



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

THIAGO NUNES FERREIRA ANDRADE

**ESTUDO DE GERAÇÃO E ANÁLISE DETALHADA DE PERDAS DE UM
SISTEMA FOTOVOLTAICO EM FORTALEZA/CE**

FORTALEZA

2022

THIAGO NUNES FERREIRA ANDRADE

ESTUDO DE GERAÇÃO E ANÁLISE DETALHADA DE PERDAS DE UM
SISTEMA FOTOVOLTAICO EM FORTALEZA/CE

Trabalho de Conclusão de Curso apresentada ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Me. Carlos Gustavo Castelo Branco

FORTALEZA

2022

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

A571e Andrade, Thiago Nunes Ferreira.
Estudo de geração e análise detalhada de perdas de um sistema fotovoltaico em Fortaleza/CE / Thiago Nunes Ferreira Andrade. – 2022.
82 f. : il. color.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2022.
Orientação: Prof. Me. Carlos Gustavo Castelo Branco.

1. Perdas de geração. 2. Diagrama de perdas. 3. Sistema solar fotovoltaico. 4. Eficiência do sistema solar fotovoltaico. I. Título.

CDD 621.3

THIAGO NUNES FERREIRA ANDRADE

ESTUDO DE GERAÇÃO E ANÁLISE DETALHADA DE PERDAS DE UM
SISTEMA FOTOVOLTAICO EM FORTALEZA/CE

Trabalho de Conclusão de Curso apresentada ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Me. Carlos Gustavo Castelo Branco

Aprovada em: 19/12/2022

BANCA EXAMINADORA

Prof. Me. Carlos Gustavo Castelo Branco (Orientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Raphael Amaral da Câmara
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Eng. José Sydney Ipiranga Junior

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, Madeline e Helder, por todo o apoio nas minhas decisões e pelo carinho e respeito com que me educaram.

À toda minha família pelos momentos de alegria ao longo de toda minha vida.

À Rebeca, por ser a melhor companheira até nos momentos mais difíceis e por sempre iluminar minha vida.

Aos meus amigos, Marisabel, Thavia e Vinícius, por me incentivarem a não desistir e me proporcionar vários momentos incríveis.

Ao Prof. Me. Carlos Gustavo Castelo Branco, pela orientação e auxílio durante a construção desse trabalho. Também a todos os professores e funcionários do DEE, que me ajudaram nessa jornada acadêmica.

À Ética Energia Solar, pela oportunidade, pela experiência e por disponibilizar todo o material necessário para realizar este trabalho.

RESUMO

O presente trabalho mostra o estudo sobre as perdas de geração de energia em um sistema solar fotovoltaico, de forma aprofundada em cada tipo de perda presente, forma essa que não costuma ser vista em outros trabalhos da área. Visto que quando um sistema desses é adquirido, projetado e instalado, tanto o dono dos equipamentos quanto a equipe técnica têm interesse em extrair o máximo desempenho do sistema. Inicialmente o trabalho apresenta e explica conceitos importantes para o seu desenvolvimento, explicando o funcionamento de uma usina solar e o papel de cada equipamento presente nela, além de pontuar os tipos de perdas e seus motivos. Conceitos que possibilitam o estudo de caso proposto pelo trabalho, de uma usina com potência máxima de 38,94 kWp, 1 inversor e 66 painéis fotovoltaicos, instalada em um estabelecimento comercial localizado em Fortaleza/CE. No estudo de caso é pontuado todas as premissas necessárias e todas as perdas presentes no sistema em questão são analisadas separadamente, com o auxílio do software PVsyst, onde é feita uma simulação do sistema com todas as suas perdas e como resultado é extraído o diagrama de perdas, que mostra um impacto total de 36,24% para todas as perdas no primeiro ano de funcionamento. Com essa simulação é feita uma comparação entre a geração de energia esperada com a geração de energia observada na realidade da usina em funcionamento. Por fim são feitas algumas análises, uma análise do impacto financeiro que essas perdas causam, revelando um impacto de cerca de R\$ 25.699,37, outra sobre as possíveis soluções para minimizar cada tipo de perda e maximizar a eficiência do sistema solar fotovoltaico e duas simulações de possíveis cenários com aplicação de soluções propostas, uma com o uso de microinversores e outra com a mudança do local da usina para um local sem sombreamento.

Palavras-chave: perdas de geração; sistema solar fotovoltaico; diagrama de perdas; eficiência do sistema solar fotovoltaico.

ABSTRACT

This work shows a study of energy generation losses presents in a photovoltaic solar system, in a depth way of each type of loss, in a way that is not usually seen in other works in the area. Considering that when this type of system is bought, designed and installed, both the owner of the equipment and the technical team share the interest to extract the maximum system performance. Initially, the work introduces and explains important concepts for its development, explaining the operation of a solar plant and the role of each equipment present in it, besides punctuating the types of losses and its reasons. The concepts introduced enables the proposed case study of a power plant with maximum power of 38.94 kWp, 1 inverter and 66 solar panels, installed on a store located in Fortaleza/CE. In this case study all the necessary premises and all the losses present in the system are punctuated and analyzed separately, with support of the PVsyst software, which is made a simulation of the system with all its losses. As a result, the loss diagram is extracted, that shows the impact of 36.24% for all losses for the solar plant in the first year of operation. With this simulation it's possible to make a comparison between the expected power generation and the real power generation with the solar plant working. Finally, some analyzes are performed, one about the financial impact that these losses cause, revealing an impact of around 25,699.37 BRL, other about the possible solutions to minimize each type of loss and maximize efficiency of the photovoltaic system and a couple simulations of possible scenarios with application of proposed solutions, one with the use of microinverters and other with with the change of the plant location to a location without shading.

Keywords: generation losses; photovoltaic system; loss diagram; efficiency of the photovoltaic system.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Sistema on-grid.	19
Figura 2 – Sistema off-grid.....	20
Figura 3 – Inversor de string.	22
Figura 4 – Microinversor.....	23
Figura 5 – Painel solar fotovoltaico.....	24
Figura 6 – instalação em telhado.	25
Figura 7 – instalação em solo.	25
Figura 8 – Cabos elétricos.	26
Figura 9 – Painéis fotovoltaicos cobertos de poeira.	34
Figura 10 – Folha de dados de inversores Canadian Solar.....	35
Figura 11 – Tela principal do PVsyst.	39
Figura 12 – Piranômetro.	42
Figura 13 – Dados importados da base Meteonorm 8.0.	43
Figura 14 – Folha de dados do Sunny Tripower - STP 25.000TL-30.	44
Figura 15 – Inversor em funcionamento.	45
Figura 16 – Quadro de proteção CA.....	45
Figura 17 – Folha de dados do LP182*182-M-60-MH-590W.....	46
Figura 18 – Foto dos painéis na usina.	47
Figura 19 – Diagrama de perdas.....	48
Figura 20 – Imagem de satélite do local.....	49
Figura 21 – Representação em 3 dimensões do ambiente ao redor.....	50
Figura 22 – Tabela de fator de sombreamento conforme os azimutes e inclinações.	51
Figura 23 – Estimativa de perdas por mismatch.	52
Figura 24 – Estimativa de perdas ôhmicas.	52
Figura 25 – Resultado da perda por sobrecarga do inversor.	53
Figura 26 – Detalhes das perdas por envelhecimento.	54
Figura 27 – Resultados de produção de energia da usina.....	54
Figura 29 – Diagrama de perdas usando microinversores.....	61
Figura 30 – Diagrama de perdas em um local sem sombras.	62

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Comparação de softwares de simulação.	38
Tabela 2 – Irradiação solar diária média mensal em Fortaleza/CE.	42
Tabela 3 – Produção de energia da usina, extraído do site de monitoramento do inversor SMA.....	55
Tabela 4 – Produção de energia da usina, extraído do relatório de simulação do PVsyst.	56
Tabela 5 – fluxo de caixa da usina com as perdas atuais.	57
Tabela 6 – fluxo de caixa da usina com 10% a mais de geração.....	57

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Oferta Interna de Energia Elétrica por Fonte no Brasil.	14
Gráfico 2 - Matriz energética cearense.	15

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

IEA	International Energy Agency
BEM	Balanço energético nacional
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CC	Corrente Contínua
CA	Corrente Alternada
PWM	Pulse Width Modulation
MPPT	Maximum Power Point Tracking
a-Si	Silício Amorfo
DPS	Dispositivo de Proteção Contra Surtos
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
UTM	Universal Transversa de Mercator
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito
TE	Tarifa de Energia
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
PIS	Programa de Integração Social
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
3D	Três dimensões

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO.....	13
1.1.	CONTEXTO MUNDIAL E NACIONAL	13
1.2.	OBJETIVOS	15
1.2.1.	Objetivo Geral	15
1.2.2.	Objetivos Específicos	15
1.3.	ESTRUTURA DO TRABALHO	16
2.	REFERENCIAL TEÓRICO.....	17
2.1.	ENERGIA SOLAR.....	18
2.2.	SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO	20
2.2.1.	Inversor	20
2.2.2.	Módulo fotovoltaico	23
2.2.3.	Estrutura de fixação	25
2.2.4.	Cabeamentos e proteções	26
2.3.	TIPOS DE PERDAS	27
2.3.1.	Sombreamento	27
2.3.2.	Temperatura	28
2.3.3.	Mismatch	30
2.3.4.	Perdas ôhmicas	31
2.3.5.	Perdas pelo ambiente	32
2.3.6.	Sobrecarga do inversor	34
2.3.7.	Envelhecimento dos equipamentos	36
2.4.	LEGISLAÇÕES E NORMAS VIGENTES	37
2.5.	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	37
2.6.	PVSYST	38
3.	ESTUDO DE CASO	40
3.1.	CONSUMO	40
3.2.	LOCALIZAÇÃO.....	41
3.3.	IRRADIAÇÃO SOLAR	41
3.4.	A USINA	43
3.4.1.	Inversor	43
3.4.2.	Módulos fotovoltaicos	46

3.4.3.	Estrutura de fixação	47
3.5.	PERDAS DETALHADAS	47
3.5.1.	Sombreamento	49
3.5.2.	Temperatura	51
3.5.3.	Mismatch	51
3.5.4.	Perdas ôhmicas	52
3.5.5.	Perdas pelo ambiente	52
3.5.6.	Sobrecarga do inversor	53
3.5.7.	Envelhecimento dos equipamentos	53
3.6.	GERAÇÃO ESPERADA X GERAÇÃO OBSERVADA.....	54
3.7.	IMPACTO FINANCEIRO DAS PERDAS	56
3.8.	POSSÍVEIS SOLUÇÕES	58
4.	CONCLUSÕES	61
5.	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	64
	REFERÊNCIAS	65
	ANEXO A – RELATÓRIO DE SIMULAÇÃO DO PVSYST	68
	ANEXO B – FOLHA DE DADOS DO PAINEL SOLAR LP182*182-M-60-MH-590W	76
	ANEXO C – FOLHA DE DADOS DO INVERSOR SUNNY TRIPOWER - STP 25.000TL-30	78
	ANEXO D – CÁLCULO DO IMPACTO FINANCEIRO DAS PERDAS NO PRIMEIRO ANO	82

1. INTRODUÇÃO

Para iniciar este trabalho, é bom analisar primeiro o contexto mundial e nacional em que ele se encaixa, para depois partir para seu desenvolvimento.

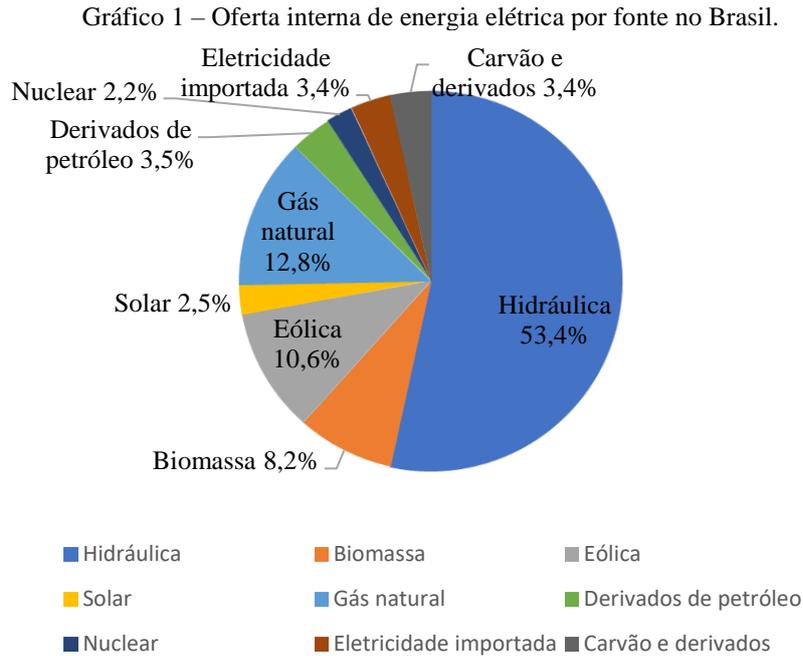
1.1. Contexto mundial e nacional

Eletricidade é um recurso essencial para o mundo atualmente e é notável um movimento mundial para tornar a matriz elétrica cada vez mais renovável. Esse movimento é um reflexo claro das consequências causadas pelo uso dos combustíveis fósseis na geração de energia elétrica.

É possível destacar vários modelos de geração de energia elétrica renováveis que são apenas algumas alternativas a esses combustíveis, por exemplo a eólica, a hidráulica e a solar.

Segundo a pesquisa sobre a matriz elétrica mundial em 2019 realizada pela International Energy Agency (IEA) em 2021, essas fontes renováveis ainda representam menos da metade da geração de energia elétrica no mundo, mas mesmo assim já tem uma grande representatividade dentro da matriz elétrica mundial.

Falando sobre o cenário nacional no Brasil, tomando como base o Balanço Energético Nacional (BEN) de 2021 realizada pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) em 2022. Na matriz elétrica brasileira, mostrada no gráfico 1, as fontes renováveis representam a maioria da geração de energia elétrica, em boa parte representadas pelas usinas hidrelétricas.

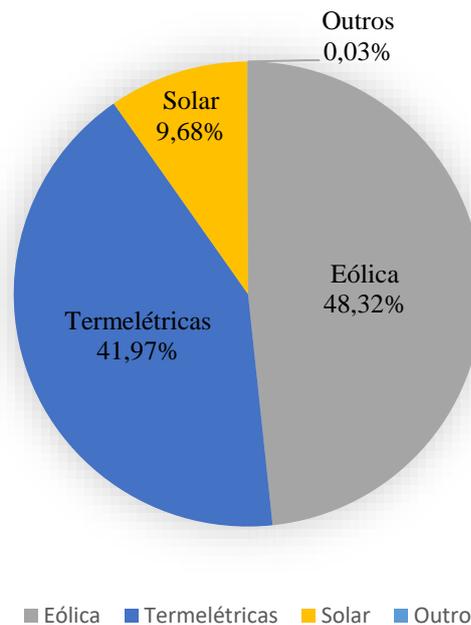


Fonte: Adaptado de BEN 2022, EPE.

Olhando no gráfico 1, nota-se uma abundância de energia hidrúlica na matriz, compondo 53,4%, mas a geração através dessa fonte depende completamente do volume de chuvas. Como no Brasil há grandes períodos de estiagem, essa fonte acaba sendo comprometida, tornando-a um tanto quanto instável ou até mesmo imprevisível, por esse motivo surge a necessidade de investir e desenvolver outras fontes renováveis para suprir a demanda de energia do país.

Já no contexto estadual, em 2021, o Ceará ultrapassou a marca de 200 megawatts (MW) em geração distribuída através da energia solar, segundo o mapeamento da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR). Além disso, segundo dados de 2022 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), metade da energia produzida no estado é proveniente de fontes renováveis, como mostrado no gráfico 2.

Gráfico 2 – Matriz elétrica cearense.



Fonte: Adaptado de ANEEL 2022.

