulação e as configurações realizadas na página correspondente. Além dos valores mostrados na Tabela 4, o programa exibe a tabela do fluxo de caixa do projeto e os diagramas correspondentes a vinte anos do fluxo de caixa acumulado e da evolução dos custos da instalação configurada antes e depois da instalação da usina.

Tabela 4 - PV*SOL: Resultados da análise financeira

Dados do sistema	
Injeção na rede no primeiro ano (incl. degradação do módulo)	8.868 kWh/Ano
Potência do gerador fotovoltaico	8,8 kWp
Início da operação do sistema	27/09/2023
Prazo do projeto	20 Anos
Juro do capital	1 %
Parâmetros econômicos	
Taxa interna de retorno	7,48 %
Fluxo de caixa acumulado	53.419,85 R\$
Prazo de amortização	10,5 Anos
Custos de geração da energia	0,281 R\$/kWh
Vista geral de pagamentos	
Investimento específico	8.000,00 R\$/kWp
Custos de investimento	70.400,00 R\$
Pagamentos únicos	0,00 R\$
Subsídios	0,00 R\$
Custos anuais	0,00 R\$/Ano
Outros lucros ou economias	0,00 R\$/Ano
Remuneração e Economia	
Remuneração total no primeiro ano	6.277,90 R\$/Ano
Economia no primeiro ano	1.096,04 R\$/Ano

Fonte: Produzido pelo próprio autor.

4.2.3 *Softwares* de Monitoramento dos Inversores

O iSolarCloud e o Solar.Web são os *softwares* de monitoramento das marcas Sungrow e Fronius respectivamente, cujos inversores são equipados com medidores de tensão e de corrente na entrada e na saída e com um *datalogger*. Os programas podem ser acessados por *browsers* de internet e por aplicativos *mobile* dedicados, e permitem a visualização em tempo real das tensões e correntes de entrada e de saída do inversor e conta com ferramentas de plotagem que permitem a análise temporal desses parâmetros, da potência de saída e da energia gerada nos períodos de um dia, uma semana, um mês e um ano. Os Gráficos 34 e 35 mostram gráficos plotados no ambiente de cada programa.

Gráfico 34 - iSolarCloud: Gráfico das grandezas de saída no período de um dia



Fonte: Produzido pelo próprio autor.

Gráfico 35 - Solar.web: Gráfico das grandezas de saída no período de um dia



Fonte: Produzido pelo próprio autor.

4.2.4 SunEarthTools.com

O SunEarthTools.com é uma coleção de ferramentas de apoio para estudos e projetos de energia solar fotovoltaica disponíveis no site de endereço igual ao seu nome. Essa coleção é voltada especialmente a dados geoespaciais e de posicionamento e movimentação do Sol.

4.2.4.1 Meça no Mapa

A funcionalidade “Meça no Mapa” da SunEarthTools.com permite que, na interface de mapa de fotos de satélite interativo, se descubra as coordenadas geográficas de um ponto escolhido, a distância entre dois pontos, e a orientação de um ponto em relação a outro, conforme se vê na Figura 35. Por meio de seu uso, pode-se ter acesso à orientação dos telhados envolvidos no estudo de sistemas fotovoltaicos.

Figura 35 - Ferramenta “Meça no Mapa” da SunEarthTools.com



Fonte: Produzido pelo próprio autor.

5 METODOLOGIA

A pesquisa descrita neste texto é de caráter explicativo, de análise quantitativa e com dados adquiridos de maneira direta. Ela tem como finalidade avaliar a precisão das ferramentas computacionais PVsyst e PV*SOL e compará-los entre si no que tange essa capacidade. Para isso, simulou-se as duas plantas - que serão descritas nesta seção - nos dois programas e comparou-se, quantitativamente, suas estimativas de geração mensais aos dados medidos de geração mensal levantados por meio das ferramentas de monitoramento dos sistemas instalados, para que, posteriormente, se possa confrontar o desempenho de cada programa entre si.

5.1 Aquisição de dados

Dada a explicação do parágrafo anterior, para a coleta dos resultados parciais da pesquisa, inicialmente, é necessário levantar os dados de geração medidos dos sistemas instalados e os dados e escolhas que serão *inputs* na configuração das simulações. No que tange os *inputs* das simulações, adquiriu-se os dados referentes às características dos sistemas - sobretudo destacados no capítulo “Descrição dos sistemas instalados” - de diferentes maneiras. Salvas duas exceções, as informações de localização, dimensionamento e projeto dos sistemas foram coletadas diretamente dos arquivos e projetos da empresa integradora responsável por essas atividades. Quanto às exceções mencionadas, para as inclinações dos telhados utilizou-se valores padronizados para os respectivos tipos e dimensão dos telhados, enquanto os comprimentos dos circuitos dos arranjos foram estimados por meio de medições em fotos de satélite com o uso da ferramenta Sunearthtools.com.

Os dados alusivos à meteorologia e solarimetria dos locais, para ambos os programas, têm como origem a Meteonorm 8, uma ferramenta de um terceiro dedicada a esses tipos de estudos e que tem acesso a medições em muitos municípios, inclusive às do município em que os sistemas em estudo estão instalados. A partir do banco de dados dessa ferramenta, os *softwares* calculam os dados correspondentes à localização exata inserida e ao intervalo de tempo da simulação - sendo horas e minutos as opções disponíveis. Para a configuração dos parâmetros referentes à modelagem do fluxo energético do processo de geração adotou-se os valores e determinações padrão dos programas, ou se utilizou funcionalidades que fazem essa configuração com base nas características do sistema e do local escolhidos. Nesse contexto, é importante ressaltar que

a escolha do modelo de Hay & Davies para o cálculo da irradiação no plano inclinado se baseou no fato deste ser indicado pelo PVsyst como o modelo mais robusto disponibilizado por ele - tendo sido seu padrão até poucos anos atrás - e por ser a escolha padrão do PV*SOL. O Quadro 2 agrupa as fontes de todos os dados e determinações implementadas na configuração das simulações. Por fim, os dados alusivos à geração dos sistemas instalados vêm das medições de tensão e corrente feitas a cada cinco minutos pelos subsistemas de medição instalados nos inversores, enquanto o acesso a esses dados é realizado por meio das plataformas de monitoramento Solar.web e iSolarCloud, para os sistemas com inversores dos fabricantes Fronius e Sungrow, respectivamente. Essas ferramentas foram descritas no capítulo dedicado a esse fim.

Quadro 2 - Origem das escolhas de *inputs* de configuração das simulações

(continua)

Parâmetro de Configuração	Origem	Software Solicitante
Fator Albedo	Padrão do <i>software</i>	Ambos
Modelo de transposição	Padrão/indicação do <i>software</i>	Ambos
Intervalo de tempo da simulação	Indicação do <i>software</i>	Ambos
Localização	Arquivos da empresa integradora	Ambos
Tensão da instalação em BT (F-N)	Conhecimento público e projeto do integrador	PV*SOL
Dados meteorológicos	Meteoronorm 8 (integrado ao <i>software</i>)	Ambos
Orientação	Uso do Sunearthtools.com	Ambos
Inclinação	Padrão para a especificação do telhado	Ambos
Fabricante e modelo dos módulos	Projeto da empresa integradora	Ambos
Potência do arranjo	Projeto da empresa integradora	Ambos
Forma de montagem do arranjo	Projeto da empresa integradora	Ambos
Configuração do arranjo	Projeto da empresa integradora	Ambos
Seção nominal dos condutores do arranjo	Projeto da empresa integradora	Ambos
Comprimento do circuito do arranjo	Uso do Sunearthtools.com	Ambos
Marca e modelo dos inversores	Projeto da empresa integradora	Ambos
Número de inversores	Projeto da empresa integradora	Ambos
Degradação dos módulos	Garantia de geração dos fabricantes	Ambos

Quadro 3 - Origem das escolhas de *inputs* de configuração das simulações

(conclusão)

Parâmetro de Configuração	Origem	Software Solicitante
Perdas por <i>mismatch</i> devido ao envelhecimento dos módulos	Uso de funcionalidade do <i>software</i>	PVsyst
Perdas devido ao desvio do espectro padrão	Padrão do <i>software</i>	Ambos
Perdas IAM	Uso de funcionalidade do <i>software</i>	PVsyst
Perda devido à queda de tensão nos diodos de desvio	Padrão do <i>software</i>	PV*SOL
Queda de tensão nos diodos série	Padrão do <i>software</i>	PVsyst
Perdas por <i>mismatch</i> e Qualidade dos Módulos	Padrão do <i>software</i>	PV*SOL
Perdas por <i>mismatch</i>	Uso de funcionalidade do <i>software</i>	PVsyst
Perdas por qualidade dos módulos	Uso de funcionalidade do <i>software</i>	PVsyst
Sombras distantes (Horizonte)	PVGIS 5 (Integrado ao <i>software</i>)	Ambos
Perdas por indisponibilidade do sistema	Padrão do <i>software</i>	PVsyst
Perdas por sujeira	Definido pelo autor	Ambos

Fonte: Produção do próprio autor.