Então, neste trabalho, será posto em destaque a energia solar, gerada através da irradiação solar, que representa cerca de 2,5% da oferta interna de energia elétrica total do Brasil e 9,68% da matriz energética cearense. Pode parecer que essa fonte de energia ainda tem pouca representatividade na matriz elétrica nacional, mas nos últimos anos vem ganhando bastante popularidade no país e no mundo.

1.2. Objetivos

É possível elencar um objetivo geral e alguns objetivos específicos para o presente trabalho.

1.2.1. Objetivo Geral

Este trabalho tem por objetivo estudar um sistema solar fotovoltaico de 38,94 quilowatt-pico (kWp) localizado em Fortaleza/CE e analisar detalhadamente todas as perdas presentes na sua geração de energia, visando encontrar maneiras de minimizar essas perdas.

1.2.2. Objetivos Específicos

- Introduzir teoricamente um sistema solar fotovoltaico e suas possíveis perdas de geração;
- Realizar o estudo de caso e a simulação de um sistema, sua geração e suas perdas;
- Analisar o impacto financeiro causado pelas perdas;
- Identificar possíveis soluções para minimizar as perdas e maximizar a geração de energia.

1.3. Estrutura do trabalho

O presente trabalho é dividido em cinco capítulos, divididos dessa forma:

O capítulo 1 traz uma introdução sobre o tema, mostrando uma perspectiva sobre o cenário atual das energias renováveis e da energia solar.

O capítulo 2 mostra um referencial teórico sobre energia solar, seu funcionamento, seus componentes e todas os possíveis tipos de perdas. Servindo de base para o desenvolvimento e entendimento do trabalho.

O capítulo 3 apresenta o estudo de caso de um sistema de energia solar fotovoltaica em funcionamento, revelando todo o seu dimensionamento e todas as perdas observadas em simulação, mostrando o impacto financeiro destas e identificando possíveis soluções para minimizá-las.

O capítulo 4 tem as conclusões do estudo.

E o capítulo 5 sugere outros assuntos e temas relacionados para serem abordados em trabalhos futuros.

2. REFERENCIAL TEÓRICO

Muitos trabalhos que abordam temas da área de energia solar já descrevem o funcionamento de um sistema de energia solar fotovoltaica, também mostram o passo a passo para o dimensionamento dos equipamentos, além de fazerem análises financeiras sobre os benefícios deste tipo de geração de energia, mostrando sempre os pontos positivos e como acaba sendo um ótimo investimento. Alguns desses serviram de referência para a confecção do presente trabalho, mas um assunto que é pouco abordado e não é aprofundado dentro do assunto de energia solar é sobre os motivos que podem tornar uma usina de geração solar fotovoltaica menos atrativa para um investidor. Estes motivos se tratam das possíveis perdas de geração de energia presentes em um sistema.

Em Aguiar (2022), o autor mostra o funcionamento de um sistema fotovoltaico, seus componentes e faz cálculos e análises financeiras sobre os ganhos e o retorno que um sistema desse traz, sem mencionar o impacto financeiro das perdas.

Já em Teles (2022), a autora chega a mencionar as perdas do sistema quando faz uma análise financeira, mas faz apenas uma estimativa de cada perda, sem analisar detalhadamente cada uma, além de não mostrar como contornar e minimizar essas perdas.

Da mesma forma, em Coutinho (2022), o autor também faz um estudo de caso e também estiva o valor das perdas, mas de uma forma geral, usando uma média de 80% de rendimento para os sistemas.

Também em Araujo (2021), o autor faz a simulação de um sistema usando o PVsyst e menciona as perdas do sistema de uma forma geral, sem detalhar cada uma e sem demonstrar como foram estimadas e/ou calculadas.

Já em Albuquerque (2020), a autora faz um dimensionamento de um sistema solar fotovoltaico, mostrando suas características físicas e elétricas, mas no momento de calcular a geração de energia do sistema, ela apenas estima as perdas, de forma que o sistema tenha em média 80% de desempenho.

Seguindo a mesma linha, em Barroso (2019), o autor faz um estudo de caso para a análise da implementação de uma usina fotovoltaica, mas utiliza a mesma estimativa de 80% de eficiência do sistema.

Já em Martins (2019), a autora faz o estudo de conexão de uma grande usina solar, focando na análise dos impactos de uma alta potência sendo injetada na rede local, mostrando a curva de geração dessa usina, calculada usando uma taxa de desempenho média entre 70% e 80%.

Justamente onde se situa este trabalho, no estudo aprofundado e detalhado das perdas e seus impactos, tornando esse o seu diferencial. Para isso são apresentados alguns conceitos mais básicos que servem de base para situar o presente estudo dentro do universo da geração de energia, para depois partir para o assunto chave do trabalho.

2.1. Energia Solar

Existem dois principais modos de gerar energia a partir do sol, um através do calor e outro através da luz. Neste trabalho será focado apenas a energia solar fotovoltaica.

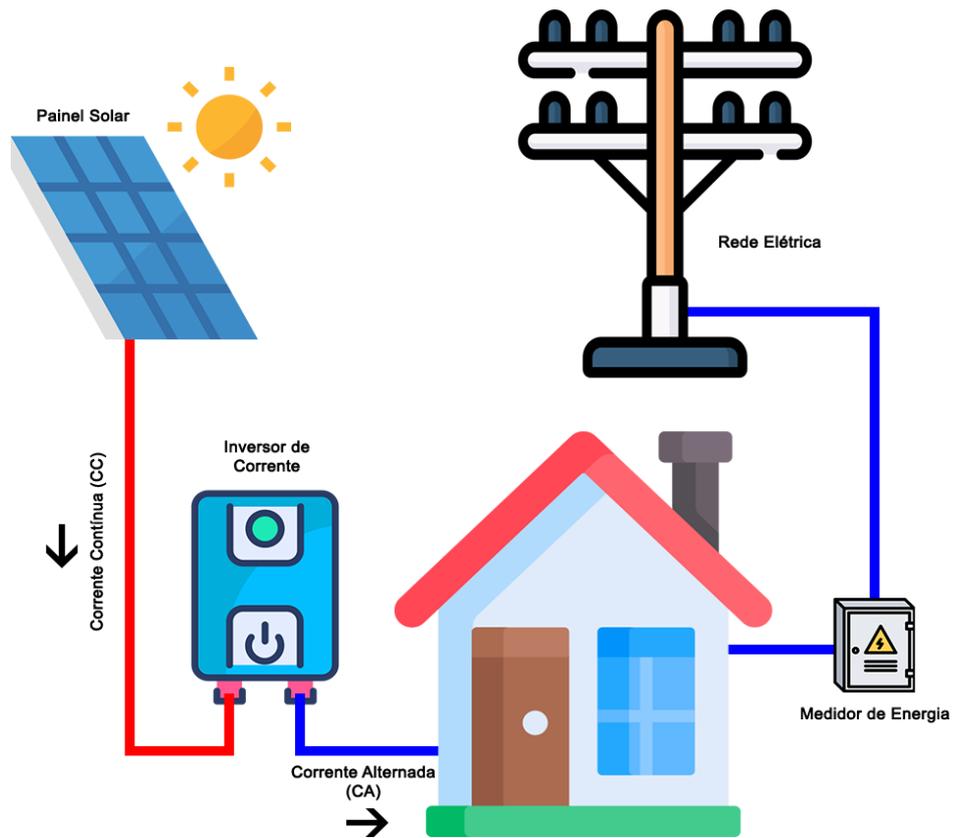
A energia solar fotovoltaica se trata da conversão da energia da luz solar diretamente em energia elétrica por meio de equipamentos próprios para isso.

De forma resumida, os painéis solares recebem a incidência dos raios solares e captam a energia, por meio das suas células feitas de materiais semicondutores, convertendo em energia elétrica, a energia gerada é em forma de corrente contínua (CC), podendo ser utilizada dessa forma ou convertida para corrente alternada (CA), para isso há o inversor de corrente.

Essa energia gerada pode ser usada de diversas formas, como, para alimentar cargas diretamente, para injetar na rede da concessionária de energia local ou para alimentar baterias que armazenam a energia.

Quando a energia gerada é usada para injetar na rede, o sistema é chamado de on-grid (figura 1). Após injetada essa energia vai ser consumida por outros consumidores e a concessionária compensa financeiramente o produtor da energia por meio de créditos energéticos.

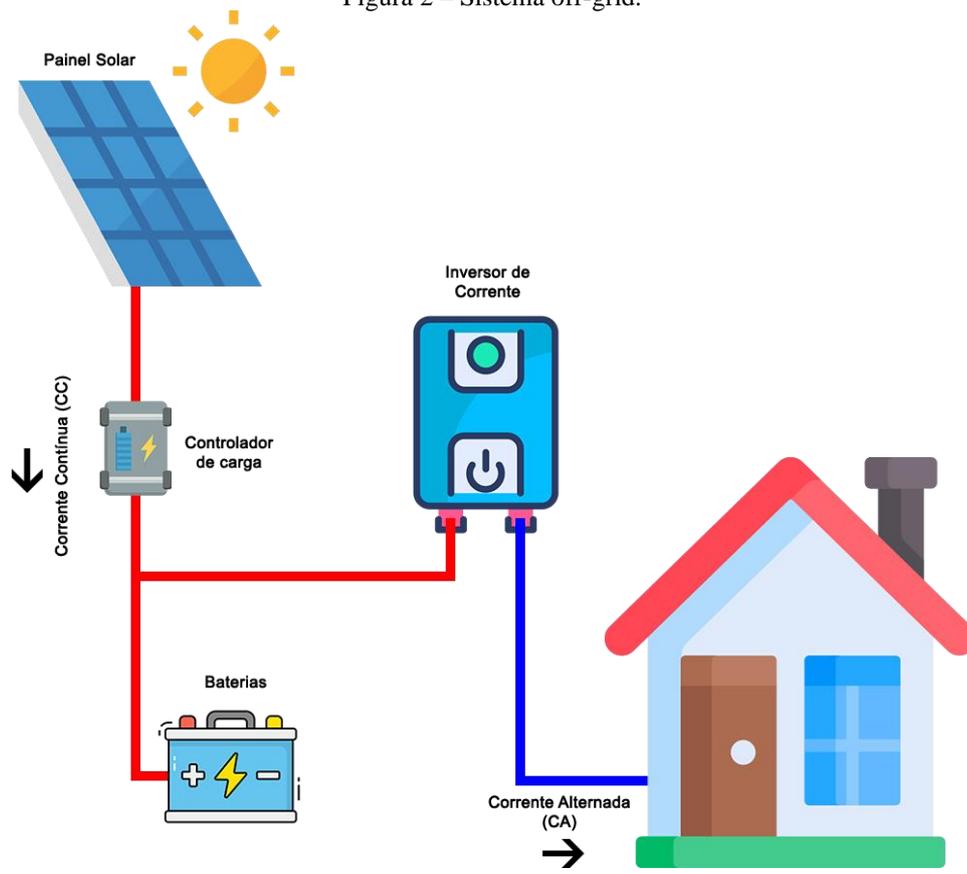
Figura 1 – Sistema on-grid.



Fonte: O próprio autor.

Mas quando essa energia gerada não passa pela rede e é usada de forma a abastecer apenas o consumo das cargas locais e/ou usada para abastecer baterias que armazenam essa energia, o sistema é chamado de off-grid ou sistema de *backup*. Como mostrado na figura 2.

Figura 2 – Sistema off-grid.



Fonte: O próprio autor.

Ainda é possível, também, usar as duas formas em um mesmo sistema. Esse seria o sistema híbrido.

“A aplicação de cada um dependerá do local de instalação e do objetivo do sistema.” (ALBUQUERQUE, 2020, p.20).

O objeto de estudo deste trabalho será um sistema on-grid, conectado à rede da concessionária Enel-CE.

2.2. Sistema solar fotovoltaico

Como mencionado anteriormente, um sistema on-grid é formado por diversos equipamentos, sendo esses: inversor, painel solar, estrutura de fixação, cabamentos e proteções.

2.2.1. Inversor

O inversor de corrente é um dos componentes mais importantes de um sistema fotovoltaico. Sua principal função é converter a corrente contínua em corrente alternada.

Em um sistema desses, a energia é gerada em forma de corrente contínua, mas as cargas que normalmente são utilizadas ligadas na rede de energia são alimentadas em corrente alternada, por isso há uma necessidade de fazer essa conversão.

A conversão da forma de onda CC para CA ocorre através de um circuito de comutação eletrônico controlado por *Pulse Width Modulation* (PWM), referenciado à tensão e frequência da rede na qual a potência é injetada, geralmente 220 V de tensão e 60 Hz de frequência.

Além de converter a energia, que é sua principal função, o inversor possui, ainda, outras funcionalidades bem importantes, como: controle e registro de parâmetros, como potência ao longo do tempo e energia gerada pelo sistema e monitoramento remoto dos módulos e do desempenho dos equipamentos.

Cada inversor possui seus devidos parâmetros de fabricação, tanto de entrada CC, como de saída CA. Parâmetros esses, que são determinantes no momento do dimensionamento dos equipamentos, como: potência máxima de entrada, tensão de entrada máxima, corrente de entrada máxima, potência nominal, tensão nominal, corrente de saída máxima, fator de potência, eficiência máxima, entre outros. Esses parâmetros servem para diferenciar o melhor inversor para cada aplicação, além de serem determinantes no momento de dimensionar as proteções do sistema. Um parâmetro que merece uma atenção é o número de entradas *Maximum Power Point Tracking* (MPPT), que diz a quantidade de entradas que o inversor possui para conectar os arranjos de módulos fotovoltaicos, cada MPPT pode ter diferentes quantidades de *strings*, dependendo de cada inversor, cada *string* representa uma conexão de arranjo e cada MPPT tem uma faixa de operação de tensão para determinar quantos painéis solares podem ser conectados em cada entrada.

“As informações relevantes para o dimensionamento adequado desses dispositivos também são encontradas na folha de dados deles, e estas devem ser muito bem analisadas, tendo em vista que um mal dimensionamento ou uso inadequado pode levar à queima ou perda de eficiência do equipamento.” (AGUIAR, 2022, p.22).

Como exposto no tópico 2.1, existem sistemas on-grid, off-grid e híbridos. Para cada um desses sistemas há um tipo de inversor compatível com a aplicação, mas além desses tipos de inversores, há também uma outra classificação de inversores que se dividem em inversores de *string* e microinversores. Os inversores de *string* também são conhecidos como inversores convencionais, pois são os mais comumente utilizados e funcionam como inversores

independentes, sendo necessário apenas um por sistema, onde vários painéis são conectados, em série ou em paralelo, em cada entrada, ou *string*, do inversor. Já os microinversores possuem uma tecnologia diferente, são menores e possuem entradas individuais para cada painel solar e geralmente cada microinversor suporta apenas uma pequena quantidade de painéis, normalmente 4 por inversor, o que faz com que muitas vezes seja necessário mais de um microinversor por sistema.

O microinversor possui uma série de vantagens em relação ao inversor de *string*, por exemplo: otimização dos painéis fotovoltaicos individualmente, monitoramento remoto individual painel por painel, opera em tensões mais baixas e muitas vezes os fabricantes oferecem um período de garantia de fabricação maior do que os inversores de *string*. Como cada módulo é conectado individualmente no micro, o inversor consegue aproveitar uma potência de geração maior para cada painel, ao invés de aproveitar a potência nivelada de uma linha de painéis. Porém essa modalidade de inversor também possui desvantagens, como: um preço muito mais elevado em comparação aos inversores de *string* e uma maior dificuldade de instalação, pois precisam ser instalados bem próximos aos painéis solares, normalmente fixados em telhados. Mesmo com todas as vantagens, a diferença de preços no mercado é significativa, fazendo assim com que os microinversores não sejam utilizados em muitos casos.

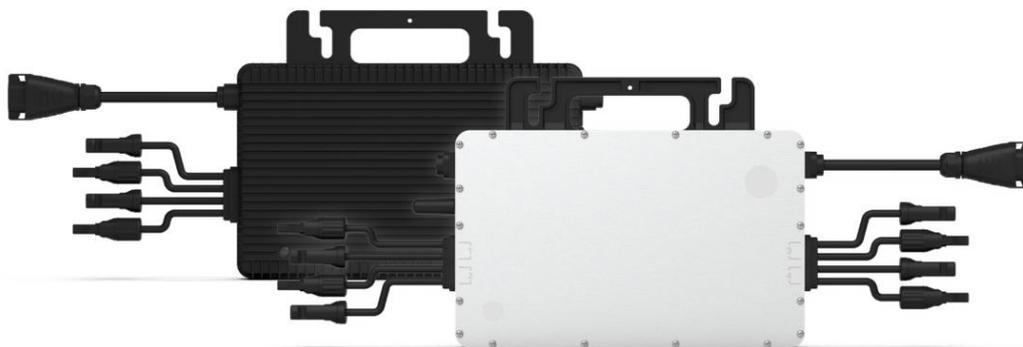
Nas figuras 3 e 4 são mostrados exemplos de um inversor de *string* e de um microinversor, respectivamente.

Figura 3 – Inversor de string.



Fonte: Ética Energia Solar.

Figura 4 – Microinversor.



Fonte: Hoymiles.

2.2.2. Módulo fotovoltaico

Também conhecido como painel ou como placa, os módulos são os aparelhos responsáveis em transformar a energia da luz do sol em energia elétrica, fazendo o sistema funcionar.

Os módulos fotovoltaicos são formados, principalmente, por um conjunto de células de silício. O silício é o responsável por gerar a energia a partir da incidência da luz do sol, quando a luz incide nas células, é gerado uma diferença de potencial, produzindo, assim, a corrente elétrica. Essas células de silício são ligadas em série para poder aumentar a tensão do painel e gerar mais energia e cada painel possui sua quantidade de células, informada pelo fabricante na folha de dados.

Além do silício, os painéis ainda possuem outros componentes que ajudam na proteção do equipamento, como uma camada de vidro temperado, bem resistente e muito transparente, uma camada de plástico chamado de EVA, para proteger as células do contato com o vidro, outra camada de outro tipo de plástico na parte traseira para proteção dessa parte e uma moldura de alumínio ao redor para proteger as extremidades.

Podemos classificar os painéis de diferentes maneiras, uma dessas classificações é em relação ao semicondutor usado na fabricação, assim temos alguns tipos de módulos fotovoltaicos:

- Silício monocristalino: É a tecnologia mais utilizada no mercado atualmente, consiste em um cristal de silício único com alta pureza. Entre suas vantagens é válido destacar a longa vida útil e a alta eficiência, mesmo com a presença de pouca luz;

- Silício policristalino: Uma tecnologia menos presente que o monocristalino, mas ainda utilizada no mercado, contendo vários cristais de silício. Possuem uma eficiência menor, mas normalmente são mais baratos e também possuem uma longa vida útil;

- Silício amorfo: Uma forma menos utilizada, o silício amorfo (a-Si) possui uma eficiência bem inferior, mas tem um gasto de silício bem menor do que as tecnologias acima, normalmente utilizada em menor escala;

- Telureto de cádmio: Tecnologia usada para fabricação de módulos de película fina, também ainda pouco utilizada, possui uma eficiência maior que a do silício amorfo, mas menor que a do silício monocristalino.

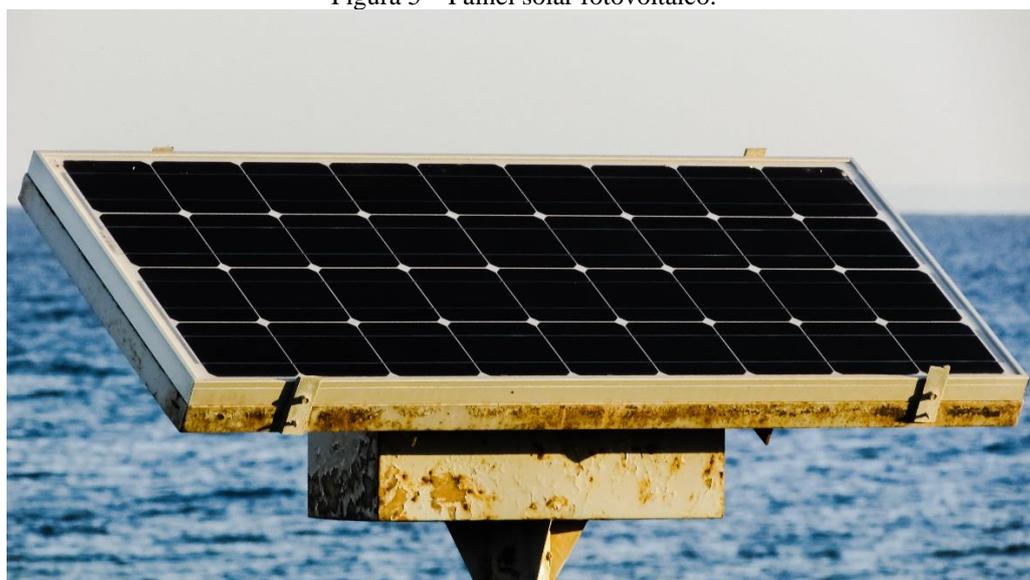
Outra classificação que podemos dividir os painéis é em relação a disposição das células nas suas faces, tendo assim:

- Painel solar monofacial: É o tipo mais comum, consiste em um painel com uma face repleta de células e a outra face opaca, normalmente usados quando fixados em locais bem próximos à superfície do telhado, onde não há incidência de luz na parte traseira;

- Painel solar bifacial: São painéis que possuem células nas suas duas faces, podendo gerar energia pela incidência da luz solar tanto na parte posterior, quanto na parte anterior, normalmente utilizados em instalações onde há a incidência de luz refletida por uma superfície na traseira da placa.

Na figura 5 há um exemplo de painel solar fotovoltaico.

Figura 5 – Painel solar fotovoltaico.



Fonte: Pixabay.

2.2.3. Estrutura de fixação

A estrutura é o material necessário para a fixação dos painéis solares no local onde são instalados, seja em um telhado, no solo, ou em outras superfícies.

No mercado, atualmente, existem uma gama de produtos de fixação disponíveis para todos os tipos de aplicação. É válido destacar as aplicações mais utilizadas, por exemplo, instalações: em telhado, em solo, em laje impermeabilizada e sobre a água.

As figuras 6 e 7 mostram instalações em telhado e em solo respectivamente.

Figura 6 – instalação em telhado.



Fonte: Pixabay.

Figura 7 – instalação em solo.



Fonte: Pixabay.

2.2.4. Cabeamentos e proteções

Em um sistema de geração solar há diversos tipos de cabeamentos e proteções para garantir o bom funcionamento do mesmo e, principalmente, garantir a segurança de pessoas, de equipamentos e da rede.

Dentre o cabeamento utilizado em um sistema desses, podemos destacar os seguintes:

- Cabos CC: também chamados de cabos solares, normalmente nas cores vermelha e preta, são usados para conectar os painéis entre si e conectar as *strings* de módulos no inversor;
- Cabos CA: São os utilizados para ligar a saída CA do inversor em um quadro elétrico onde haverá proteções correspondentes para injetar a energia produzida na rede e abastecer as cargas;
- Cabos de aterramento: Utilizados para aterrar tanto o barramento do quadro elétrico usado no sistema, quanto para aterrar a carcaça dos painéis fotovoltaicos para protegê-los de eventuais descargas atmosféricas.

Já as proteções usadas são principalmente:

- Disjuntores: Usados dentro do quadro CA do sistema;
- DPS: Dispositivos de proteção contra surtos, usados em conjunto com os disjuntores, normalmente usados os de Classe II;
- Transformadores e autotransformadores: usados apenas em alguns casos, geralmente em usinas solares de maior porte.

Na figura 8 há um exemplo de cabeamentos conectados.

Figura 8 – Cabos elétricos.



Fonte: Pixabay.

2.3. Tipos de perdas

Em toda usina solar há presença de algumas perdas de geração que influenciam na quantidade de energia disponibilizada pelo sistema para o consumidor. Essas perdas afetam a potência de geração, logo quanto mais perdas, menos energia vai estar disponível na saída do sistema.

O objetivo dos profissionais que trabalham na área é tentar diminuir ao máximo essas perdas no sistema que estiver projetando ou instalando, para poder maximizar a geração de energia.

Cada tipo de perda possui suas características e seus motivos, é importante entendê-las para conseguir minimizá-las.

2.3.1. Sombreamento

Provavelmente o tipo de perda mais popular e mais evidente na prática. Como o próprio nome já diz, esse tipo de perda é causado pelas sombras projetadas em cima dos módulos fotovoltaicos, que impedem a incidência da luz do sol nas células dos painéis.

Essa perda é comumente ocasionada por obstáculos presentes próximos a instalação dos painéis solares, como prédios ou grandes edificações no caso de locais urbanos, caixas d'água no caso de instalações em telhado, montanhas ou serras e árvores próximas.

Quando algum obstáculo prejudica a incidência do sol nos painéis prejudica diretamente a potência em que aquele painel poderia alcançar, diminuindo sua geração desse painel e, caso haja outros painéis na mesma *string* dele, a *string* inteira vai nivelar a potência de acordo com o painel que esteja com a menor potência, no caso esse afetado pela sombra.

O modo de fugir dessa perda e minimizá-la é relativamente simples, basta analisar os obstáculos ao redor da usina e analisar o movimento do sol ao longo do ano, para assim escolher o melhor local onde instalar os painéis, fugindo o máximo das sombras projetadas ao longo do dia. Apesar de muitas vezes não ser possível fugir desses sombreamentos por conta do local de instalação limitado, o exemplo de uma usina alocada em um local urbano, não há como retirar, por exemplo, os prédios que estão ao redor.

Para retratar essa perda no PVsyst, o programa tem uma ferramenta de desenhos 3D que permite o usuário desenhar os módulos do sistema e os obstáculos nos arredores. Após desenhar todos os elementos necessários, o programa simula a trajetória do sol ao longo de

todos os dias do ano, para isso ele simula a posição do sol de hora em hora para cada dia, retratando as sombras projetadas pelos obstáculos em cima dos módulos, sendo possível até gerar um vídeo com o movimento do sol em algum dia específico.

Tendo essas sombras projetadas nos módulos o programa calcula dois tipos de perdas causadas pelas sombras, uma perda de irradiação e outra perda elétrica.

Para a perda de irradiação o PVsyst utiliza os seguintes fatores para cada módulo, proporcionais ao número de cantos sombreados (1/4 para um canto, 1/2 para 2 cantos, 3/4 para 3 cantos sombreados), sendo, portanto, aproximações.

Já para a perda elétrica em módulos parcialmente sombreados é utilizada outra aproximação, 10% das células sombreadas para 1 canto sombreado, 1/3 para 2 cantos, 2/3 para 3 cantos e 100% para 4 cantos. Então as informações de todos os módulos da string (sombreados e não sombreados) são computados, adicionando em tensão para conexão em série e em corrente para conexão em paralelo. Com essas informações é possível fazer o de geração para cada string.

Assim as perdas por irradiação são estimadas com os sombreamentos nos módulos e as perdas elétricas são calculadas e subtraídas na seguinte expressão:

$$P_{MPPT}(\text{n\~{a}o sombreado}) - P_{\text{perda}}(\text{irradi\~{a}ncia}) - P_{MPPT}(\text{sombreado}) \quad (1)$$

Onde:

P_{MPPT} = potência da MPPT;

P_{perda} = potência perdida.

2.3.2. Temperatura

Todos os equipamentos que compõem um sistema solar fotovoltaico possuem as suas devidas faixas de temperatura de operação, indicado pelos fabricantes dos produtos, que fazem testes em cada equipamento para determinar quais os limites de temperatura que permitem um bom funcionamento. Esses limites são tanto para temperaturas mais altas, quanto para temperaturas mais baixas.

Os painéis fotovoltaicos, por ficarem expostos ao ambiente, precisam ter uma faixa de temperatura de operação mais longa, tanto porque podem ficar expostos ao frio, à chuva e à neve, quanto porque precisam estar recebendo diretamente a luz e o calor do sol, logo é muito comum os módulos operarem em temperaturas mais extremas.

O mesmo serve para estruturas de fixação e para cabeamentos em geral, que inclusive, por conta da energia que passa nos cabos da instalação, há uma temperatura mais elevada provocada por conta do Efeito Joule.

Já os inversores, são feitos para serem instalados em locais abrigados, para não receberem chuva nem outras condições climáticas adversas. Por isso não precisam funcionar em temperaturas tão extremas quanto os painéis solares, mas devido ao seu funcionamento e a quantidade de energia que passa pelo inversor, ele costuma esquentar bastante ao longo do dia, que é quando funciona mais ativamente, então é muito comum notarmos a presença de dissipadores de calor na parte traseira dos inversores, para garantir o seu bom funcionamento, mesmo que es quente.

A temperatura em si, não é responsável pela geração de energia nos módulos solares, mas normalmente quanto maior a incidência solar, maior vai ser a temperatura. Na verdade, a temperatura tem um efeito contrário, ou seja, quanto maior a temperatura em relação a temperatura de referência, maior será a perda de geração do sistema. Essa temperatura de referência é indicada pelo próprio fabricante dos painéis, geralmente é de 25°C, isso significa que os testes realizados em laboratório no devido equipamento foram com essa temperatura de referência, logo os dados de potência de eficiência são para operação nessa determinada temperatura. Os fabricantes costumam indicar também na folha de dados (conhecida como *datasheet*) qual é o coeficiente de perda de potência em relação ao aumento de temperatura, com essa informação é possível calcular qual será a potência do painel de acordo com a temperatura de operação, é válido ressaltar que normalmente há uma margem na temperatura de operação, em que o módulo pode manter a mesma potência com pequenas alterações de temperatura.

Em caso de estudos sobre a temperatura no local de instalação, um dos melhores parâmetros para se atentar é a média de temperaturas máximas da região, assim tendo uma melhor noção da temperatura ambiente no momento de sol mais forte, que provavelmente será o mesmo momento em que o sistema funcionará com a maior potência. No Brasil há o Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) que disponibiliza esses dados de temperatura por região.

O método para inserir as perdas por temperatura em uma simulação será o indicado pelo software PVsyst, sendo considerado o seguinte coeficiente, onde U_c indica o fator de perda térmica:

Para sistemas instalados livremente, com circulação de ar em todo o entorno dos painéis solares: $U_c = 29 \text{ W/m}^2 \cdot \text{k}$; para sistemas instalados com a traseira dos painéis totalmente

isoladas, sem circulação de ar na parte de traseira: $U_c = 15 \text{ W/m}^2\cdot\text{k}$; e para sistemas intermediários, com uma certa circulação de ar na parte traseira dos módulos: $U_c = 20 \text{ W/m}^2\cdot\text{k}$.

A variação da potência máxima do módulo com a temperatura vem discriminada na folha de dados do equipamento, mas a forma de calcular essa variação é mostrada na equação a seguir, retirada do “Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos” (GTES, 2014):

$$\gamma = \frac{\Delta P}{\Delta T} \quad (2)$$

Onde:

γ = coeficiente de variação de potência máxima do módulo;

ΔP = variação de potência máxima do módulo;

ΔT = variação de temperatura de célula.

2.3.3. Mismatch

O mismatch ocorre quando há mais de um painel fotovoltaico ligado em uma mesma MPPT do inversor. Essa perda se dá devido a diferença de instalação entre esses painéis, como: painéis com potências diferentes, instalação desses painéis em diferentes direções, sentidos ou inclinações, diferença de potência entre *strings* de uma mesma MPPT ou sombreamento parcial ou completo de um ou alguns dos painéis.

Em ligações de múltiplos painéis em uma mesma MPPT, a potência de geração de cada painel nessas ligações costuma ser nivelado de acordo com o painel com a menor potência em cada ligação, devido às ligações serem feitas em série ou em paralelo, influenciando na corrente ou na tensão do sistema.