5.2 Descrição dos Sistemas Instalados

O presente estudo tem como objeto dois sistemas fotovoltaicos instalados no município de Vitória, no Espírito Santo, onde a tensão nominal da rede elétrica em baixa tensão é de 127 Volts entre fase e neutro. É importante ressaltar que, nos dois casos, não há sombreamento de objetos próximos sobre os telhados das edificações em que os módulos estão fixados. Ademais, os circuitos de conexão do sistema à rede - sobretudo cabos e transformadores - não serão considerados, dado que as medições das grandezas elétricas de saída dos inversores são dadas antes deles.

5.2.1 Microgerador de Uso Residencial

Um dos sistemas a serem estudados no presente trabalho é um microgerador instalado em abril de 2018 numa instalação elétrica residencial de ligação bifásica localizada no bairro Jardim Camburi.

Este gerador é um SFCR cujo arranjo fotovoltaico é descrito pelo Quadro 3. Os módulos estão fixados numa das águas do telhado cerâmico da edificação, água essa que tem orientação e inclinação de aproximadamente -89° e 18° , respectivamente.

O sistema conta com um inversor, cujas características relevantes são expostas no Quadro 4.

Quadro 4 - Informações sobre o arranjo fotovoltaico do sistema residencial em estudo

Categoria de Especificação	Especificação
Fabricante dos módulos	Canadian
Modelo dos módulos	Kumax CS3U-360MS 1500V
Potência pico dos módulos	360 Wp
Potência pico do arranjo	5,04 kWp
Número de módulos	14
Configuração do arranjo (SPPM 1)	1 série de 14 módulos
Layout de fixação no telhado	2 linhas de 7 módulos
Seção nominal dos cabos do circuito do arranjo (CC)	6mm ²
Comprimento estimado do circuito do arranjo	8m

Fonte: Produção do próprio autor.

Quadro 5 - Informações sobre o inversor do sistema residencial em estudo

(continua)

Categoria de Especificação	Especificação
Fabricante	Fronius
Modelo	PRIMO 6.0-1
Categoria de inversor	Monofásico

Quadro 6 - Informações sobre o inversor do sistema residencial em estudo

(conclusão)

Categoria de Especificação	Especificação
Tensão Nominal	220V
Ligação com a rede	Bifásica
Potência nominal de saída	6 kW

Fonte: Produção do próprio autor.

5.2.2 Minigerador Instalado na Viação de Ônibus

O segundo sistema estudado neste trabalho é um minigerador instalado em junho de 2021 numa Viação de ônibus localizada em Vitória, cuja instalação elétrica é de ligação trifásica.

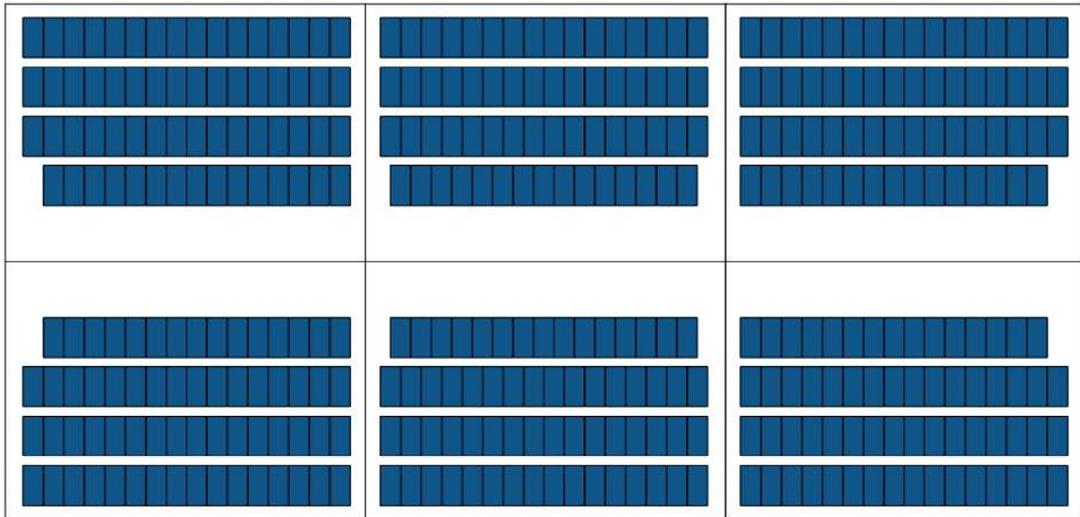
Este gerador é um SFCR cujo arranjo fotovoltaico é descrito pelo Quadro 5. Os módulos estão fixados em duas águas do telhado metálico da edificação, as quais têm inclinação de 4° e azimutes de 49° e -131°, respectivamente. O projeto do layout do arranjo no telhado é mostrado na Figura 36. O sistema conta dois inversores de mesmo modelo, cujas características relevantes são expostas no Quadro 6. Para adequar a tensão de saída dos inversores à tensão da rede, tem-se um transformador 220V/380V para cada inversor, cujas características são irrelevantes para o estudo proposto.

Quadro 7 - Informações sobre o arranjo fotovoltaico da minigerador em estudo

Categoria de Especificação	Especificação
Fabricante dos módulos	Jinko
Modelo dos módulos	JKM340PP-72H-V
Potência pico dos módulos	340 Wp
Potência pico do arranjo	128,52 kWp
Número de módulos	378
Configuração do arranjo (SPPM 1 a SPPM 4)	2 séries de 21 módulos (em paralelo)
Configuração do arranjo (SPPM 5)	1 série de 21 módulos
Seção nominal dos cabos dos circuitos do arranjo	6mm ²
Comprimento médio estimado dos circuitos do arranjo	56m

Fonte: Produção do próprio autor.

Figura 36 - Sistema fotovoltaico da viação: layout do arranjo no telhado



Fonte: Produção do próprio autor.

Quadro 8 - Informações sobre os inversores do minigerador em estudo

Categoria de Especificação	Especificação
Fabricante	Sungrow
Modelo	SG50CX
Categoria de inversor	Trifásico
Tensão Nominal	400V
Ligação com a rede	Trifásica
Potência nominal de saída	50 kW
Número de inversores	2

Fonte: Produção do próprio autor.

5.3 Simulações

No total, dezesseis simulações foram realizadas para a análise de seus resultados, uma para cada ano de operação de cada sistema fotovoltaico em ambos os programas em estudo. Conforme explicitado anteriormente, procurou-se determinar os valores dos parâmetros de configuração das simulações de forma a melhor representar os sistemas em operação dentro das limitações de aferição de suas características. O uso dos *softwares* foi feito conforme demonstra o capítulo

de descrição dos mesmos, contexto no qual vale ressaltar o desuso da funcionalidade de modelagem 3D, explicado pela ausência de sombreado por objetos próximos nos dois cenários. Ademais, a origem de cada configuração está exposta no subcapítulo “Aquisição de Dados”. Sendo assim, reserva-se este tópico para a exposição dos valores definidos para cada parâmetro das simulações.

5.3.1 Simulações no PVsyst

As estimativas de geração para cada mês do ano foram alcançadas por meio do uso da ferramenta “Projeto” do PVsyst, com a qual se configurou a simulação do Microgerador de uso residencial e o Minigerador instalado em estabelecimento comercial - nomeados anteriormente - de acordo com as informações expostas nos Quadros 7 e 8, respectivamente. Os dados meteorológicos alusivos ao local das instalações são mostrados pelas Tabelas 5 e 6, respectivamente.

Quadro 9 - PVsyst: Entradas da configuração da simulação do Microgerador Residencial em estudo

(continua)

Parâmetro de configuração	Valor/Escolha
Fator Albedo	0,2
Modelo de transposição	Hay & Davies
Intervalo de tempo da simulação	Hora
Dados meteorológicos	Arquivo dedicado (vide Tabela 5)
Orientação	-89°
Inclinação	18°
Fabricante e modelo dos módulos	Canadian CS3K-285
Potência do arranjo	5,04 kWp
Forma de montagem do arranjo	Integrado com ventilação traseira
Configuração do arranjo	1 série de 14 módulos
Seção nominal dos condutores do arranjo	6mm ²
Comprimento do circuito do arranjo	8 m
Marca e modelo dos inversores	Fronius PRIMO 6.0-1
Número de inversores	1

Quadro 10 - PVSystem: Entradas da configuração da simulação do Microgerador Residencial em estudo

(conclusão)

Parâmetro de configuração	Valor/Escolha
Degradação dos módulos	90% em 12 anos; 80% em 25 anos
Perdas por <i>mismatch</i> devido o envelhecimento dos módulos	0,01%
Perdas devido ao desvio do espectro padrão	0%
Perdas IAM	2,22%
Queda de tensão nos diodos série	0,7V
Perdas por <i>mismatch</i>	2,20%
Perdas por qualidade dos módulos	-0,40%
Tempo de indisponibilidade do sistema	5 dias
Perdas por sujeira na superfície dos módulos	1%

Fonte: Produzido pelo próprio autor.