Contudo, nessa nivelção, há uma perda de geração dos painéis que deveriam ter uma maior potência, logo é algo a se tomar cuidado no momento de projetar e no momento de instalar o sistema.

Uma boa solução para minimizar esse tipo de perda é fazer uso da tecnologia de microinversores, já que nesses equipamentos os painéis são ligados individualmente ou em pequenas quantidades em cada MPPT, fazendo com que não haja necessidade de se preocupar tanto com o *layout* da usina solar.

Não existem formulas ou parâmetros para calcular exatamente a perda por mismatch, então o que é feito é uma estimativa dessa perda. Muitos programas de simulações

recomendam estimar entre 1% e 2% de perdas por mismatch, mas caso o projetista identificar que há motivos para essa perda ser maior, poderá ser estimado um valor superior.

2.3.4. Perdas ôhmicas

Como mostrado no tópico 2.2.4, todos os sistemas possuem cabeamento CC e cabeamento CA. Visto que não existem cabos ou fios ideais em nenhuma aplicação prática, todos esses possuem uma certa resistência de acordo com o material de fabricação.

Essa resistência presente no cabeamento causa a perda ôhmica em um sistema solar fotovoltaico, variando de acordo com o material do cabeamento e com a quantidade de cabos utilizados.

Os cabos CC vão dos painéis até o quadro de proteção CC, *string-box* CC ou até o inversor, então o ideal será sempre reduzir essa distância para minimizar as perdas ôhmicas. Já os cabos CA vão do inversor até o quadro de proteção CA e depois até os demais quadros CA necessários até chegar no medidor de energia ou até chegar nas cargas a serem abastecidas. Logo fica evidente que durante um projeto deve haver uma boa alocação desses equipamentos para que não seja necessário o uso de muitos cabos desnecessariamente, o que aumentaria as perdas.

Normalmente essas perdas são difíceis de serem calculadas, pois a resistência dos cabos pode variar de acordo com cada fabricante, então é muito comum os projetistas estimarem o valor para essa perda.

No PVsyst há uma ferramenta que calcula essas perdas para os cabos, usando propriedades padrões de cabos, como diâmetros, correntes máximas e resistividades, retiradas da norma europeia, para fios isolados montados em dutos de montagem aparentes ou ventilados (IEC 60364-5-523:1999).

O cálculo de perdas ôhmicas feito pela ferramenta está mostrado nas equações a seguir:

$$I_{STRING} = \frac{I_{CC}}{N} \quad (3)$$

Onde:

N = número de *strings*;

I_{STRING} = corrente de cada *string*;

I_{CC} = corrente CC total.

Obs.: a corrente de cada *string* é igual.

$$R_T = \sum (\text{comprimento dos cabos})[m] * (\text{resistividade})[\frac{ohm}{m}] \quad (4)$$

$$R_{STRING} = \frac{R_T}{N} \quad (5)$$

Onde:

R_T = resistência total dos cabos;

R_{STRING} = resistência de cada *string*.

Então a perda total de potência desses circuitos será a soma das perdas unitárias.

$$P_L = R_T * I_{STRING}^2 \quad (6)$$

Onde:

P_L = perda de potência

2.3.5. Perdas pelo ambiente

Boa parte dos equipamentos de um sistema está exposto ao ambiente e muitos ainda ficam alocados em ambientes externos, logo é inevitável que haja influências externas que atrapalhem a eficiência dos equipamentos.

Um caso bem comum é da sujeira que acumula em cima dos módulos solares, seja pela poeira do ar ou pela sujeira deixada por animais que passam perto, essa sujeira acaba atrapalhando a incidência da luz do sol nas células dos painéis, fazendo com que o sistema gere menos energia. Em locais onde há muitas chuvas, esse fenômeno natural pode até ajudar a limpar os painéis, já que esses são instalados na grande maioria dos casos de forma inclinada, então a chuva cai no módulo e escorre para baixo, fazendo uma certa limpeza.

Mas a própria chuva também é um fenômeno que causa perdas para um sistema, já que quando chove há a presença de nuvens que prejudicam a passagem dos raios solares. Apesar disso, normalmente as nuvens não impedem por completo a incidência do sol, por serem um pouco translúcidas, o sistema continua gerando energia em dias chuvosos, mesmo que em quantidade reduzida.

Outro exemplo de perda pelo ambiente é a fumaça, que é bem presente próximo a algumas indústrias, incêndios, queimadas e em grandes cidades onde há bastante poluição. Essa fumaça atrapalha a passagem da luz do sol e também muitas vezes deixa resíduos, como fuligem, em cima dos painéis, reduzindo a captação da luz e diminuindo a geração de energia.

Todas essas questões devem ser observadas no local de instalação para determinar as perdas que serão provocadas no sistema por conta do ambiente ao redor. Muitos desses fenômenos podem ser contornados apenas com uma limpeza e uma manutenção periódica dos módulos fotovoltaicos, mas alguns não têm como ter muito controle.

A fauna e a flora do local de instalação também podem causar algumas perdas, como árvores e outras plantas podem gerar sombreamento nos painéis, podem derrubar galhos e danificar os equipamentos ou derrubar folhas em cima dos módulos, dificultando a captação da luz, em casos onde há uma vegetação próxima, normalmente, recomenda-se podas preventivas. Já os animais podem influenciar de outras formas, como passando por cima ou sujando os painéis, além de que em alguns casos esses animais podem acabar danificando algum equipamento ou entrando em algum quadro elétrico e causando o mal funcionamento do sistema, até que sejam feitas manutenções e limpezas o sistema vai perdendo eficiência, logo é necessário tomar cuidado com a instalação do sistema, tomando todas as medidas para um bom funcionamento e para a proteção dos equipamentos.

Não existem formulas ou parâmetros para calcular exatamente a perda pelo ambiente, então o que é feito é uma estimativa dessa perda. Segundo informações retiradas do PVsyst, em locais urbanos com climas de chuvas nem tão intensas nem tão escassas as perdas pelo ambiente são muito pequenas (menos de 1%), podendo até serem descartadas, essas perdas aumentam em locais com presença de muitos pássaros (mantendo abaixo de 2%).

Na figura 9 mostra painéis fotovoltaicos cobertos de poeira para ilustrar essas perdas pelo ambiente.

Figura 9 – Painéis fotovoltaicos cobertos de poeira.



Fonte: iStock.

2.3.6. Sobrecarga do inversor

Muitos inversores são produzidos para trabalhar com uma sobre-potência nas suas entradas, por exemplo, um inversor de 10 kW nominal pode trabalhar com um conjunto de painéis que somados formam uma potência máxima de 12 kW.

Isso não significa que o inversor em si igualará sua potência a potência máxima do conjunto de módulos, mas quando trabalhando em sobrecarga o inversor passará mais tempo trabalhando em sua potência nominal máxima, fazendo com que mais energia seja injetada pelo sistema.

É muito comum que os inversores trabalhem dessa forma, inclusive alguns fabricantes recomendam que os inversores trabalhem com uma certa sobre-potência para maximizar a sua eficiência.

A figura 10 mostra uma folha de dados de dois modelos de inversores da fabricante Canadian Solar um de 40 kW nominal e um de 50 kW nominal, como mostrado na figura, o inversor de 50 kW tem uma potência CA máxima de 55 kW, mas o conjunto de módulos que pode ser utilizado conectado na entrada CC do inversor pode chegar até um máximo de 58 kW.

Figura 10 – Folha de dados de inversores Canadian Solar.

SYSTEM/TECHNICAL DATA		
MODEL NAME	CSI-40KTL-GI-FL	CSI-50KTL-GI
DC INPUT		
Max. PV Power	48 kW (16 kW/MPPT)	58 kW (22.5 kW/MPPT)
Max. DC Input Voltage	1100 V _{DC}	
Operating DC Input Voltage Range	200-1000 V _{DC}	
Start-up DC Input Voltage/Power	200 V	
Number of MPP Trackers	4	
MPPT Voltage Range	454-850 V _{DC}	439-850 V _{DC}
Operating Current (Imp)	88 A (22 A per MPPT)	114 A (28.5 A per MPPT)
Max. Input Current (Isc)	137.2 A (34.3 A per MPPT)	178 A (44.5 A per MPPT)
Number of DC Inputs	8 (2 per MPPT)	12 (3 per MPPT)
DC Disconnection Type	Load rated DC switch	
AC OUTPUT		
Rated AC Output Power	40 kW	50 kW
Max. AC Output Power	44 kW	55 kW
Rated Output Voltage	380/400 V _{AC}	
Output Voltage Range*	304-460 V _{AC}	
Grid Connection Type	3 Φ /PE	
Nominal AC Output Current @480 Vac	60.8/58 A	76/72.2 A
Rated Output Frequency	50/60 Hz	
Output Frequency Range*	47-52/57-62 Hz	
Power Factor	1 default (± 0.8 adjustable)	
Current THD	< 3 %	

Fonte: Canadian Solar.

A própria fabricante informa, ainda, que esses modelos de inversores fotovoltaicos suportam uma sobrecarga CC/CA de até 50% sem que a vida útil seja afetada, contanto que a tensão das *strings* fotovoltaicas respeite a máxima tensão CC estipulada na folha de dados do equipamento.

O ideal é sempre consultar o fabricante em relação à sobre-potência que cada equipamento suporta, pois, quanto maior a sobrecarga utilizada, maior vai ser a perda de energia gerada, logo deve haver um certo controle para que os ganhos em geração não sejam menores que as perdas usando essa técnica de dimensionamento.

Em uma simulação pelo PVsyst, o cálculo da perda por sobrecarga é contabilizado apenas quando a potência de geração das *strings* ultrapassa a potência nominal do inversor, quanto maior essa diferença maior será a perda, ou seja, nos momentos em que a potência de geração está apenas um pouco maior do que a potência nominal do inversor a perda é muito pequena, quase imperceptível. O programa calcula a potência da entrada do inversor de acordo com a incidência solar e analisa quando essa potência é maior do que a potência nominal do inversor, limitando a geração quando isso ocorre.

A análise prévia das perdas por sobrecarga é um bom método para auxiliar no dimensionamento dos inversores a serem usados em uma usina solar fotovoltaica. O ideal

recomendado pelo próprio PVsyst é que no dimensionamento do sistema a potência máxima de entrada não ultrapasse 30% da potência nominal do inversor, mas claro que deve ser levado em consideração as opções disponíveis no mercado e a diferença de preços entre inversores mais potentes e inversores menos potentes.

2.3.7. Envelhecimento dos equipamentos

Cada equipamento vai perdendo eficiência com o passar dos anos, devido ao desgaste natural dos seus componentes.

Os painéis solares em si são fabricados para durar muitos anos, no mínimo 25 anos, logo há a necessidade de se estudar como ocorre essa perda de eficiência.

Os inversores também possuem uma vida útil, mas normalmente é menor que a dos módulos fotovoltaicos, às vezes sendo necessário realizar uma troca por um novo equipamento depois de um certo tempo para manter o bom funcionamento do sistema.

Os cabos também possuem uma longa vida útil, normalmente em torno de 20 a 25 anos.

Mesmo com os equipamentos durando bastante tempo, todos eles vão perdendo eficiência ao longo do tempo e é muito importante saber disso para entender o funcionamento do sistema ao longo do tempo.

Uma maneira de basear o cálculo da degradação dos equipamentos é pela informação da garantia de funcionamento fornecida pelo fabricante, geralmente os fabricantes de painéis indicam uma degradação de 20% após 25 anos, mas essa forma não é muito utilizada pois é apenas indicado para módulos individualmente.

O PVsyst considera dois fatores de perdas por envelhecimento dos módulos, um pela degradação do painel em si e outro pelo mismatch que vai crescendo entre os módulos, tendo em vista que cada um tem uma degradação diferente e gera esse mismatch ao longo dos anos. As medições da taxa de degradação a longo prazo são bem escassas, pois as tecnologias do ramo são relativamente recentes. O próprio PVsyst usa como base algumas medições presentes em seu banco de dados, de módulos dos anos 1980 e 1990, com tecnologias bem antigas e define uma taxa média de degradação de -0,3%/ano. Já para o mismatch causado pela degradação dos módulos, o PVsyst utiliza um cálculo com o método de Monte Carlo (escolha de um grande número de distribuições aleatórias) para definir esse mismatch crescente, o que não é necessariamente preciso, mas é suficiente para uma simulação.

Além disso o PVsyst utiliza, para o cálculo das perdas no primeiro ano, a degradação referente a 6 meses de funcionamento, correspondente a um valor de 0,2%.

Da pra notar que são estimativas que não são totalmente precisas, mas é necessária para incluir esse tipo de perda em uma simulação, muitas vezes baseadas em dados empíricos não correspondentes a tecnologias atuais.

2.4. Legislações e normas vigentes

A legislação vigente no Brasil sobre energia solar fotovoltaica é composta pela lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022, publicada no Diário Oficial da União em 7 de janeiro de 2022. Essa lei se trata do marco legal da microgeração e da minigeração distribuída, com diversas definições sobre o assunto e com diretrizes que a microgeração e a minigeração devem seguir no país.

Em casos omissos dessa lei, o setor está amparado com a Resolução Normativa Nº 482, de 17 de abril de 2012, da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Essa resolução normativa era o documento que estabelecia as condições gerais antes da publicação da lei de 2022.

O presente trabalho não trata dos impactos da taxaço imposta pela lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022, pois o estudo de caso realizado é de uma usina já instalada, portanto possui isenço das taxas até o ano de 2045, logo esse quesito não entra no escopo do trabalho.

Ainda é importante destacar a ABNT NBR 10899 de 08/2020, Energia solar fotovoltaica – Terminologia, norma que define termos técnicos relacionados à conversão de energia solar em energia elétrica.

2.5. Geração distribuída

Para os propósitos deste trabalho, é importante ressaltar a seguinte definição retirada do Art. 1º da lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022:

XI - microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada, em corrente alternada, menor ou igual a 75 kW (setenta e cinco quilowatts) e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição de energia elétrica por meio de instalações de unidades consumidoras.

Como a própria definição já diz, um sistema de microgeração distribuída deve estar ligado na rede de distribuição de energia, logo é uma fonte alternativa para abastecer um consumidor de energia da rede. Esse consumidor utiliza do sistema de geração de energia renovável para suprir seu consumo ao invés de usar a energia disponibilizada pela rede da concessionária de energia local, mas nem sempre esse sistema vai estar gerando energia o suficiente para abastecer todas as cargas, aí entra o abastecimento de energia vinda da rede para suprir essa necessidade. Em contraponto, o sistema pode ter momentos que gera mais energia do que a necessidade do consumidor, então esse excesso de energia gerada é injetado na rede para que a concessionária possa utilizar para abastecer outros consumidores e é feita uma compensação financeira para o consumidor que gerou esse excesso.

2.6. PVsyst

Toda a análise do estudo de caso presente neste trabalho será feita em cima de uma simulação em um software especializado no assunto.

No mercado existem alguns softwares para simular sistemas de geração solar fotovoltaica, mas como o trabalho tem um foco principal nas perdas de geração de energia, faz-se necessário um software que aborde com detalhes e com clareza esse assunto.

A tabela 1 mostra a comparação de alguns softwares disponíveis no mercado para basear a escolha do que será utilizado.

Tabela 1 – Comparação de softwares de simulação.

Programa	Preço (conversões aproximadas)	Vantagens	Desvantagens
Solar Pro	Necessário solicitar orçamento com o distribuidor.	- Análise em 3 dimensões para sombreamento.	- Não analisa o impacto das outras perdas.
Homer Pro	R\$ 580,00 por ano (versão de estudante).	- Analisa o efeito da temperatura; - Degradação dos equipamentos com o tempo.	- Não analisa o impacto das outras perdas.
HelioScope	R\$ 850,00 por mês.	- Analisa todas as perdas; - Análise em 3 dimensões para sombreamento;	- Preço muito elevado.
PVsyst	R\$ 150,00 por ano (versão de estudante).	- Analisa todas as perdas; - Análise em 3 dimensões para sombreamento; - Preço acessível.	- Banco de dados de equipamentos bem desatualizado.

Fonte: Adaptado dos websites dos programas.

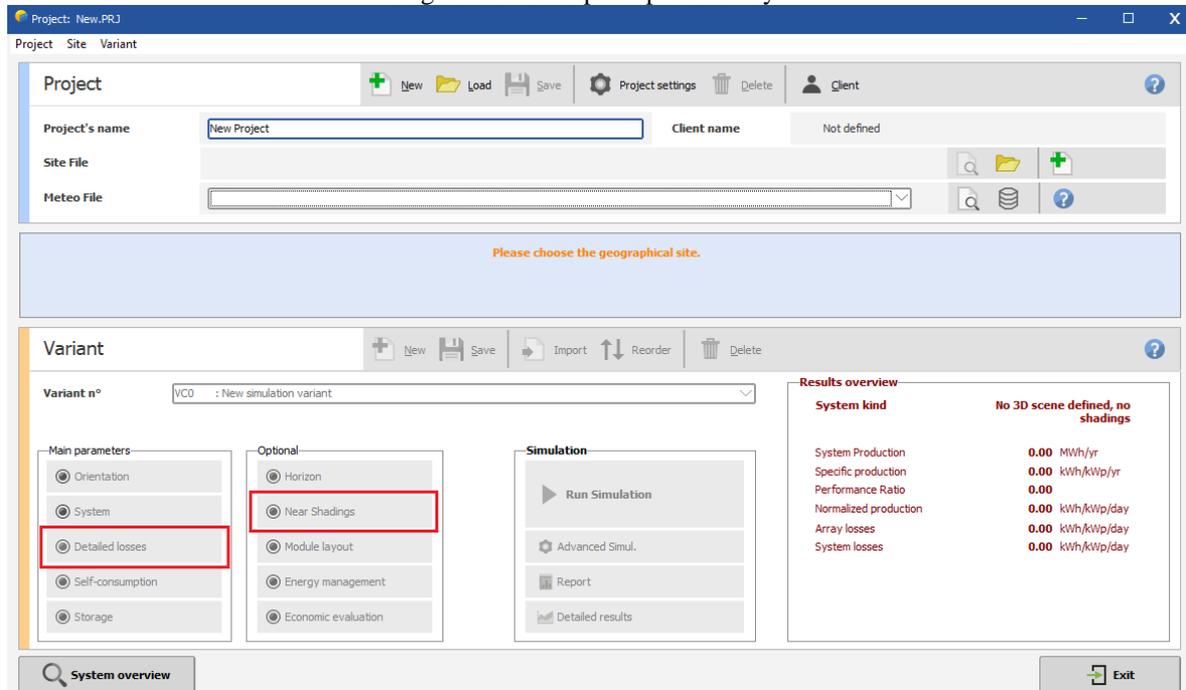
O software Solar Pro da empresa japonesa Laplace System e o programa Homer Pro, da empresa americana Homer Energy são descartados pois não possuem ferramentas suficientes para realizar um trabalho como esse.

Já o HelioScope, da empresa americana Aurora Solar, é descartado pelo seu preço elevado.

Partindo para o PVsyst, da empresa suíça PVsyst SA, ele possui uma seção específica para a simulação de perdas, que detalha, separadamente, cada perda de potência e mostra como calcular ou estimar cada uma delas, ainda é possível fazer uma simulação do trajeto que o sol faz no local em cada dia do ano, de acordo com as coordenadas inseridas no projeto, além de possuir uma sessão de ajuda onde detalha o passo a passo para o cálculo ou estimativa de todas as perdas.

Levando em conta a comparação dos programas, o PVsyst foi o escolhido para ser utilizado neste trabalho, pois possui todas as ferramentas próprias para se fazer uma boa simulação, trazendo resultados bem assertivos e um preço acessível. Na figura 11 há a tela principal do PVsyst com destaque para as opções focadas em detalhamento de perdas

Figura 11 – Tela principal do PVsyst.



Fonte: O próprio autor, a partir de PVsyst.

3. ESTUDO DE CASO

Neste trabalho será feito um estudo de caso de um projeto de energia solar fotovoltaica onde há um sistema instalado e funcional.

A usina está instalada em uma loja de iluminação localizada no bairro da Aldeota em Fortaleza/CE.

Serão analisados os dados do projeto e as perdas de geração esperadas para o sistema. Haverá uma comparação da geração esperada com a geração observada atualmente na instalação física do sistema.

Com as perdas detalhadas no projeto será feita uma análise das consequências financeiras dessas perdas e quais possíveis soluções poderiam ser adotadas para minimizar esse impacto e o porquê certas soluções não foram aplicadas na prática.

A análise do projeto será feita por um software específico para esse tipo de simulação, o PVsyst, utilizado na versão 7.2, que ajudará a simular a geração toda a geração do sistema ao longo de um ano e todas as perdas presentes.

Além do software PTC Mathcad Prime 8.0.0.0 para auxiliar nos cálculos necessários para o desenvolvimento do trabalho.

Todas as informações necessárias foram disponibilizadas pela empresa Ética Engenharia em Energia Solar Ltda, que foi responsável por projetar e instalar o sistema.

3.1. Consumo

O primeiro passo de um projeto de energia solar é o dimensionamento da usina a ser projetada. Para isso há uma análise do consumo do consumidor que será beneficiado pela energia gerada, a fim de identificar a necessidade de geração.

Nesse caso específico o estabelecimento ainda estava em fase de construção quando foi feito esse levantamento de consumo, portanto não havia um histórico de consumo para ser analisado, logo houve um levantamento das cargas a serem utilizadas no local e qual seria a rotina de uso dessas cargas, feito em conjunto com o dono do estabelecimento, no final dessa análise chegou-se a um consenso com o cliente de que seria necessário em média de 4.000 kWh/mês a 5.000 kWh/mês para suprir a necessidade de consumo e gerar um certo conforto na utilização da energia.

Com a necessidade determinada, foi possível dimensionar um sistema que gere, em média, por mês, uma energia nessa faixa e que tenha um bom custo-benefício para o cliente.

3.2. Localização

Outra informação importante a se levar em consideração é o local onde seria feita a instalação do sistema, para poder identificar, ou não, a presença de certas perdas de geração.

O sistema está no telhado da edificação situada neste endereço: Rua Professor Dias da Rocha, nº 1314, bairro Aldeota, CEP 60170-285, na cidade de Fortaleza, no estado do Ceará. Com coordenadas geográficas: latitude $3,7407307095078153^\circ$ sul e longitude $38,4934839557115^\circ$ oeste e com coordenadas UTM (Universal Transversa de Mercator): 556244,0057406189 m no eixo X e 9586514,748041607 m no eixo Y.

Se trata de um local urbano de uma grande cidade, portanto alguns pontos de atenção são os grandes prédios nas proximidades, a poluição ao longo dos anos e as árvores próximas ao telhado em questão.

3.3. Irradiação solar

De acordo com a terminologia da NBR 10899, a Irradiância Solar, é definida como a “taxa na qual a radiação solar incide em uma superfície, por unidade de área desta superfície, normalmente medida em watt por metro quadrado (W/m^2)” (ABNT, 2017), já a Irradiação Solar é definida como a “irradiância integrada durante um intervalo de tempo especificado, normalmente uma hora ou um dia, medida em watt hora por metro quadrado (Wh/m^2)” (ABNT, 2017).

A irradiação solar total é composta por componentes, sendo essas, a irradiação difusa, a irradiação direta e a irradiação global, sendo que todas devem ser consideradas na projeção de geração de um sistema de energia solar fotovoltaica.

A radiação solar é medida através de equipamentos próprios para essa função, por exemplo o Piranômetro, mostrado na figura 12.

Figura 12 – Piranômetro.



Fonte: Unimetro.

Algumas instituições possuem base de dados das medições meteorológicas de irradiação solar e auxiliam nas simulações e projeções de geração de energia, como é o caso do CRESESB (Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito), que possui o programa SunData, que possui uma base de dados dessas. Na tabela 2 há um exemplo de medições desse programa para o município do projeto em estudo.

Tabela 2 – Irradiação solar diária média mensal em Fortaleza/CE.

Angulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]													
		Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	Delta
Plano Horizontal	0° N	5,80	5,86	5,65	4,93	5,27	5,27	5,45	5,78	5,97	6,27	6,38	6,08	5,73	1,44
Ângulo igual a latitude	4° N	5,65	5,77	5,63	5,00	5,42	5,46	5,63	5,90	6,00	6,19	6,22	5,90	5,73	1,22
Maior média anual	3° N	5,69	5,79	5,64	4,98	5,38	5,41	5,59	5,87	5,99	6,21	6,26	5,95	5,73	1,28
Maior mínimo mensal	16° N	5,10	5,38	5,48	5,08	5,73	5,89	6,03	6,12	5,94	5,85	5,63	5,24	5,62	1,04

Fonte: Adaptado de CRESESB.

A ferramenta PVsyst possui algumas opções de base de dados de outras instituições, como Meteonorm 8.0, NASA-SSE e PVGIS TMY. Todas essas são bases de dados que abrangem todas as regiões mundialmente, mas a base NASA-SSE utiliza dados de satélites, enquanto as outras utilizam dados de estações solarimétricas espalhadas ao redor do mundo. Nesse estudo de caso será utilizada a base Meteonorm 8.0 que contém dados mais atualizados e mais precisos para a região. Dados mostrados na figura 13.

Figura 13 – Dados importados da base Meteonorm 8.0.

	Global horizontal irradiation kWh/m ² /day	Horizontal diffuse irradiation kWh/m ² /day	Temperature °C	Wind Velocity m/s	Linke turbidity [-]	Relative humidity %
January	5.59	2.65	27.5	4.40	3.567	75.7
February	4.99	2.74	27.4	3.90	3.523	78.9
March	5.27	2.66	27.3	3.39	3.550	79.8
April	4.84	2.44	26.7	3.30	3.391	82.6
May	4.85	2.36	27.2	3.81	3.458	79.2
June	4.84	2.30	26.4	4.20	3.369	78.0
July	5.09	2.27	26.6	4.70	3.279	73.5
August	5.74	2.33	26.8	5.50	3.419	70.1
September	5.95	2.48	26.7	6.00	3.833	70.6
October	6.16	2.47	27.4	6.00	3.813	69.7
November	6.41	2.44	27.2	5.71	3.583	71.9
December	5.90	2.47	27.8	5.20	3.694	72.2
Year ?	5.47	2.47	27.1	4.7	3.540	75.2
	Paste	Paste	Paste	Paste		

Fonte: PVsyst e Meteonorm 8.0.

3.4. A usina

A potência dimensionada para a usina em questão foi de 38,94 kWp de potência máxima dos painéis e 25 kW de potência nominal do inversor.

3.4.1. Inversor

O inversor utilizado foi o Sunny Tripower - STP 25.000TL-30, da marca SMA Solar Technology AG, com potência nominal de 25 kW, 2 MPPTs, 6 *strings* e rendimento máximo de 98,30%. Na figura 14 tem mais alguns dados retirados da folha de dados disponibilizada pela fabricante do equipamento.

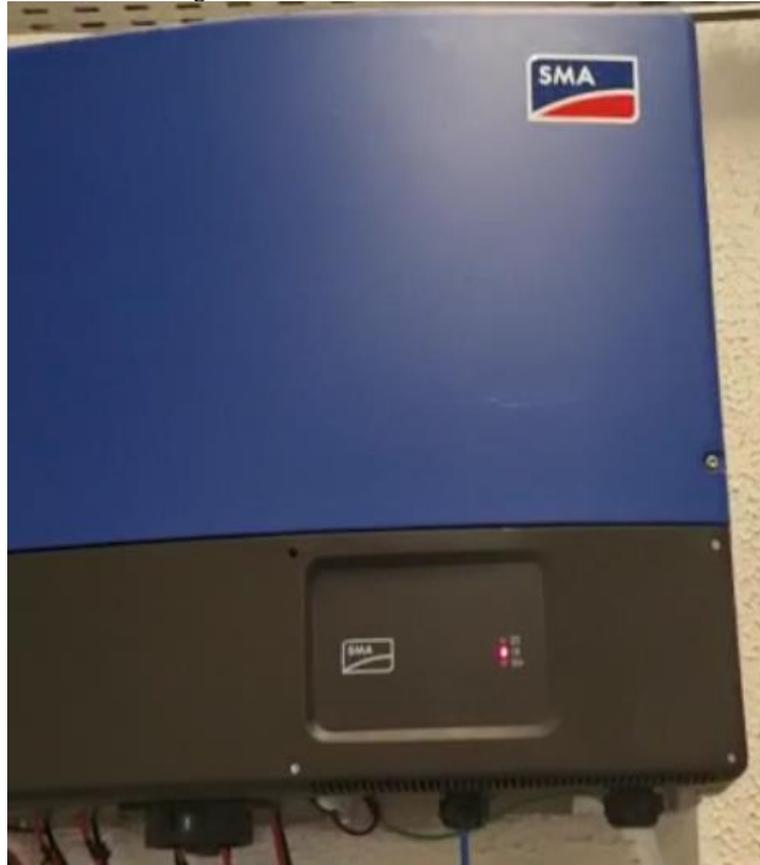
Figura 14 – Folha de dados do Sunny Tripower - STP 25.000TL-30.

Dados técnicos	Sunny Tripower 15000TL	Sunny Tripower 20000TL	Sunny Tripower 25000TL
Entrada (CC)			
Máx. potência do gerador fotovoltaico	27000 Wp	36000 Wp	45000 Wp
Potência atribuída CC	15330 W	20440 W	25550 W
Tensão máx. de entrada	1000 V	1000 V	1000 V
Intervalo de tensão MPP / tensão atribuída de entrada	240 V a 800 V / 600 V	320 V a 800 V / 600 V	390 V a 800 V / 600 V
Tensão mín. de entrada / tensão de entrada inicial	150 V / 188 V	150 V / 188 V	150 V / 188 V
Corrente máx. de entrada Entrada A / Entrada B	33 A / 33 A	33 A / 33 A	33 A / 33 A
Corrente máx. de curto-circuito Entrada A / Entrada B	43 A / 43 A	43 A / 43 A	43 A / 43 A
Número de entradas MPP independentes / strings por entrada MPP	2 / A:3; B:3	2 / A:3; B:3	2 / A:3; B:3
Saída (CA)			
Potência atribuída (a 230 V, 50 Hz)	15000 W	20000 W	25000 W
Potência aparente CA máx.	15000 VA	20000 VA	25000 VA
Tensão nominal CA		3 / N / PE; 220 V / 380 V 3 / N / PE; 230 V / 400 V 3 / N / PE; 240 V / 415 V	
Intervalo de tensão CA		180 V a 280 V	
Frequência de rede CA / intervalo		50 Hz / 44 Hz a 55 Hz 60 Hz / 54 Hz a 65 Hz	
Frequência de rede atribuída / tensão de rede atribuída		50 Hz / 230 V	
Corrente máx. de saída / corrente atribuída de saída	29 A / 21,7 A	29 A / 29 A	36,2 A / 36,2 A
Fator de potência na potência atribuída / Factor de desfasamento ajustável		1 / 0 sobreexcitado a 0 subexcitado	
THD		≤ 3%	
Fases de injeção / fases de ligação		3 / 3	
Rendimento			
Rendimento máx. / europeu	98,4% / 98,0%	98,4% / 98,0%	98,3% / 98,1%
Dispositivos de protecção			
Ponto de seccionamento no lado de entrada		●	
Monitorização da ligação à terra / monitorização da rede		● / ●	
Descarregador de sobretensões CC: SPD tipo II		○	
Protecção contra inversão de polaridade CC / Resistência a curtos-circuitos CA / Galvanicamente separado		● / ● / -	
Unidade de monitorização de corrente residual sensível a todas as correntes		●	
Classe de protecção (conforme a IEC 62109-1) / categoria de sobretensão (conforme a IEC 62109-1)		I / AC: III; DC: II	
Dados gerais			
Dimensões (l / A / P)	661 / 682 / 264 mm (26,0 / 26,9 / 10,4 inch)		
Peso	61 kg (134,48 lb)		
Gama de temperatura de serviço	-25 °C a +60 °C (-13 °F a +140 °F)		
Emissões sonoras, típicas	51 dB(A)		
Autoconsumo (noite)	1 W		
Topologia / princípio de refrigeração	Sem transformador / OptiCool		
Grau de protecção (conforme a IEC 60529)	IP65		
Classe de condições ambientais (conforme a IEC 60721-3-4)	4K4H		
Valor máximo admissível da humidade relativa (sem condensação)	100%		
Equipamento / função / acessórios			
Ligação CC / ligação CA	SUNCLIX / terminal de mola		
Visor	○		
Interface: RS485, Speedwire/Webconnect	○ / ●		
Interface de dados: SMA Modbus / SunSpec Modbus	● / ●		
Relé multifunções / Power Control Module	○ / ○		
SMA ShadeFix / Integrated Plant Control / Q on Demand 24/7	● / ● / ●		
Capacidade off-grid / Compatível com SMA Fuel Save Controller	● / ●		
Garantia: 5 / 10 / 15 / 20 anos	● / ○ / ○ / ○		
Homologações e certificados (mais a pedido)	ANRE 30, AS 4777, BDEW 2008, C10/11:2012, CE, CEI 0-16, CEI 0-21, DEWA 2.0, EN 50438:2013*, GS9/3, IEC 60068-2-x, IEC 61727, IEC 62109-1/2, IEC 62116, MEA 2013, NBR 16149, NEN EN 50438, NRS 097-2-1, PEA 2013, PFC, RD 1699/413, RD 661/2007, Res. n°7:2013, RIG compliant, SI4777, TOR D4, TR 3.2.2, UTE C15-712-1, VDE 0126-1-1, VDE-AR-N 4105, VFR 2014		
* Não se aplica a todos os anexos nacionais da EN 50438			
Designação do modelo	STP 15000TL-30	STP 20000TL-30	STP 25000TL-30

Fonte: SMA Solar Technology AG.