Tabela 5 - PVsystem: Dados meteorológicos na simulação do Microgerador Residencial

	Irradiação horizontal total	Irradiação difusa horizontal	Temperatura	Velocidade do vento	Turvação de Linke	Humidade relativa
	kWh/m ² /mês	kWh/m ² /mês	°C	m/s	[-]	%
Janeiro	209.7	86.2	27.9	3.60	3.507	74.8
Fevereiro	176.7	74.4	27.9	2.91	3.465	75.4
Março	165.2	75.7	27.0	2.49	3.382	79.7
Abril	133.1	69.2	25.1	2.10	3.287	83.2
Maio	117.6	53.7	23.3	2.09	3.290	81.5
Junho	109.3	46.8	21.5	1.89	3.154	86.4
Julho	114.0	49.2	21.1	2.21	3.269	84.6
Agosto	125.8	68.7	21.9	2.70	3.469	80.4
Setembro	144.1	64.9	23.2	3.39	4.287	77.1
Outubro	151.8	82.2	25.3	3.69	4.064	74.3
Novembro	151.7	90.2	25.7	3.50	3.794	78.0
Dezembro	186.7	89.4	27.3	3.49	3.709	75.9
Ano	1785.7	850.6	24.8	2.8	3.556	79.3

Fonte: Produzido pelo próprio autor.

Quadro 11 - PVSystem: Entradas da configuração da simulação do Minigerador em estudo

(continua)

Parâmetro de configuração	Valor/Escolha
Fator Albedo	0,2
Modelo de transposição	Hay & Davies

Quadro 12 - PVSystem: Entradas da configuração da simulação do Minigerador em estudo

(conclusão)

Parâmetro de configuração	Valor/Escolha
Intervalo de tempo da simulação	Hora
Localização	Restrito
Dados meteorológicos	Arquivo dedicado (vide Tabela 6)
Orientação Água 1	49°
Orientação Água 2	-131°
Inclinação	4°
Fabricante e modelo dos módulos	Jinko JKM340PP-72-V
Potência do arranjo	128,52 kWp
Forma de montagem do arranjo	Integrado com ventilação traseira
Configuração do arranjo - MPPT 1 a 4	2 série de 21 módulos
Configuração do arranjo - MPPT 5	1 série de 21 módulos
Seção nominal dos condutores do arranjo	6mm ²
Comprimento do circuito do arranjo	60 m
Marca e modelo dos inversores	Sungrow SG50CX
Número de inversores	2
Degradação dos módulos	90% em 12 anos; 80,7% em 25 anos
Perdas por <i>mismatch</i> devido o envelhecimento dos módulos	0,04%
Perdas devido ao desvio do espectro padrão	0%
Perdas IAM	3,20%
Queda de tensão nos diodos série	0,7V
Perdas por <i>mismatch</i>	2,80%
Perdas por qualidade dos módulos	-0,80%
Tempo de indisponibilidade do sistema	5 dias
Perdas por sujeira	1%

Fonte: Produzido pelo próprio autor.

Tabela 6 - PVsyst: Dados meteorológicos na simulação do Minigerador em estudo

	Irradiação horizontal total	Irradiação difusa horizontal	Temperatura	Velocidade do vento	Turvação de Linke	Humidade relativa
	kWh/m ² /mês	kWh/m ² /mês	°C	m/s	[-]	%
Janeiro	210.3	85.7	27.8	3.60	3.510	74.9
Fevereiro	176.0	74.5	27.8	2.89	3.468	75.6
Março	164.4	72.6	27.0	2.50	3.385	79.9
Abril	133.2	66.4	25.1	2.11	3.289	83.0
Maio	117.5	47.4	23.3	2.10	3.293	81.5
Junho	108.9	46.8	21.5	1.91	3.156	86.6
Julho	113.7	45.8	21.1	2.20	3.272	84.8
Agosto	125.6	65.1	21.9	2.70	3.472	80.6
Setembro	142.8	73.3	23.2	3.39	4.291	77.4
Outubro	150.6	83.6	25.3	3.69	4.068	74.4
Novembro	149.4	83.0	25.7	3.49	3.797	77.9
Dezembro	186.0	89.3	27.2	3.50	3.712	75.9
Ano	1778.4	833.5	24.7	2.8	3.559	79.4

Fonte: Produzido pelo próprio autor.

5.3.2 Simulações no PV*SOL

As estimativas de geração para cada mês do ano foram alcançadas por meio do uso da versão tradicional do PV*SOL, com a qual se configurou a simulação do Microgerador de uso residencial e o Minigerador instalado em estabelecimento comercial - nomeados anteriormente - de acordo com as informações expostas nos Quadros 9 e 10, respectivamente. Os dados meteorológicos alusivos ao local de instalação são mostrados em formas de gráficos pelas Gráficos 36 a 41.

Quadro 13 - PV*SOL: Entradas da configuração da simulação do Microgerador Residencial em estudo

(continua)

Parâmetro de configuração	Valor/Escolha
Fator Albedo	0,2
Modelo de transposição	Hay & Davies
Intervalo de tempo da simulação	Minuto
Tensão da instalação em BT (F-N)	220V
Dados meteorológicos	Arquivo dedicado (Vide Gráfico 37)
Orientação	-89°

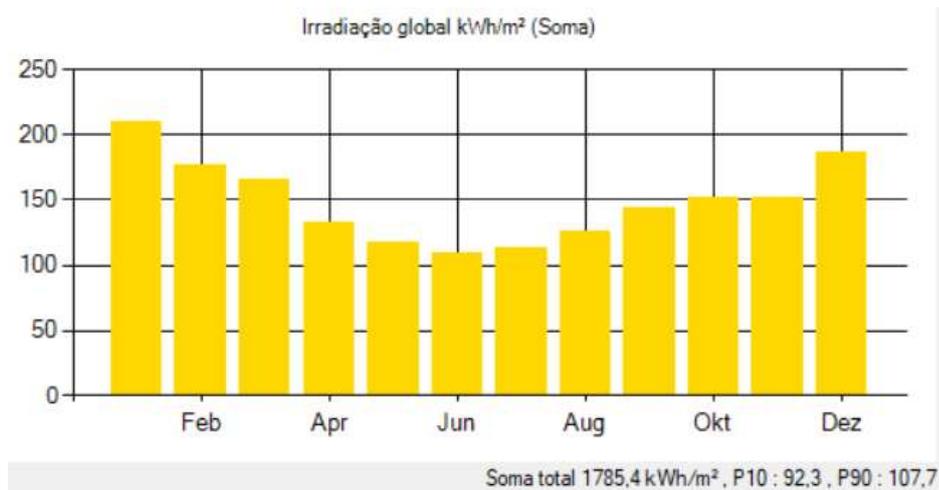
Quadro 14 - PV*SOL: Entradas da configuração da simulação do Microgerador Residencial em estudo

(conclusão)

Parâmetro de configuração	Valor/Escolha
Inclinação	18°
Fabricante e modelo dos módulos	Canadian CS3K-285
Potência do arranjo	5,04 kWp
Forma de montagem do arranjo	Integrado com ventilação traseira
Configuração do arranjo	1 série de 14 módulos
Seção nominal dos condutores do arranjo	6mm ²
Comprimento do circuito do arranjo	8 m
Marca e modelo dos inversores	Fronius PRIMO 6.0-1
Número de inversores	1
Degradação dos módulos	90% em 12 anos; 80% em 25 anos
Perdas devido ao desvio do espectro padrão	1%
Perda devido à queda de tensão nos diodos de desvio	0,5%
Perdas por <i>mismatch</i> e Qualidade dos Módulos	2%
Perdas por sujeira na superfície dos módulos	1%

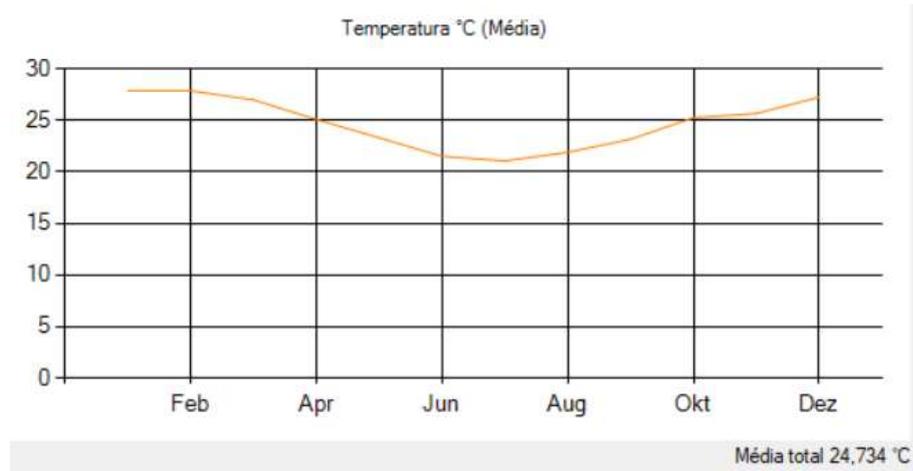
Fonte: Produzido pelo próprio autor.

Gráfico 36 - PV*SOL: Dados de irradiação na simulação do Microgerador Residencial em estudo



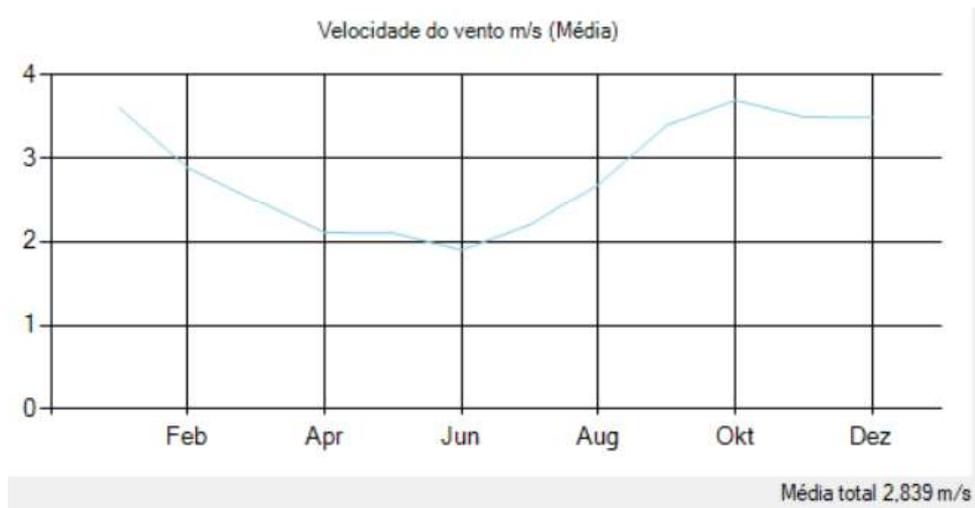
Fonte: Produzido pelo próprio autor.

Gráfico 37 - PV*SOL: Dados de temperatura na simulação do Microgerador Residencial em estudo



Fonte: Produzido pelo próprio autor.

Gráfico 38 - PV*SOL: Dados de velocidade do vento na simulação do Microgerador Residencial em estudo



Fonte: Produzido pelo próprio autor.

Quadro 15 - PV*SOL: Entradas da configuração da simulação do Minigerador em estudo

(continua)

Parâmetro de configuração	Valor/Escolha
Fator Albedo	0,2
Modelo de transposição	Hay & Davies
Intervalo de tempo da simulação	Minuto
Tensão da instalação em BT (F-N)	220V
Dados meteorológicos	Arquivo dedicado (Gráficos 39 a 41)
Orientação Água 1	49°

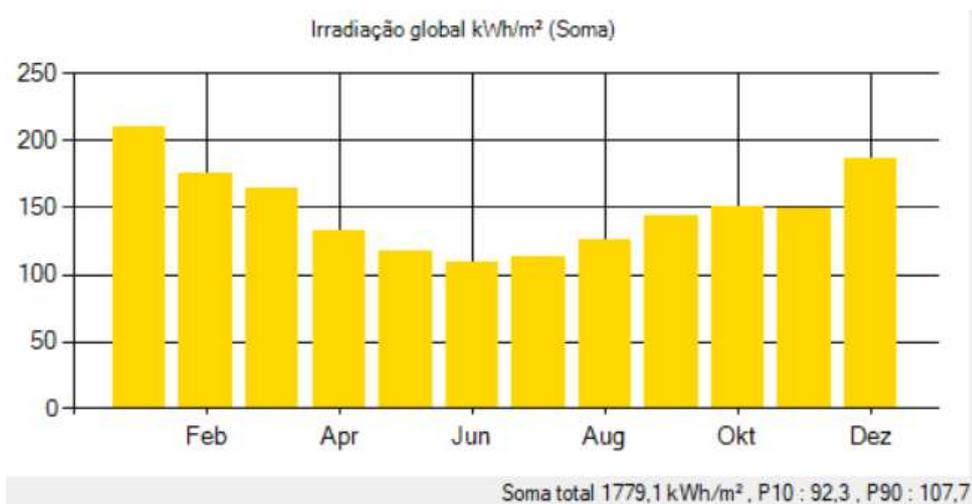
Quadro 16 - PV*SOL: Entradas da configuração da simulação do Minigerador em estudo

(conclusão)

Parâmetro de configuração	Valor/Escolha
Orientação Água 2	-131°
Inclinação	4°
Fabricante e modelo dos módulos	Jinko JKM340PP-72-V
Potência do arranjo	128,52 kWp
Forma de montagem do arranjo	Integrado com ventilação traseira
Configuração do arranjo - MPPT 1 a 4	2 série de 21 módulos
Configuração do arranjo - MPPT 5	1 série de 21 módulos
Seção nominal dos condutores do arranjo	6mm ²
Comprimento do circuito do arranjo	60 m
Marca e modelo dos inversores	Sungrow SG50CX
Número de inversores	2
Degradação dos módulos	90% em 12 anos; 80,7% em 25 anos
Perdas devido ao desvio do espectro padrão	1%
Perda devido à queda de tensão nos diodos de desvio	0,5%
Perdas por <i>mismatch</i> e Qualidade dos Módulos	2%
Perdas por sujeira na superfície dos módulos	1%

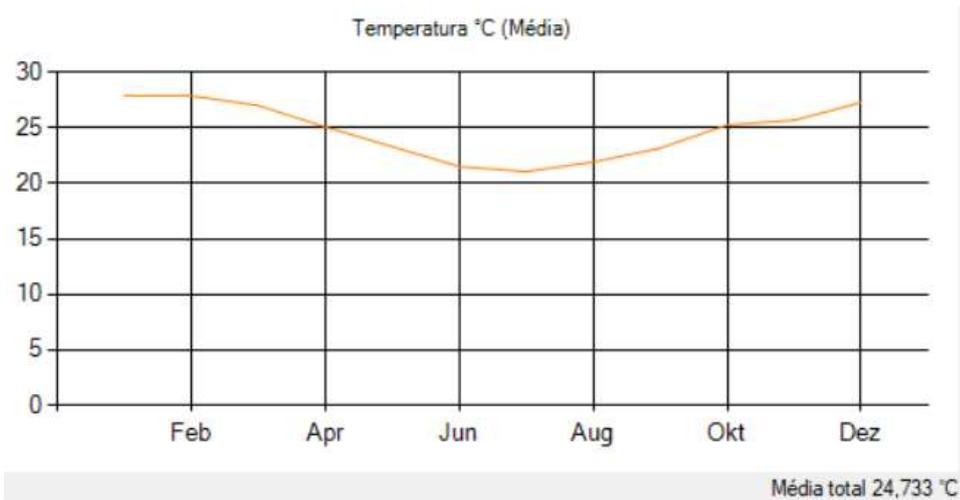
Fonte: Produzido pelo próprio autor.

Gráfico 39 - PV*SOL: Dados de irradiação na simulação do Minigerador em estudo



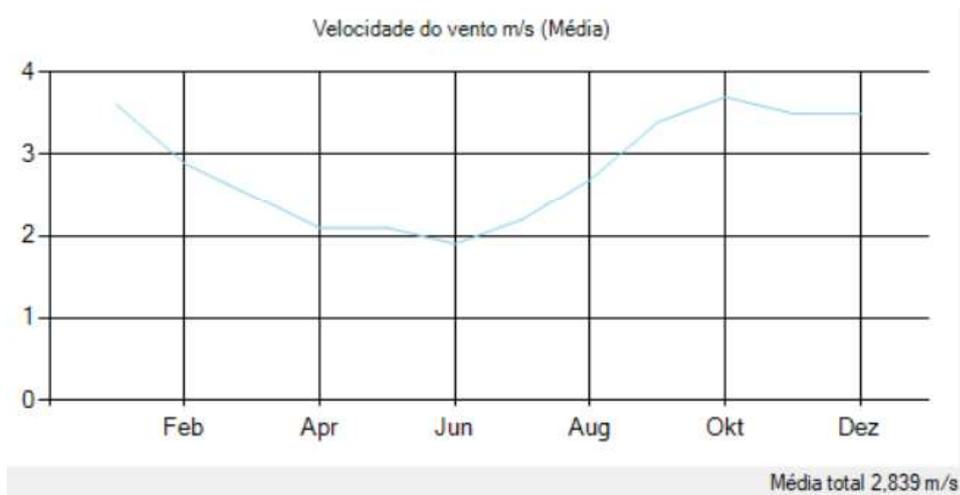
Fonte: Produzido pelo próprio autor.

Gráfico 40 - PV*SOL: Dados de irradiação na simulação do Minigerador em estudo



Fonte: Produzido pelo próprio autor.

Gráfico 41- PV*SOL: Dados de irradiação na simulação do Minigerador em estudo



Fonte: Produzido pelo próprio autor.