Nas figuras 15 e 16 mostram o inversor e o quadro de protecção CA da usina.

Figura 15 – Inversor em funcionamento.



Fonte: Ética Energia Solar.

Figura 16 – Quadro de proteção CA.

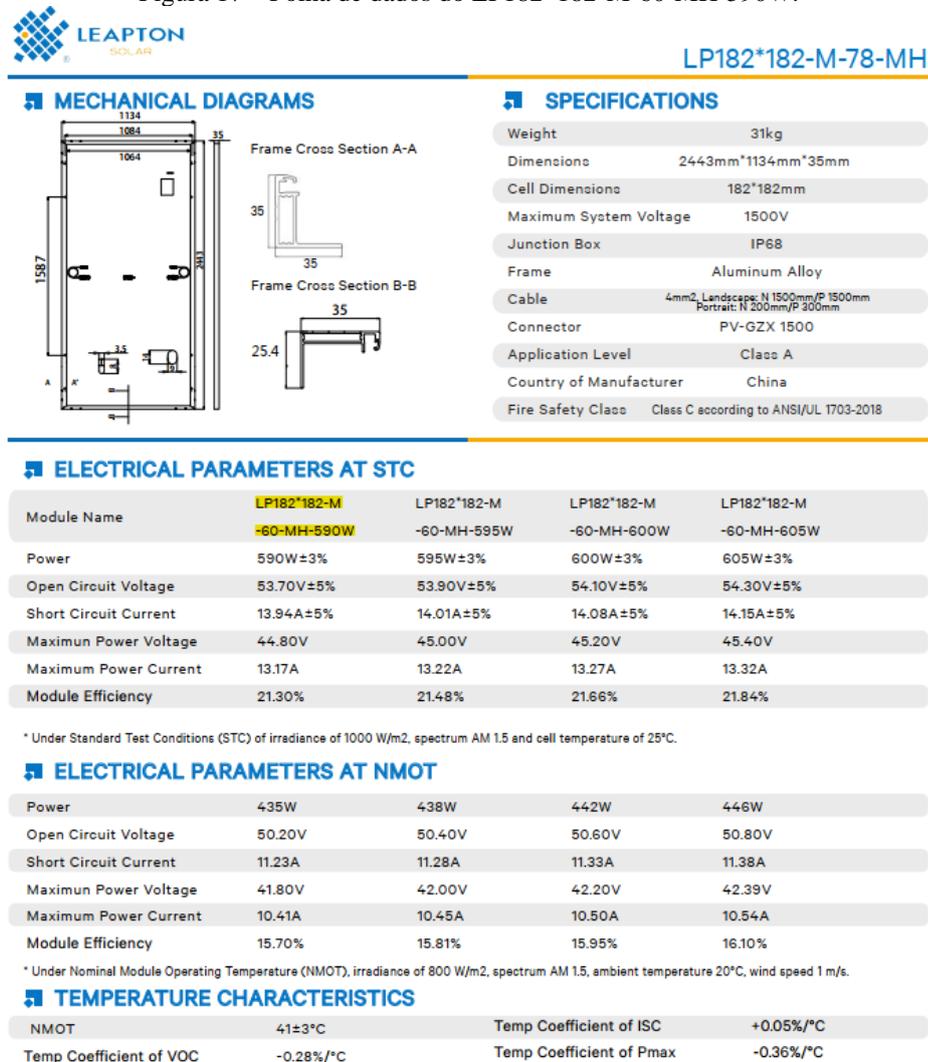


Fonte: Ética Energia Solar.

3.4.2. Módulos fotovoltaicos

Os módulos utilizados foram os LP182*182-M-60-MH-590W, da marca Leapton Solar, com potência máxima de 590 W e eficiência de 21,30%. Foram utilizados 66 desses painéis, totalizando uma potência máxima de 38,94 kWp para o sistema e, como mostrado na figura 14, o inversor utilizado suporta uma entrada de até 45 kWp, então essa potência utilizada está compatível com o inversor. Na figura 17 tem mais alguns dados retirados da folha de dados disponibilizada pela fabricante do equipamento. Na figura 18 há a disposição dos painéis sobre o telhado do estabelecimento.

Figura 17 – Folha de dados do LP182*182-M-60-MH-590W.



Fonte: Leapton Solar.

Figura 18 – Foto dos painéis na usina.



Fonte: Ética Energia Solar.

3.4.3. Estrutura de fixação

A estrutura de fixação utilizada de acordo com o telhado em questão e os painéis fotovoltaicos, no estabelecimento o telhado é feito de telhas metálicas com terças metálicas.

Logo o equipamento de fixação selecionado foi da linha Smart para telhado metálico com parafuso prisioneiro para metal, da marca Solar Group.

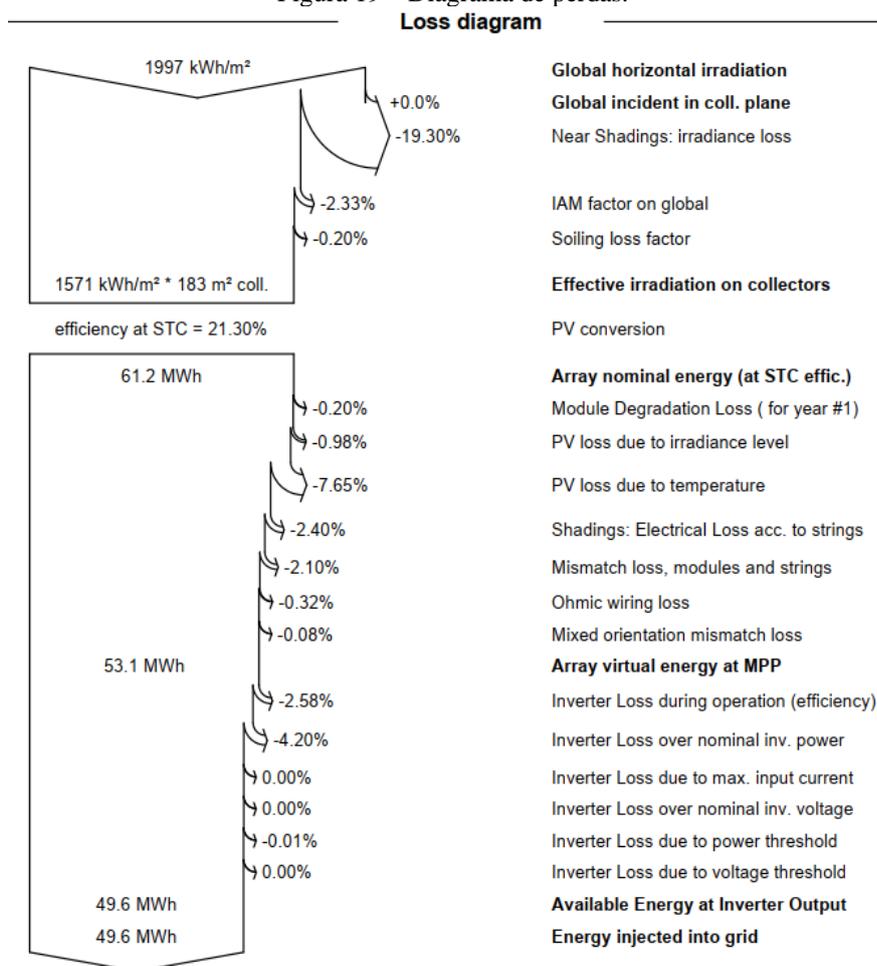
Essa estrutura faz com que os módulos instalados sigam a orientação e a inclinação do próprio telhado, não sendo possível regular a altura, o sentido e a inclinação dos equipamentos. Essa limitação dificulta o melhor aproveitamento do sol, mas por a usina estar em uma localidade relativamente perto da linha do equador, essa limitação não produzirá perdas de geração tão significativas para o sistema.

3.5. Perdas detalhadas

Partindo para a análise detalhada das perdas do sistema e inserindo no PVsyst para ser feita a análise de geração de energia.

Na figura 19 é mostrado o diagrama de perdas gerado pelo software no formato de um diagrama de Sankey, contendo todo o percentual de perdas e a geração total em 1 ano de funcionamento da usina. O diagrama foi extraído do relatório de simulação que se encontra completo no anexo A.

Figura 19 – Diagrama de perdas.



Fonte: PVsyst.

Traduzindo os termos mostrados no diagrama temos:

- “*Near shadings*”: sombreamentos próximos, é a perda de irradiação causada pelos sombreamentos de elementos próximos;
- “*IAM factor*”: modificador do ângulo de incidência, um modificador da irradiação absorvida pelos módulos por conta do ângulo de incidência do sol;
- “*Soiling loss*”: perdas pelo ambiente;
- “*Effective irradiation on collectors*”: irradiação efetiva nos painéis solares;
- “*PV conversion*”: conversão fotovoltaica;
- “*Efficiency at STC*”: eficiência de conversão dos painéis (vindo do datasheet dos painéis);
- “*Array nominal energy*”: Energia nominal gerada pelos painéis;
- “*Module degradatian (for year #1)*”: envelhecimento dos painéis (no o primeiro ano);

- “*PV loss due to the irradiance level*”: perdas devido ao nível de irradiância, (vinda do datasheet dos painéis);
- “*PV loss due to temperature*”: perdas devido a temperatura;
- “*Shadings: electrical loss acc. to strings*”: perdas por sombreamento em diferentes painéis de cada *string*;
- “*Mismatch loss*”: perdas por mismatch;
- “*Ohmic wiring loss*”: perdas ôhmicas nos cabamentos;
- “*Mixed orientation mismatch loss*”: perdas por mismatch causadas por orientações variadas dos painéis;
- “*Array virtual energy at MPP*”: energia gerada virtual na entrada das MPPTs do inversor;
- “*Inverter loss during operation*”: Perdas devido a eficiência do inversor;
- “*Inverter loss over nominal inv. power*”: perdas por sobrecarga do inversor;
- “*Available energy at inverter output*”: energia disponível na saída do inversor.

3.5.1. Sombreamento

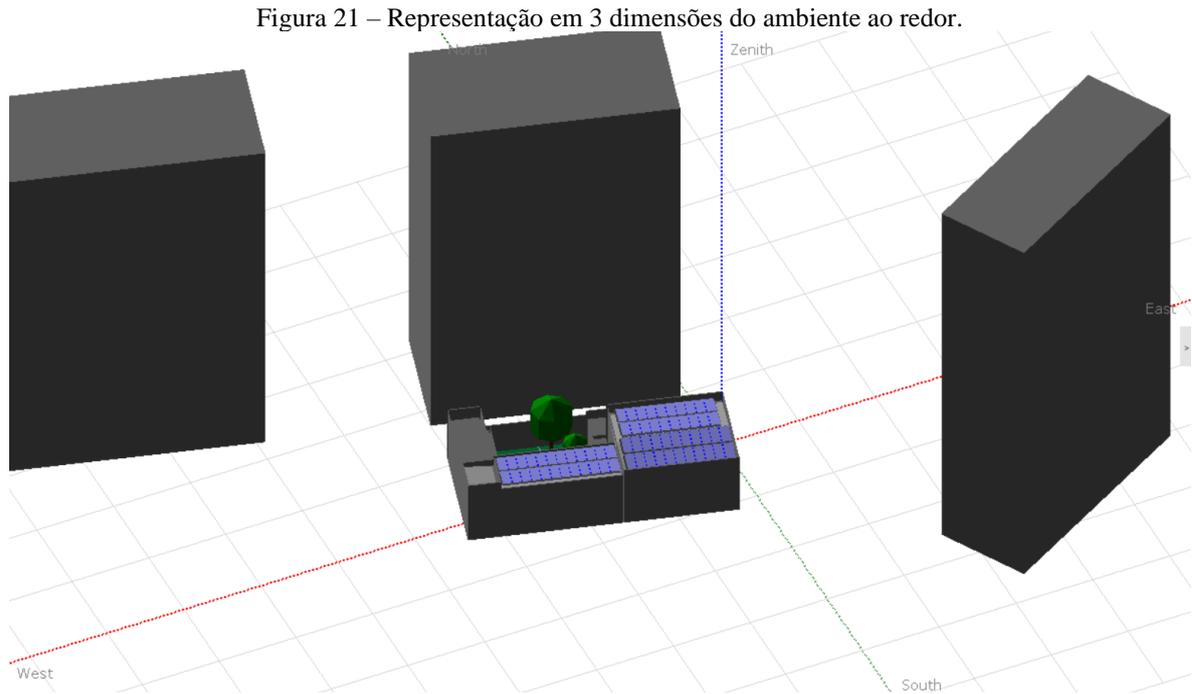
Para a análise de sombreamento é necessário analisar o ambiente ao redor do local onde foi feita a instalação, visto na figura 20.

Figura 20 – Imagem de satélite do local.



Fonte: O próprio autor, a partir de Google Earth, 2022.

Dá para perceber alguns prédios e árvores ao redor do telhado que poderão causar sombreamento, além das próprias particularidades da arquitetura do local. Colocando todos esses objetos na opção “*Near Shadings*” do PVsyst o programa simulará as perdas por sombreamento. Na figura 21 há a representação do estabelecimento, dos 3 prédios mais próximos, das árvores podadas e da usina com as devidas inclinações e azimutes.



Fonte: O próprio autor.

Com a representação, o software simula a posição do sol em cada dia do ano e o impacto das sombras geradas, fornecendo vídeos que mostram essas sombras e uma tabela de sombreamento mostrada na figura 22.

Figura 22 – Tabela de fator de sombreamento conforme os azimutes e inclinações.