5.4 Metodologia de Análise dos Resultados

A análise dos resultados da pesquisa é baseada no cálculo de erro percentual entre a estimativa de geração para cada mês do tempo de operação das plantas e os valores medidos de geração mês a mês. Nesse contexto, para cada conjunto de resultados de cada *software* na simulação de cada sistema, calculou-se seus erros máximos e médios, as quais foram as métricas principais para a análise comparativa da precisão dos programas. O erro percentual, o erro máximo e o erro médio são calculados conforme as equações (1), (2) e (3), respectivamente - sendo $E \in \mathfrak{R}_+$ o conjunto de n valores de erro considerados no cálculo.

$$Erro[\%] = \frac{|Valor_{medido} - Valor_{estimado}|}{Valor_{medido}} \times 100 \quad (1)$$

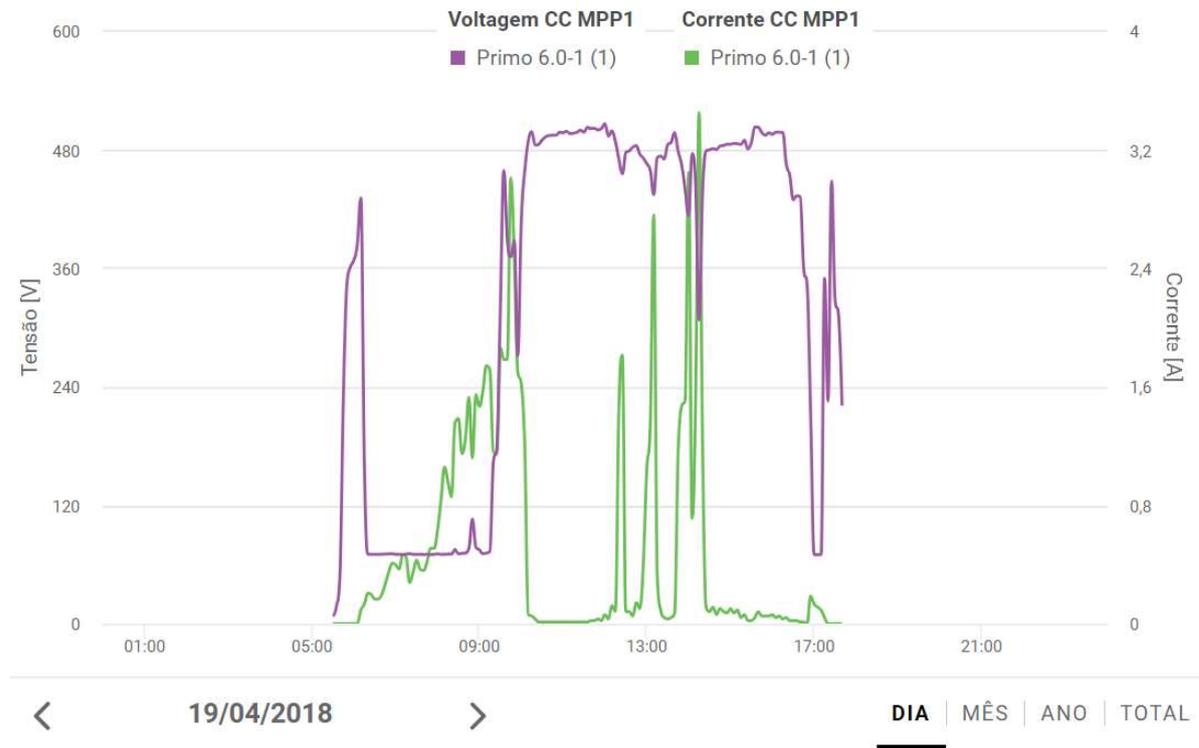
$$Erro \text{ máximo} = \max(E) \quad (2)$$

$$Erro \text{ médio} = \frac{1}{n} \sum_i^n E_i \quad (3)$$

Em se tratando das medições mensais de geração, é importante ressaltar que uma análise prévia das curvas de tensão e corrente disponíveis nas plataformas de monitoramento levou à identificação de falhas técnicas nos sistemas em alguns períodos de sua operação. Além disso, o início da operação dos sistemas não se deu no início do mês, o que leva a um dado incompleto de geração nesse mês. Em vista disso, desconsiderou-se alguns meses na análise proposta.

O microgerador residencial foi instalado em abril de 2018 e desde a sua instalação até o mês de março do próximo ano ele apresentou falhas, as quais foram identificadas na observação da instabilidade da tensão de entrada do inversor, que tipicamente não varia bruscamente durante a operação adequada do sistema. Sendo assim, desconsiderou-se na análise os dados de abril de 2018 até março de 2019 e considerou-se os dados de abril de 2019 até setembro de 2023. O efeito da falha nas curvas de tensão e corrente de entrada pode ser visto no Gráfico 42.

Gráfico 42 - Microgerador Residencial: Falha no sistema expressa na curva de tensão de entrada do inversor



Fonte: Produzido pelo próprio autor.

O Minigerador instalado na viação de ônibus foi instalado em junho de 2021. No mês de fevereiro de 2022, observou-se que não há dados de monitoramento entre os dias 1º e 16, o que indica um possível problema no *datalogger* do inversor nesse período e impossibilita o uso deste dado. Sendo assim, na análise feita com base nesse gerador, foram desconsiderados os meses de junho de 2021 e de fevereiro de 2022 e consideraram-se os meses de julho de 2021 até janeiro de 2022 e de março de 2022 até setembro de 2023.

6 RESULTADOS E DISCUSSÃO

6.1 Microgerador Residencial

No cenário do Microgerador Residencial, os valores em kWh da geração medida e das estimativas calculadas por meio dos programas PVsyst e PV*SOL estão em exibição nas Tabelas 7, 8 e 9, respectivamente.

Tabela 7 - Medidas mensais e anuais de geração em kWh do Microgerador Residencial

Período de Operação	Ano 2 (2019/2020)	Ano 3 (2020/2021)	Ano 4 (2021/2022)	Ano 5 (2022/2023)	Ano 6 (2023)
Abril	533	457	525	542	446
Maio	444	440	443	416	404
Junho	380	401	373	375	394
Julho	437	423	430	412	388
Agosto	448	504	498	481	437
Setembro	551	637	562	462	526
Outubro	688	468	465	592	-
Novembro	516	548	497	507	-
Dezembro	671	741	565	526	-
Janeiro	645	809	717	623	-
Fevereiro	601	511	557	681	-
Março	577	652	673	679	-
Ano	6489	6590	6305	6296	2596

Fonte: Produção do próprio autor.

Tabela 8 - Estimativas mensais e anuais de geração em kWh do Microgerador Residencial calculadas pelo PVsyst

(continua)

Período de Operação	Ano 2 (2019/2020)	Ano 3 (2020/2021)	Ano 4 (2021/2022)	Ano 5 (2022/2023)	Ano 6 (2023)
Abril	543	541	538	535	532
Maio	443	441	439	437	434
Junho	438	436	434	432	429

Tabela 8 - Estimativas mensais e anuais de geração em kWh do Microgerador Residencial calculadas pelo PVsyst

(conclusão)

Período de Operação	Ano 2 (2019/2020)	Ano 3 (2020/2021)	Ano 4 (2021/2022)	Ano 5 (2022/2023)	Ano 6 (2023)
Julho	461	459	457	454	452
Agosto	515	512	510	507	504
Setembro	583	580	578	574	571
Outubro	603	601	598	594	-
Novembro	608	605	602	598	-
Dezembro	704	701	698	694	-
Janeiro	798	794	790	786	-
Fevereiro	667	664	661	657	-
Março	639	636	633	630	-
Ano	7003	6971	6936	6898	2921

Fonte: Produção do próprio autor.

Tabela 9 - Estimativas mensais e anuais de geração em kWh do Microgerador Residencial calculadas pelo PV*SOL

(continua)

Período de Operação	Ano 2 (2019/2020)	Ano 3 (2020/2021)	Ano 4 (2021/2022)	Ano 5 (2022/2023)	Ano 6 (2023)
Abril	543	541	538	535	532
Mai	484	480	477	473	469
Junho	458	454	450	447	443
Julho	468	464	460	456	453
Agosto	514	509	505	501	497
Setembro	580	575	570	565	561
Outubro	604	599	595	590	-
Novembro	606	601	596	591	-
Dezembro	720	714	708	702	-
Janeiro	811	804	798	791	-
Fevereiro	688	682	677	671	-

Tabela 9 - Estimativas mensais e anuais de geração em kWh do Microgerador Residencial calculadas pelo PV*SOL

(conclusão)

Período de Operação	Ano 2 (2019/2020)	Ano 3 (2020/2021)	Ano 4 (2021/2022)	Ano 5 (2022/2023)	Ano 6 (2023)
Março	651	645	640	635	-
Ano	7126	7070	7014	6958	2954

Fonte: Produção do próprio autor.

O erro percentual entre a medição e a estimativa das simulações para cada mês considerado no estudo são expostos nas Tabelas 10 e 11, sendo cada uma delas referente a um dos programas de simulação utilizados. Em seguida, tem-se o Gráfico 43, o qual apresenta a distribuição dos valores de erro em suas seguintes faixas: até 10%, entre 10 e 15%, entre 15% e 20% e maior que 25%. Depois desse, apresenta-se a diferença entre os erros alusivos ao PVsyst e ao PV*SOL na Tabela 12. Por último, na Tabela 13, expõe-se os valores de erro máximo e médio referente a cada *software*, tal como a diferença entre os valores aferidos, os quais serão a base da análise final do estudo.

Tabela 10 - Erros percentuais entre a geração mensal medida do Microgerador Residencial e a geração mensal estimada pelas simulações no PVsyst

(continua)

Mês de Operação	2019-2020 (Ano 2)	2020-2021 (Ano 3)	2021-2022 (Ano 4)	2022-2023 (Ano 5)	2023 (Ano 6)
Abril	2,4%	18,8%	3,1%	0,8%	20,0%
Maio	0,1%	0,2%	0,8%	4,9%	7,4%
Junho	15,4%	8,8%	16,4%	15,1%	8,8%
Julho	5,6%	8,5%	6,2%	10,3%	16,3%
Agosto	14,8%	1,7%	2,3%	5,4%	15,3%
Setembro	5,8%	8,8%	2,7%	24,4%	8,4%
Outubro	12,4%	28,5%	28,6%	0,3%	-
Novembro	17,8%	10,3%	21,1%	18,1%	-
Dezembro	5,0%	5,4%	23,4%	31,8%	-
Janeiro	23,7%	1,9%	10,1%	26,1%	-
Fevereiro	11,0%	30,1%	18,7%	3,5%	-

Tabela 10 - Erros percentuais entre a geração mensal medida do Microgerador Residencial e a geração mensal estimada pelas simulações no PVsyst

(conclusão)

Mês de Operação	2019-2020 (Ano 2)	2020-2021 (Ano 3)	2021-2022 (Ano 4)	2022-2023 (Ano 5)	2023 (Ano 6)
Março	10,8%	2,3%	5,9%	7,2%	-

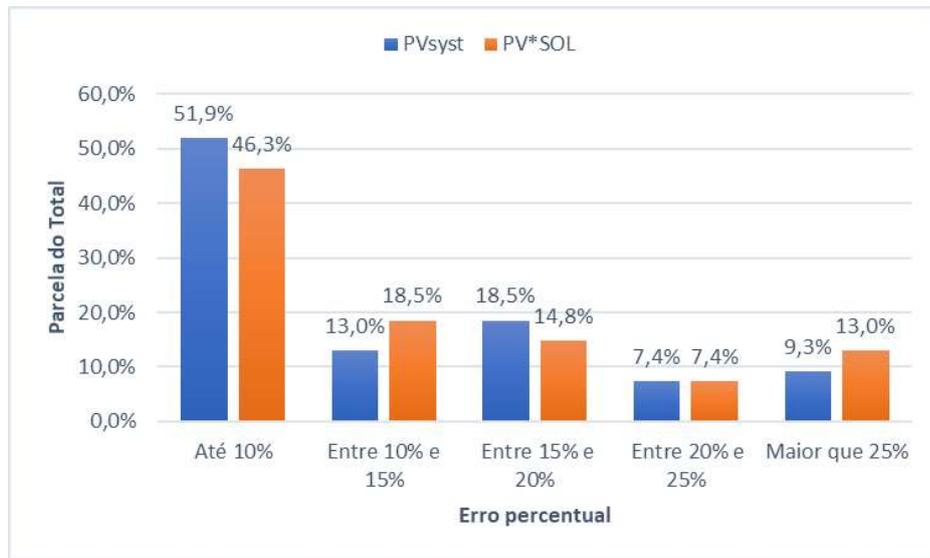
Fonte: Produzido pelo próprio autor.

Tabela 11 - Erros percentuais entre a geração mensal medida do Microgerador Residencial e a geração mensal estimada pelas simulações no PV*SOL

Mês de Operação	2019-2020 (Ano 2)	2020-2021 (Ano 3)	2021-2022 (Ano 4)	2022-2023 (Ano 5)	2023 (Ano 6)
Abril	0,2%	16,0%	0,3%	3,8%	16,0%
Maio	9,2%	9,1%	7,7%	13,6%	16,0%
Junho	20,6%	13,3%	20,8%	19,2%	12,5%
Julho	7,1%	9,7%	6,9%	10,8%	16,5%
Agosto	14,6%	1,1%	1,4%	4,2%	13,8%
Setembro	5,2%	9,7%	1,4%	22,5%	6,5%
Outubro	12,2%	28,2%	28,0%	0,5%	-
Novembro	17,5%	9,6%	20,0%	16,6%	-
Dezembro	7,3%	3,7%	25,3%	33,5%	-
Janeiro	25,8%	0,6%	11,2%	27,0%	-
Fevereiro	14,5%	33,6%	21,5%	1,5%	-
Março	12,8%	0,9%	4,9%	6,5%	-

Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico 43 - Distribuição dos erros percentuais referentes aos *softwares* em estudo na simulação do Microgerador Residencial



Fonte: Produção do próprio autor.

Tabela 12 – Diferença entre o erro referente ao PVsyst e o referente ao PV*SOL na simulação do Microgerador Residencial

Mês de Operação	2019-2020 (Ano 2)	2020-2021 (Ano 3)	2021-2022 (Ano 4)	2022-2023 (Ano 5)	2023 (Ano 6)
Abril	2,2%	2,8%	2,8%	-3,0%	4,0%
Maio	-9,1%	-8,9%	-6,9%	-8,6%	-8,6%
Junho	-5,2%	-4,5%	-4,5%	-4,1%	-3,6%
Julho	-1,5%	-1,1%	-0,8%	-0,5%	-0,3%
Agosto	0,2%	0,5%	0,9%	1,2%	1,5%
Setembro	0,6%	-0,9%	1,3%	1,9%	1,9%
Outubro	0,2%	0,2%	0,6%	-0,2%	-
Novembro	0,3%	0,7%	1,1%	1,4%	-
Dezembro	-2,3%	1,7%	-1,9%	-1,6%	-
Janeiro	-2,1%	1,3%	-1,1%	-0,9%	-
Fevereiro	-3,5%	-3,6%	-2,9%	2,0%	-
Março	-2,0%	1,4%	1,0%	0,7%	-

Fonte: Produção do próprio autor.

Tabela 13 - Resultados: Comparação dos *softwares* de simulação em relação aos erros máximos e médios nas simulações do Microgerador Residencial

Métrica	PVsyst	PV*SOL	Diferença
Erro Máximo	31,8%	33,6%	1,8%
Erro Médio	11,4%	12,5%	1,1%

Fonte: Produção do próprio autor.

A partir dos dados da Tabela 13, entende-se que, na simulação desse microgerador, os dois *softwares* apresentam um erro médio relevante, mas também esperado, tendo em vista que os dados meteorológicos imputados não foram medidos nos períodos em estudo, mas sintetizados a partir de registros de 2008 a 2015. Além disso, observa-se valores altos de erros máximos, os quais, inclusive, têm origem nos dados do mesmo mês, dezembro de 2022. Ademais, ao se observar as informações expressas no Gráfico 43, observa-se que, para os dois programas, a maioria dos valores estimados (64,8%) das amostras apresentou um erro de até 15%. Ainda tratando da distribuição das amostras em relação ao erro, e mais especificamente sobre os erros graves, o PVsyst tem 16,3% e 9,3% dos de suas estimativas mensais com erros acima de 20% e 25%, respectivamente, contra 20,4% e 13% do PV*SOL.

Na análise comparativa de precisão dos *softwares*, finalidade principal deste trabalho, os mesmos números mencionados no parágrafo anterior levam à conclusão de que, neste cenário, o PVsyst teve melhor desempenho relação ao PV*SOL: suas estimativas mensais apresentaram um erro médio 1,1% menor, um erro máximo menor, 4,1% a menos de estimativas com erros acima de 20% e 5,6% a mais de instâncias com erro abaixo de 10%, ao ponto dessas serem a maioria do total de estimativas.

6.2 Minigerador Instalado na Viação de Ônibus

No contexto do Minigerador da viação de ônibus, os valores em kWh da geração medida e das estimativas calculadas por meio dos programas são vistos nas Tabelas 14, 15 e 16.

Tabela 14 - Medidas mensais e anuais de geração em kWh do Minigerador da viação de ônibus

Período de operação	2021/2022 (Ano 1)	2022/2023 (Ano 2)	2023 (Ano 3)
Jul	12184	9814	9695
Ago	12574	12294	12479
Jul	12184	9814	9695
Ago	12574	12294	12479
Set	14112	11997	14276
Out	12808	15751	-
Nov	14320	13992	-
Dez	15893	14262	-
Jan	17879	17341	-
Fev	7642	17686	-
Mar	19056	18251	-
Abr	14700	12614	-
Mai	12290	11468	-
Jun	10115	11213	-
Ano	163573	166683	36450

Fonte: Produção do próprio autor.

Tabela 15 - Estimativas mensais e anuais de geração em kWh do Minigerador da viação de ônibus calculadas pelo PVsyst

(continua)

Período de operação	2021/2022 (Ano 1)	2022/2023 (Ano 2)	2023 (Ano 3)
Jul	12077	12029	11980
Ago	12855	12804	12752
Set	14646	14587	14529
Out	15644	15581	-

Tabela 15 - Estimativas mensais e anuais de geração em kWh do Minigerador da viação de ônibus calculadas pelo PVsyst

(conclusão)

Período de operação	2021/2022 (Ano 1)	2022/2023 (Ano 2)	2023 (Ano 3)
Nov	15009	14949	-
Dez	19030	18954	-
Jan	20606	20524	-
Fev	17865	17794	-
Mar	16830	16763	-
Abr	13510	13456	-
Mai	12359	12310	-
Jun	11575	11529	-
Ano	182006	181278	39261

Fonte: Produção do próprio autor.