Near shadings parameter																				
Shading factor table																				
Shading factor table according to strings, for the beam component, Orient. #1																				
Azimuth	-180°	-160°	-140°	-120°	-100°	-80°	-60°	-40°	-20°	0°	20°	40°	60°	80°	100°	120°	140°	160°	180°	
Height																				
90°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
80°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
70°	0.000	0.000	0.023	0.023	0.023	0.023	0.000	0.204	0.363	0.454	0.250	0.045	0.045	0.045	0.045	0.045	0.000	0.000	0.000	0.000
60°	0.000	0.023	0.045	0.045	0.045	0.045	0.250	0.750	0.909	1.000	0.682	0.500	0.045	0.045	0.045	0.045	0.045	0.000	0.000	0.000
50°	0.000	0.045	0.182	0.182	0.045	0.045	0.386	0.750	0.909	1.000	0.818	0.500	0.045	0.045	0.045	0.045	0.045	0.000	0.000	0.000
40°	0.023	0.045	0.295	0.909	0.227	0.045	0.386	0.864	0.955	1.000	0.818	0.932	0.114	0.045	0.045	0.045	0.045	0.000	0.023	0.023
30°	0.045	0.045	0.295	1.000	0.818	0.045	0.614	0.864	0.955	1.000	0.818	1.000	0.773	0.114	0.114	0.068	0.045	0.000	0.045	0.045
20°	0.045	0.045	0.318	1.000	0.818	0.318	0.636	0.864	0.955	1.000	0.818	1.000	0.886	0.136	0.136	0.114	0.045	0.045	0.045	0.045
10°	0.045	0.136	0.409	1.000	0.818	0.409	0.705	0.864	0.955	1.000	0.909	1.000	0.955	0.318	0.273	0.227	0.091	0.045	0.045	0.045
2°	0.045	0.227	0.500	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	0.932	1.000	1.000	0.932	0.409	0.341	0.136	0.045	0.045	0.045

Shading factor for diffuse: 0.297 and for albedo: 0.924

Fonte: PVsyst.

Essas sombras causam uma perda de 19,30% na irradiância, conforme aparece no diagrama de perdas.

3.5.2. Temperatura

A usina em questão possui uma circulação de ar nos módulos, logo, como exposto no tópico 2.3.2, o coeficiente a ser inserido na simulação deve ser: $U_c = 20 \text{ W/m}^2 \cdot \text{k}$.

Esse coeficiente causa uma perda de 7,65% na eficiência da usina, conforme aparece no relatório da simulação.

3.5.3. Mismatch

Como na usina todos os painéis são da mesma marca e modelo, com a mesma potência nominal, as perdas por mismatch tendem a ser mínimas, mas mesmo com os painéis teoricamente iguais, em uma usina real, os painéis não são ideais nem rigorosamente idênticos, devido a questões de fabricação.

Portanto, faz-se necessário uma estimativa de porcentagem de perdas por mismatch. Como o próprio software indica, o valor padrão dessa estimativa é de 2%, como mostrado na figura 23.

Figura 23 – Estimativa de perdas por mismatch.

Module mismatch losses default ?

Power Loss at MPP %

Loss when running at fixed voltage %
 Not relevant when MPPT operation

Fonte: PVsyst.

3.5.4. Perdas ôhmicas

Para calcular as perdas ôhmicas nos cabeios da usina o PVsyst tem uma seção específica que pede as informações sobre os cabos utilizados e o comprimento do cabeamento, como mostrado na figura 24.

Figura 24 – Estimativa de perdas ôhmicas.

Wiring layout

One string : 11 modules

String module connections —

Aver. length m/circuit

Section mm²

Please specify the total wire length for each circuit ("Sketch" button)

Per circuit		Global array	
Current A	Resistance mΩ	Resistance mΩ	
13.2	71	6 strings : 11.8	

Field global wiring resistance: 30.6 mΩ

MPP loss fraction at STC: 0.5 %

Total copper mass: 6 kg

Total wire cost: 0 EUR

Fonte: PVsyst.

Para os cabos solares usados para conectar as *strings* foram usados cabos solares de cobre de seção de 4 mm², já para o cabeamento CA que liga o inversor ao quadro elétrico foi utilizado cabo de cobre de seção de 10 mm².

Essa resistência presente nos cabos que são responsáveis pela perda de energia e representam uma perda de 0,32%, como mostrado no diagrama de perdas.

3.5.5. Perdas pelo ambiente

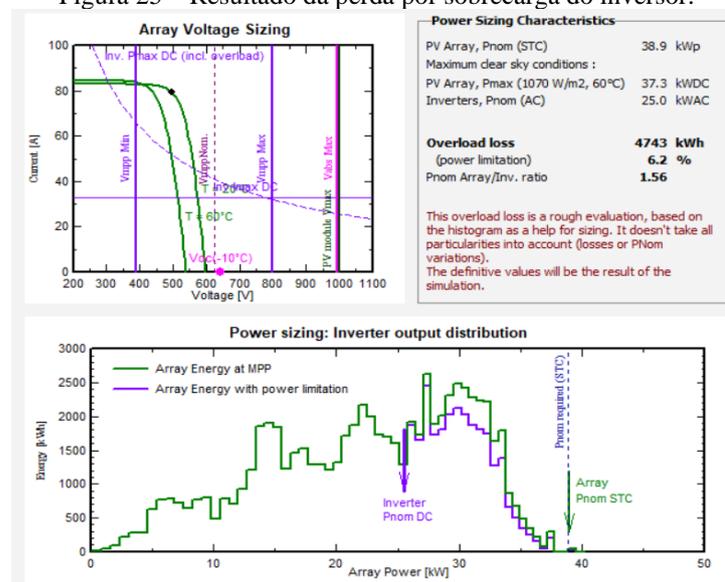
A usina está localizada em uma zona urbana, onde não há presença de indústrias no entorno, nem presença de animais que poderiam afetar a sua eficiência, além de que a região possui um clima de chuvas relativamente regulares, ajudando na limpeza natural dos painéis.

Segundo o manual do PVsyst, por esses fatores, as perdas pelo ambiente representam menos de 1% e podem até ser negligenciadas, mas a usina está instalada em uma cidade litorânea que possui uma incidência de maresia que acaba acumulando sujeira ao longo do tempo nos módulos, então para fins desse estudo de caso será considerado uma perda de 0,2%.

3.5.6. Sobrecarga do inversor

O inversor utilizado suporta um alto nível de sobrecarga, mas mesmo não sendo utilizado um sistema para explorar toda essa sobrecarga suportável, ainda há uma grande perda pela sobrecarga do inversor. Após definir no PVsyst os parâmetros do sistema, o programa mostra o resultado da perda por sobrecarga, mostrado na figura 25. Essa perda representa 4,20% no diagrama de perdas.

Figura 25 – Resultado da perda por sobrecarga do inversor.



Fonte: PVsyst.

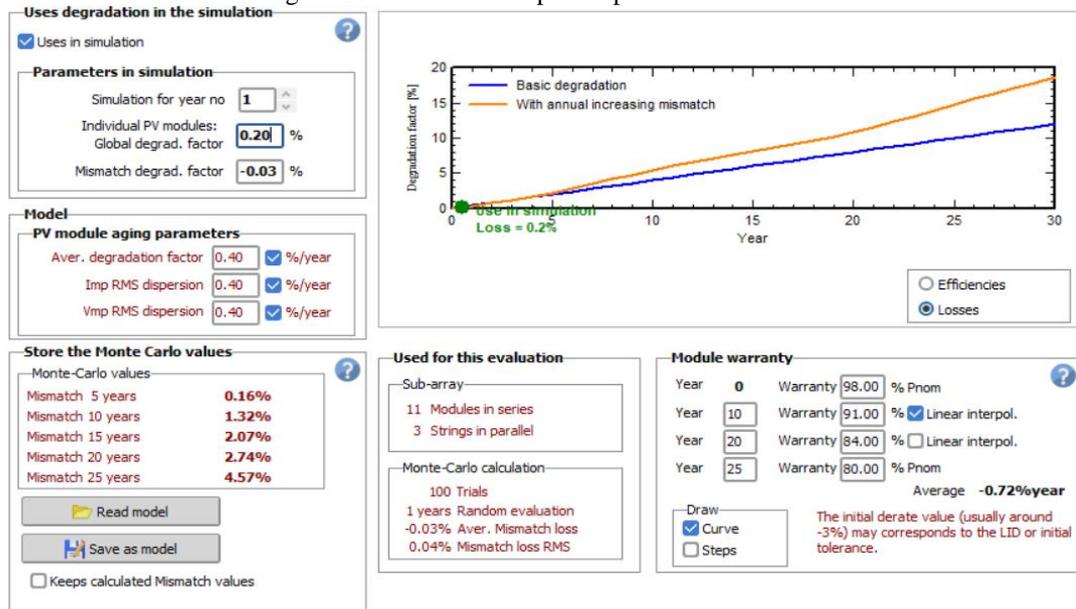
3.5.7. Envelhecimento dos equipamentos

Como o próprio fabricante garante na folha de dados dos painéis, após 25 anos os painéis ainda terão 80% de eficiência.

Essas perdas por envelhecimento são graduais e aumentam a cada ano, além de aumentar também as perdas por mismatch ao longo dos anos, por envelhecimento de outros equipamentos.

A figura 26 mostra o detalhamento dessas perdas, onde no primeiro ano de funcionamento da usina há uma perda de 0,20%, aumentando 0,40% por ano. Se for seguir pela garantia do fabricante, essa perda aumenta em média 0,72% ao ano. Além das perdas por mismatch que em 25 anos devem estar em 4,57%.

Figura 26 – Detalhes das perdas por envelhecimento.



Fonte: PVsyst.

3.6. Geração esperada X geração observada

De acordo com o resultado da simulação realizada no PVsyst, os dados de geração de energia da usina é de 49,59 MWh/ano, ou uma média de 4.132,50 kWh/mês, com uma taxa de desempenho (*performance ratio*) de 63,76%, conforme mostrado na figura 27, extraída do relatório de simulação. Ou seja, o impacto total das perdas dessa usina é de 36,24% no primeiro ano de funcionamento.

Segundo um estudo exposto em GTES (2014), nas condições do Brasil, sistemas bem ventilados e não sombreados possuem uma taxa de desempenho entre 70% e 80%.

Figura 27 – Resultados de produção de energia da usina.

Results summary					
Produced Energy	49.59 MWh/year	Specific production	1274 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	63.76 %

Fonte: PVsyst.

É possível analisar também o indicador de rendimento final (*final yield*), vendo a relação entre a energia produzida pela usina e potência nominal do sistema fotovoltaico com o seguinte cálculo:

$$Y_f = \frac{E_{fv}}{P} \quad (7)$$

Onde:

Y_f = Rendimento final em kWh/kW/ano

E_{fv} = Energia produzida pelo sistema fotovoltaico em kWh/ano

P = Potência do gerador para produzir energia em kW

Resultando em um rendimento final de 1,9836 MWh/kW/ano. Mostrando que para cada kW nominal da usina resulta em uma geração de quase 2 MWh/ano. Indicador útil para analisar possíveis futuras expansões para essa usina, ou para novas usinas próximas a essa.

Considerando que a usina em questão já está instalada e funcionando, há a possibilidade de comparar a estimativa de geração, resultante da simulação, e a real geração de energia do sistema, mostrada pelo monitoramento do inversor da usina, que compila os dados de geração dia a dia.

A usina começou seu funcionamento em julho de 2022, logo será usado os dados apenas dos meses seguintes para obter resultados de meses onde houve geração todos os dias. Então para esse trabalho será levado em consideração os dados de agosto de 2022 a outubro de 2022, mostrados na tabela 3.

Tabela 3 – Produção de energia da usina, extraído do site de monitoramento do inversor SMA.

Mês	Geração
ago/22	4.734,86 kWh
set/22	4.973,74 kWh
out/22	5.224,47 kWh

Fonte: Adaptado de Sunny Portal (SMA).

Já na tabela 4, são mostrados os dados de geração esperada, referente aos mesmos, dados retirados do relatório de simulação.

Tabela 4 – Produção de energia da usina, extraído do relatório de simulação do PVsyst.

Mês	Geração
ago/22	4.786,00 kWh
set/22	5.151,00 kWh
out/22	5.180,00 kWh

Fonte: Adaptado de PVsyst.

Comparando os números simulados com os números reais, a geração mês a mês foi bem semelhante, sendo que a geração simulada em agosto e setembro foram maiores do que a geração real, mas em outubro o cenário foi o contrário.

Olhando para as médias nesse período, a média de produção simulada para os 3 meses foi de 5.039,00 kWh, já a média de produção real foi de 4.977,69 kWh. Uma diferença de aproximadamente 1,22%, mostrando a grande similaridade entre a simulação e o real.

3.7. Impacto financeiro das perdas

Voltando a análise para as perdas em si, é possível fazer uma análise do real impacto financeiro dessas perdas, pois a energia que deixa de ser gerada, também deixa de ser injetada e convertida em créditos energéticos pela concessionária de energia.

Segundo a Resolução Homologatória nº 3.026, de 19 de abril de 2022 da ANEEL, que Homologa o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2022, para a Enel CE, no subgrupo B3, modalidade convencional, a soma da Tarifa de Energia (TE) e da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) está em R\$ 0,73, mas considerando os impostos presentes na fatura de energia, como o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), o Programa de Integração Social (PIS) e a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS), o valor da tarifa fica por volta de R\$ 0,91, que será o valor considerado para o cálculo do impacto financeiro das perdas, mostrado no anexo D.

Como mostrado nos cálculos do anexo D, a economia do estabelecimento no primeiro ano está projetada para o valor de R\$ 45.136,00, mas se não houvesse perdas no sistema, esse valor aumentaria em R\$ 25.699,37. Isso mostra que as perdas impactam de forma bem significativa no desempenho do sistema e no resultado financeiro da geração de energia dos equipamentos, o impacto financeiro dessas perdas representa aproximadamente 56,94% do valor da economia atua projetada, representa, ainda, uma média de R\$ 2.141,61 por mês. Mas é válido lembrar que não é possível reduzir 100% das perdas de um sistema, logo essa economia nunca chegaria ao seu valor máximo, mas mesmo assim é importante reduzir ao máximo as

perdas para aumentar o quanto puder o benefício financeiro gerado pelo sistema solar fotovoltaico.

Levando em consideração o custo dessa usina, que foi de R\$ 159.800,00, dado disponibilizado pela empresa Ética Energia Solar, incluindo todo o material e o serviço, possibilita uma análise de retorno financeiro com as perdas e sem uma parte delas elas. Na tabela 5 há o cálculo simples de fluxo de caixa da usina com as perdas atuais, projetando apenas a economia anual pela energia gerada, considerando um reajuste anual da tarifa de energia de 7,24%, uma taxa de degradação dos equipamentos de 0,20% no primeiro ano e 0,42% ao ano (valores baseados na simulação) e sem considerar ICMS sobre a energia injetada, para os 9 primeiros anos de funcionamento da usina. Resultando em um retorno do investimento em 3 anos e 5 meses.

Tabela 5 – fluxo de caixa da usina com as perdas atuais.

Ano	Fluxo de Caixa	Acumulado	Economia
0	-R\$ 159.800,00	-R\$ 159.800,00	-
1	R\$ 49.649,60	-R\$ 111.242,93	R\$ 49.649,60
2	R\$ 53.244,23	-R\$ 60.316,19	R\$ 53.244,23
3	R\$ 57.099,11	-R\$ 6.904,12	R\$ 57.099,11
4	R\$ 61.233,09	R\$ 49.114,57	R\$ 61.233,09
5	R\$ 65.666,36	R\$ 107.867,07	R\$ 65.666,36
6	R\$ 70.420,61	R\$ 169.486,81	R\$ 70.420,61
7	R\$ 75.519,06	R\$ 234.113,72	R\$ 75.519,06
8	R\$ 80.986,64	R\$ 301.894,55	R\$ 80.986,64
9	R\$ 86.850,07	R\$ 372.983,21	R\$ 86.850,07

Fonte: O próprio autor.

Já na tabela 6, esse cálculo é feito considerando um caso hipotético, onde a geração de energia fosse apenas 10% maior, reduzindo o retorno do investimento para 3 anos e 2 meses.

Tabela 6 – fluxo de caixa da usina com 10% a mais de geração.