Tabela 16 - Estimativas mensais e anuais de geração em kWh do Minigerador da viação de ônibus calculadas pelo PV*SOL

Período de operação	2021/2022 (Ano 1)	2022/2023 (Ano 2)	2023 (Ano 3)
Jul	12220	12104	11987
Ago	13419	13291	13163
Set	15179	15034	14889
Out	15482	15334	-
Nov	15110	14965	-
Dez	18772	18593	-
Jan	20818	20619	-
Fev	17979	17807	-
Mar	16892	16730	-
Abr	14031	13897	-
Mai	12457	12338	-
Jun	11664	11553	-
Ano	184022	182265	40039

Fonte: Produção do próprio autor.

O erro percentual entre a medição e a estimativa das simulações para cada mês e programa considerado no estudo é exibido nas Tabelas 17 e 18. Posteriormente, o Gráfico 44 apresenta a distribuição dos valores de erro referente às simulações de cada *software*, conforme explicado na seção anterior. Em seguida, apresenta-se a diferença entre os erros alusivos ao PVsyst e ao PV*SOL na Tabela 19. Por fim, a Tabela 20 mostra os valores de erro máximo e médio referente a cada programa, e a diferença entre os valores aferidos, como se viu anteriormente.

Tabela 17 - Erros percentuais entre a geração mensal medida do Minigerador da viação de ônibus e a geração mensal estimada pelas simulações no PVsyst

Mês de operação	2021/2022 (Ano 1)	2022/2023 (Ano 2)	2023 (Ano 3)
Julho	0,9%	22,6%	23,6%
Agosto	2,2%	4,1%	2,2%
Setembro	3,8%	21,6%	1,8%
Outubro	22,1%	1,1%	-
Novembro	4,8%	6,8%	-
Dezembro	19,7%	32,9%	-
Janeiro	15,3%	18,4%	-
Fevereiro	-	0,6%	-
Março	11,7%	8,2%	-
Abril	8,1%	6,7%	-
Maio	0,6%	7,3%	-
Junho	14,4%	2,8%	-

Fonte: Produzido pelo próprio autor.

Tabela 18 - Erros percentuais entre a geração mensal medida do Minigerador da viação de ônibus e a geração mensal estimada pelas simulações no PV*SOL

(continua)

Mês de operação	2021/2022 (Ano 1)	2022/2023 (Ano 2)	2023 (Ano 3)
Julho	0,3%	23,3%	23,6%
Agosto	6,7%	8,1%	5,5%
Setembro	7,6%	25,3%	4,3%
Outubro	20,9%	2,6%	-
Novembro	5,5%	7,0%	-

Tabela 18 - Erros percentuais entre a geração mensal medida do Minigerador da viação de ônibus e a geração mensal estimada pelas simulações no PV*SOL

(conclusão)

Mês de operação	2021/2022 (Ano 1)	2022/2023 (Ano 2)	2023 (Ano 3)
Dezembro	18,1%	30,4%	-
Janeiro	16,4%	18,9%	-
Fevereiro	-	0,7%	-
Março	11,4%	8,3%	-
Abril	4,6%	10,2%	-
Mai	1,4%	7,6%	-
Junho	15,3%	3,0%	-

Fonte: Produzido pelo próprio autor.

Tabela 19 - Diferença entre o erro referente ao PVSyst e o referente ao PV*SOL na simulação do Minigerador da viação de ônibus

Mês de operação	2021/2022 (Ano 1)	2022/2023 (Ano 2)	2023 (Ano 3)
Julho	0,6%	-0,8%	-0,1%
Agosto	-4,5%	-4,0%	-3,3%
Setembro	-3,8%	-3,7%	-2,5%
Outubro	1,3%	-1,6%	-
Novembro	-0,7%	-0,1%	-
Dezembro	1,6%	2,5%	-
Janeiro	-1,2%	-0,5%	-
Fevereiro	-	-0,1%	-
Março	0,3%	-0,2%	-
Abril	3,5%	-3,5%	-
Mai	-0,8%	-0,2%	-
Junho	-0,9%	-0,2%	-

Fonte: Produzido pelo próprio autor.

Gráfico 44 - Distribuição dos erros percentuais referentes aos *softwares* em estudo na simulação do Minigerador da viação de ônibus



Fonte: Produção do próprio autor.

Tabela 20 - Resultados: Comparação dos *softwares* de simulação em relação aos erros máximos e médios nas simulações do Minigerador da viação de ônibus

Métrica	PVsyst	PV*SOL	Diferença
Erro Máximo	32,9%	30,4%	2,5%
Erro Médio	10,2%	11,1%	0,9%

Fonte: Produção do próprio autor.

Na simulação do Minigerador em estudo, as informações da Tabela 20 denotam valores de erro médio expressivos, assim como os resultados alusivos ao outro sistema em estudo. Quanto ao erro máximo, assim como no cenário do outro sistema em estudo, observa-se valores altos, cujos períodos de origem coincidem entre si e com, ainda, os máximos do sistema tratado anteriormente. Ademais, ao se observar as informações expressas no Gráfico 44, vê-se que, para os dois programas, a maioria das amostras apresentou um erro de até 10%, e 69,2% e 65,4% delas são de erro abaixo de 15% no uso do PVsyst e do PV*SOL, respectivamente.

Na comparação dos resultados dos programas, observa-se que, em relação ao PV*SOL, o PVsyst alcançou o menor erro médio e o maior erro máximo, com uma diferença de 0,9% e 2,5% nessas métricas, respectivamente. Quanto à distribuição das amostras, é importante ressaltar que os dois *softwares* tiveram a maioria delas com erros abaixo de 10%. No cenário de erros abaixo de 15%, têm-se 69,2% das amostras referentes ao PVsyst contra 65,4% para o

PV*SOL. No que tange os erros mais graves, ambos os *softwares* apresentaram 19,2% das suas amostras contendo erros acima de 20%; sendo que o PV*SOL apresentou 2 amostras na faixa de acima de 25%, contra uma do PVsyst. Com isso, concebe-se que, apesar de apresentar um erro máximo maior, no que diz respeito aos erros mais graves, o PVsyst gerou resultados semelhantes e até ligeiramente melhores que os do PV*SOL. Diante do exposto, conclui-se que, na simulação deste Minigerador, o PVsyst proporciona um melhor desempenho em se tratando da precisão.

6.3 Discussão Geral

Primeiramente, é importante demarcar que a avaliação da precisão de simulações de SFVs é uma tarefa desafiadora, visto que os seus resultados dependem de inúmeros fatores, que os dados meteorológicos e as medições dos parâmetros de operação são sujeitos a erros, e que o desempenho real dos componentes dos sistemas raramente são aferidos antes de sua instalação (PVsyst, 2023). Além disso, vale ressaltar que a análise de precisão de estimativa de geração é apenas um dos critérios relevantes para a decisão quanto ao uso de um dos programas, sendo pertinente, ainda, considerar a praticidade e o custo-benefício de cada um deles, por exemplo.

Nos dois experimentos, por meio da metodologia proposta, chegou-se a valores de erro considerados impactantes para a aplicação científica e comercial dos *softwares* de simulação analisados. No que tange a métrica de erro médio, obteve-se valores acima de 10% em todas as simulações, o que coloca a confiabilidade dos programas em dúvida, sobretudo para seu uso em pesquisas, dado que alguns estudos de validação de simulações aferem erros médios de até 5% (PVsyst, 1996; Lee, Frearson e Rodden, 2011). No caso da aplicação dos *softwares* com o fim comercial, interpreta-se que valores apresentados beiram o limite do aceitável, visto que, por exemplo, a empresa integradora que disponibilizou os dados para este estudo confecciona seus contratos com a garantia de geração anual de até 15% abaixo do valor estimado por *softwares* de simulação e outros métodos de cálculo, e não tem muitos casos de geração inferior à garantida em contrato.

Quanto à gravidade dos desvios, vê-se a presença incontestável de valores com erro acima de 20%, cujas instâncias representam entre 16% e 20% do todo. A partir de uma análise observacional dos erros graves nos resultados dos estudos das duas plantas para o período de

julho de 2021 a setembro de 2023, em que se tinha medições de ambas, observou-se que 69% do total de estimativas mensais (de ambas as plantas e programas) que apresentam erro acima de 18% ocorreram em períodos coincidentes - nos meses de outubro e dezembro de 2021, setembro e dezembro de 2022 e janeiro de 2023. Ressalta-se que essa parcela contém, inclusive, os períodos em que ocorreram todos os erros máximos aferidos no estudo. Tendo em vista que os dois *softwares* utilizam a mesma base de dados do Meteonorm 8, e que as usinas instaladas estão localizadas a uma distância de cerca de 9 km entre si, é possível considerar que a coincidência desses eventos se dá por uma discrepância entre as condições climáticas em Vitória nesses períodos e os dados meteorológicos base das simulações, os quais são gerados com base em valores medidos de 2008 a 2015. Sendo assim, vale estender esse olhar para a compreensão de que base de informações meteorológicas é um fator muito impactante nos resultados do estudo como um todo. Ademais, pode-se inferir, com base nas conclusões de PVsyst (1996) e Lee, Frearson e Rodden (2011), os quais alcançaram erros médios de até 5% em seus experimentos com ferramentas de simulação, que maior precisão pode ser possibilitada pela substituição da utilização dos dados do Meteonorm pelo *input* de medições dos parâmetros meteorológicos do local e período estudado.

Por fim, é importante ressaltar que os experimentos com os dois sistemas fotovoltaicos exprimem a tendência de que a melhor precisão é alcançada com o uso do PVsyst. Tendo em mente que as duas ferramentas computacionais fizeram uso da mesma base de dados meteorológicos para gerar os dados horários e em minutos da meteorologia da simulação, é possível considerar que o PVsyst alcança um melhor desempenho em virtude da modelagem mais detalhada de uma maior variedade de perdas, e de seu algoritmo que gera os dados meteorológicos horários ser mais eficaz.

No contexto da primeira possibilidade, denota-se que, para as perdas IAM, o PVsyst apresenta um arquivo que relaciona a parcela de irradiância refletida com vários valores de angulação da radiação solar, os quais podem ser confeccionados pelo fabricante dos módulos ou por seu algoritmo que disponibiliza o cálculo por cinco modelos físicos diferentes, enquanto o PV*SOL permite que se entre com um valor percentual da irradiância na definição do módulo fotovoltaico. No que diz respeito às perdas devido ao *mismatch* de fábrica, o PVsyst oferece ferramentas que calculam valor da perda por *mismatch* de corrente e de tensão com base no módulo escolhido e na configuração do arranjo, enquanto o PV*SOL faz seus cálculos a partir

de uma porcentagem padrão de 2%. Quanto às perdas por degradação dos módulos, a ferramenta oferecida pelo PVsyst as calcula considerando a curva de garantia de geração do fabricante e o *mismatch* ocasionado ao longo do tempo de operação da usina (o qual também é estimado por um algoritmo do *software*), enquanto o PV*SOL se baseia apenas na garantia de geração do fabricante. Finalmente, apenas o PVsyst concede a modelagem das perdas por indisponibilidade do sistema por motivo de falhas, as quais são muito presentes na operação dessas usinas.

7 CONCLUSÃO

No presente texto descreveu-se a análise de avaliação da precisão do PVsyst e do PV*SOL, dois dos programas de simulação de sistemas fotovoltaicos mais estabelecidos neste mercado. O início desse processo se tratou de uma revisão da literatura no que tange os fundamentos da energia solar fotovoltaica, dos seus geradores e do contexto socioeconômico que envolve essa tecnologia no Brasil. Em seguida, realizou-se o estudo e a descrição minuciosa das entradas e saídas dos *softwares* em estudo e daqueles que serviram de apoio no desenvolvimento da pesquisa. Depois disso, buscou-se conhecer, especificar e descrever o Microgerador de uso residencial e o Minigerador instalado na viação de ônibus, que são os sistemas fotovoltaicos em operação que serviram como base para o estudo, tal como a localização e o plano em que seus arranjos estão fixados, e as instalações em que eles estão conectados. Com base nas informações e no conhecimento alcançado nas etapas anteriores, configurou-se as simulações em cada situação proposta e colheu-se os seus resultados de estimativa mensal de geração, junto das medições mensais de geração das plantas em operação. A partir desses resultados, por meio das métricas do erro percentual, do erro médio e o erro máximo, avaliou-se a precisão dos *softwares* em cada contexto e confrontou-se o desempenho de cada um deles.

Em todos os experimentos, aferiu-se erros médios entre 10% e 13% e erros máximos entre 30% e 34%, resultados esses que foram associados a uma confiabilidade duvidosa demais para o uso em pesquisas, e aceitável no contexto do uso comercial de sistemas de menor porte. Além disso, tendo em vista que todas as simulações foram realizadas a partir da mesma base de dados meteorológicos e que a distância entre as localizações dos dois sistemas é de 9 km, ao observar que várias das estimativas que mais desviam dos valores medidos ocorrem em meses coincidentes em todos os experimentos, concluiu-se a possibilidade de o método de confecção dos dados meteorológicos das simulações ser responsável por um grande impacto na precisão dessas.

No experimento envolvendo o Microgerador Residencial, o PVsyst apresentou um erro médio de 11,1% contra 12,5% do PV*SOL, sendo 31,8% e 33,6% os valores medidos de erro máximo, respectivamente. Junto a isso, em relação ao PV*SOL, observou-se que o PVsyst gerou mais estimativas com desvio abaixo de 10%, e menos estimativas com erros acima de 20% e 25%. Sendo assim, concluiu-se que, neste contexto, o PVsyst proporciona uma precisão

consideravelmente melhor. No experimento envolvendo o Minigerador instalado na viação de ônibus, o PVsyst apresentou um erro médio de 10,2% contra 11,1% do PV*SOL, sendo 32,9% e 30,4% os valores medidos de erro máximo, respectivamente. Ademais, observou-se que o PVsyst apresentou mais estimativas com desvio abaixo de 10% e menos estimativas acima de 25%. Com isso, concluiu-se ser mais preciso o PVsyst neste cenário.

Ao fim e ao cabo, por meio do presente trabalho, percebeu-se a tendência de melhor precisão nas estimativas mensais realizadas pelo PVsyst com o uso dos dados meteorológicos do Meteonorm para o município de Vitória. Dentre as possíveis origens dessa tendência, destacou-se, em relação ao PV*SOL, um algoritmo mais eficaz na geração de dados meteorológicos horários para a simulação e principalmente a modelagem mais detalhada de uma maior variedade de perdas típicas do processo de geração fotovoltaica de energia.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa N° 482**. 2012. Disponível em:

<<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: Agosto de 2023.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5410**: Instalações Elétricas de Baixa Tensão. Rio de Janeiro: ABNT, 2004.

BANCO DE DESENVOLVIMENTO DO EXTREMO SUL. **Potencial brasileiro de energia renovável**. 2021. Disponível em: <<https://www.gazetadopovo.com.br/conteudo-publicitario/brde/energia-renovavel-o-potencial-brasileiro-para-geracao-de-energia-limpa/#:~:text=Quase%20metade%20da%20energia%20produzida>>. Acesso em: Setembro de 2023.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: CRESESB, 2014. Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf. Acesso em: Agosto de 2023.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2030**. Brasília: MME/EPE, 2020. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-490/topico-564/Minuta_do_Plano_Decenal_de_Expansao_de_Energia_2030_PDE_2030.pdf. Acesso em: Agosto de 2023.

FOTOVOLTEC. **Energia fotovoltaica: Tecnologia**. Londrina: Fotovolttec, 2016. Disponível em: <https://www.fotovolttec.com.br/front/tecnologia>. Acesso em: Agosto de 2023.

GREENER. **Como as vendas de sistemas fotovoltaicos vêm se comportando no início de 2023?** 2023. Disponível em: <<https://www.greener.com.br/como-as-vendas-de-sistemas-fotovoltaicos-vem-se-comportando-no-inicio-de-2023/>>. Acesso em: Setembro de 2023.

_____. **Estudo Estratégico de Geração Distribuída 2023**. 2023. Disponível em: <<https://www.greener.com.br/estudo/estudo-estrategico-geracao-distribuida-2022-mercado-fotovoltaico-2-semester/>>. Acesso em: Outubro de 2023.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **World Energy Outlook 2019**. Paris: IEA, 2019. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019/electricity>. Acesso em: Agosto de 2023.

_____. **Solar PV**. Paris: IEA, 2021. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/solar-PV>. Acesso em: Agosto de 2023.

NOTÍCIAS, C. R. **“Taxação do Sol” foi aprovada e está chegando!** Disponível em: <<https://www.comprerural.com/taxacao-do-sol-foi-aprovada-e-esta-chegando/>>. Acesso em: Agosto de 2023.

PVSYST. **Overview > General description of the PVsyst Software**. 2022. Disponível em: <https://www.PVsyst.com/help/general_descr.htm>. Acesso em: Setembro de 2023.

_____. **PVsyst 7 Help**. 2022. Disponível em: <https://www.PVsyst.com/help/index.html?project_design.htm>. Acesso em: Outubro de 2023.

_____. **PVsyst 7 Help**. 2023. Disponível em: <<https://www.PVsyst.com/help/index.html?validations.htm>>. Acesso em: Outubro de 2023.

_____. **PVsyst 7 Help**. 1996. Disponível em: <https://www.PVsyst.com/help/index.html?validations_oldsystems.htm>. Acesso em: Outubro de 2023.

REN21. **Renewables 2020 Global Status Report**. Paris: REN21, [S. l.: s. n.], 2020. Disponível em: https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/gsr_2020_full_report_en.pdf. Acesso em: Setembro de 2023.

RODDEN, P.; FREARSON, L.; LEE, G. R. **An Assessment of Photovoltaic Modelling Software Using Real World Performance Data**. World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, p. 4339–4343, 2011.

RODRIGUEZ, J.; CORTES, P. **Predictive Control of Power Converters and Electrical Drives**. Santiago: John Wiley & Sons, Ltd., 2012.

VILLALVA, M. G.; GRAZOLI, J. R. **Energia Solar Fotovoltaica: conceitos e aplicações**. 1. ed. São Paulo: Editora Érica, 2012.