Ano	Fluxo de Caixa	Acumulado	Economia
0	-R\$ 159.800,00	-R\$ 159.800,00	-
1	R\$ 49.550,30	-R\$ 110.249,70	R\$ 49.550,30
2	R\$ 52.914,12	-R\$ 57.335,58	R\$ 52.914,12
3	R\$ 56.505,28	-R\$ 830,30	R\$ 56.505,28
4	R\$ 60.339,09	R\$ 59.508,79	R\$ 60.339,09
5	R\$ 64.431,84	R\$ 123.940,62	R\$ 64.431,84
6	R\$ 68.800,94	R\$ 192.741,56	R\$ 68.800,94
7	R\$ 73.464,94	R\$ 266.206,50	R\$ 73.464,94
8	R\$ 78.443,66	R\$ 344.650,16	R\$ 78.443,66
9	R\$ 83.758,21	R\$ 428.408,38	R\$ 83.758,21

Fonte: O próprio autor.

Esses cálculos, mesmo sendo simples, permitem visualizar que o retorno do investimento já é bem atrativo, mesmo com todas as perdas, mas que quanto menores forem as perdas, mais interessante se torna o investimento, por isso há a necessidade de estudar possíveis maneiras de contornar essas perdas.

Não foram feitos cálculos dos impactos da taxação imposta pela lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022, como dito no tópico 2.6 a usina possui isenção das taxas até o ano de 2045, logo esses cálculos não entram no escopo do trabalho.

3.8. Possíveis soluções

Existem várias possíveis soluções para reduzir o impacto das perdas de geração em uma usina solar fotovoltaica. Vários tipos de perdas podem ser minimizados, mas algumas outras acabam sendo bem difíceis de contornar.

Partindo para a análise das soluções para redução de perdas na usina em estudo.

Quando se trata de perdas por sombreamento, algumas possíveis soluções são mais evidentes, por exemplo:

- Realocação dos painéis no telhado para fugir dos pontos com maior sombreamento;
- Poda de árvores e outras vegetações próximas;
- Mudança de local da usina por completa para outro estabelecimento que não possua tantos prédios e grandes edificações nos arredores, como um sítio ou uma casa e praia, onde a usina teria um melhor desempenho e poderia mandar os créditos energéticos para abater na fatura de energia do cliente;
- Limpeza periódica dos painéis com água para evitar o acúmulo de poeira e outras sujeiras.

Para as perdas por temperatura acaba sendo mais difícil contornar essa adversidade, pois não há como controlar o clima local, nem influenciar nas estações do ano.

Sobre o mismatch, certas medidas podem reduzir esse tipo de perda, como:

- Manter os módulos das mesmas *strings* e mesmas MPPTs sempre na mesma inclinação e no mesmo azimute;
- Fazer ligações de todas as *strings* com a mesma quantidade de painéis;
- Uso de otimizadores de potência, que são instalados em cada módulo para torná-los mais inteligentes, sendo possível monitorar a potência de cada módulo e identificar módulos com menor rendimento;

- Substituição do inversor por microinversores, instalados mais próximos dos painéis solares e com MPPTs únicas para cada módulo. Servindo como o otimizador e otimizando a geração de cada placa solar individualmente, para que nenhuma acabe sendo influenciada por outro painel com uma potência menor. Além de monitorar cada módulo individualmente também, mostrando a potência e a geração em tempo real de cada um, tornando mais fácil identificar qual deles está gerando menos energia para uma possível intervenção.

Já para as perdas ôhmicas, seria necessário:

- Substituir os cabos solares utilizados de seção de 4 mm² por cabos com seção de 6 mm²;

- Diminuir a distância entre os módulos fotovoltaicos e a *string-box* CC, diminuindo o uso de cabos solares;

- Reduzir a distância entre o inversor e o quadro de proteção CA, para que haja um menor uso de cabos CA;

- Trocar os cabos CA utilizados de seção de 10 mm² por cabos com uma seção maior. Além de utilizar cabos com uma isolação mais resistente, como os EPR ou XLPE, ao invés dos de PVC, por aguentarem temperaturas mais altas e serem mais resistentes, dando também uma segurança maior para a instalação.

Em relação às perdas pelo ambiente, a usina já está instalada em um ambiente bem propício para o seu funcionamento. Logo o recomendado seria fazer apenas limpezas periódicas dos painéis com água para reduzir o acúmulo de poeira e de sujeiras trazidas pela maresia.

Se tratando das perdas pela sobrecarga do inversor, as seguintes medidas podem ser tomadas:

- Substituição do inversor de 25kW por um inversor de maior potência nominal (30 kW por exemplo) ou por dois inversores menores que somados tenham uma potência nominal maior (como 2 inversores de 15 kW);

- Uso de alguns microinversores para aumentar a potência nominal de inversores do sistema, por exemplo desconectando 8 painéis do inversor atual e conectando a dois microinversores.

Por fim, sobre o envelhecimento dos equipamentos, não há como impedir esse fenômeno, o que pode ser feito é tomar algumas precauções ao longo dos anos para garantir o bom funcionamento do sistema, como:

- Contratação de garantias estendidas para os equipamentos, por exemplo a fabricante do inversor oferece 5 anos de garantia de fabricação, mas a vida útil do inversor vai muito além disso;

- Renovação de equipamentos ao longo dos anos. Como o sistema é feito para funcionar no mínimo 25 anos, que é a garantia de performance dos painéis, algumas partes do sistema precisam ser trocadas no meio tempo. Por exemplo trocar todo o cabeamento e os materiais de proteção após 20 anos e trocar o inversor após 10 ou 15 anos. Claro que essa decisão de renovação de equipamentos deve ser feita após uma análise de desempenho dos mesmos.

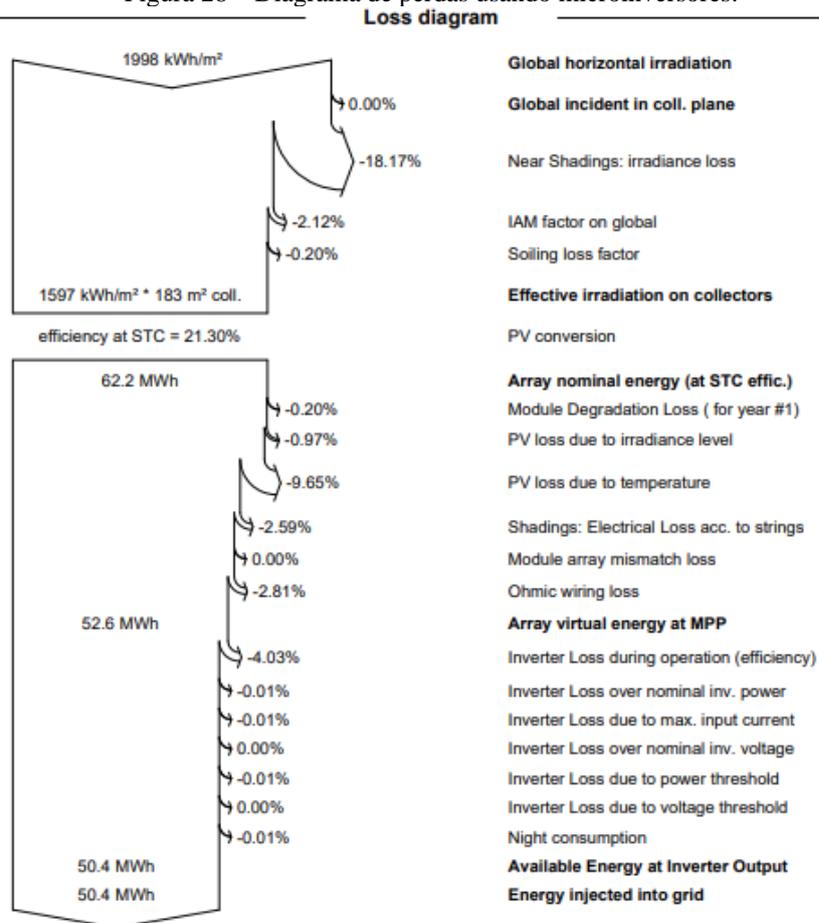
Cada uma dessas medidas tem o potencial de aumentar o desempenho da usina, reduzindo as perdas, mas cada uma exige um custo e uma mão de obra, logo vai depender de uma análise mais detalhada e também das condições financeiras do dono da própria usina.

Ainda é válido ressaltar que em um caso real não é possível reduzir 100% das perdas, pois nenhum equipamento ou material vai ser ideal, além de que sempre pode surgir novas perdas após algum tempo por diversos motivos ou apenas pelo simples acaso da natureza. Como uma usina solar fotovoltaica depende de elementos da natureza para funcionar, não há como controlar esses elementos, mas é sempre interessante tentar minimizar ao máximo as perdas para que o sistema tenha um desempenho melhor e gere mais energia.

Para avaliar melhor algumas dessas soluções, foram feitas algumas simulações aplicando possíveis soluções para melhorar o desempenho da usina.

A primeira simulação foi substituindo o inversor convencional por microinversores, para isso há a necessidade de selecionar um micro inversor, para a simulação foi escolhido o modelo HMS 2000-4T da marca Hoymiles, um micro inversor com potência nominal de 2 kW, com 4 MPPTs e que suporta até 4 painéis, com a mudança seria usado 17 microinversores desses e a potência nominal dos inversores seria de 34 kW no total. Com essa mudança reduz algumas perdas, sendo elas: mismatch, pois cada painel estaria ligado em uma MPPT individual; sobrecarga do inversor, pois a potencial total dos inversores seria maior do que a atual; e sombreamento, pois a tecnologia de microinversores permite que cada painel seja otimizado individualmente. Na figura 26 há o diagrama de perdas gerado pela simulação desse cenário. Nota-se que houve um aumento de aproximadamente 1,63% na geração de energia do primeiro ano, resultando em uma geração de 50,40 MWh no primeiro ano de funcionamento da usina.

Figura 28 – Diagrama de perdas usando microinversores.

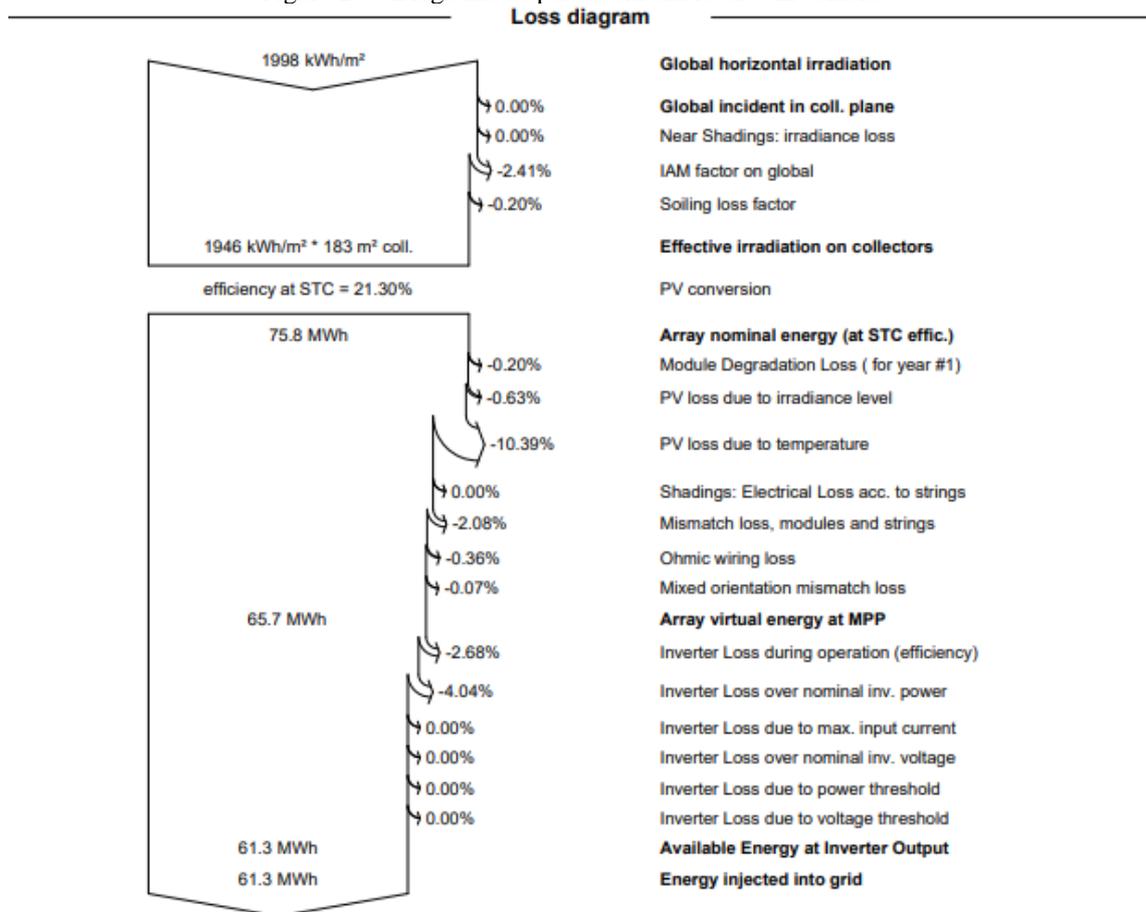


Fonte: PVsyst.

A próxima simulação foi feita considerando uma possível mudança de local de instalação da usina, para um local sem prédios e sem árvores no entorno do telhado. Para isso foi escolhida uma outra cidade seguindo as seguintes condições: uma cidade próxima de Fortaleza para não mudar muito as características climáticas; uma cidade litorânea para manter uma similaridade no clima; uma cidade que não possua muitos prédios. Assim, foi escolhida a cidade de Cascavel/CE, com as coordenadas geográficas: latitude 4,066657° sul e longitude 38,218009° oeste. A simulação foi feita com os mesmos equipamentos atualmente utilizados na usina, em um telhado livre de sombreamentos e com as mesmas inclinações e azimutes dos painéis. Na figura 27 há o diagrama de perdas dessa variante de simulação, houve um aumento de aproximadamente 23,61% na geração de energia no primeiro ano, resultando em uma geração de 61,30 MWh no primeiro ano de funcionamento, deixando, assim, mais claro que a principal perda presente na usina se trata do sombreamento.

Ainda é válido notar que se tratando de uma geração 100% remota, o retorno financeiro não é proporcional se comparado a geração junto a carga, pois ocorre a incidência de tributos em cima dessa energia injetada na rede, como é o caso do ICMS sobre a energia injetada.

Figura 29 – Diagrama de perdas em um local sem sombras.



Fonte: PVsyst.

4. CONCLUSÕES

O estudo prévio das possíveis perdas de geração em uma usina solar fotovoltaica acaba sendo extremamente necessário para auxiliar um consumidor a decidir se deve ou não adquirir um sistema. Visto que a eficiência de geração de energia é muito importante e as perdas tornam o sistema menos atraente, do ponto de vista financeiro.

No caso estudado, a usina apresenta uma grande quantidade de perdas de geração, por exemplo, 19,30% de perda de irradiação apenas por conta de sombreamentos. Tendo um impacto total das perdas de 36,24%, revelando uma taxa de desempenho de 63,76%, abaixo do esperado que é em torno de 70% a 80% para usinas desse tipo.

Sobre as perdas por sombreamento, há a possibilidade dessa perda aumentar com o passar dos anos, com a construção de novos prédios no arredor do estabelecimento, então a tendência é que essas perdas fiquem ainda maiores no futuro. Todo esse resultado do estudo foi repassado para o dono da usina antes dele tomar a decisão de comprar o sistema, junto com a projeção de economia que ele teria ao longo dos anos. Mesmo sabendo que a usina geraria bem menos energia por conta de todas essas perdas, o cliente optou por adquirir o sistema.

Essa decisão de instalar o sistema no estabelecimento mesmo tendo uma eficiência abaixo da ideal mostra o quão atrativo é o mercado de energia solar, pois a usina ainda vai gerar em média de 4.132,50 kWh/mês, o consumidor vai ter uma economia projetada de R\$ 45.136,00 no primeiro ano e considerando o *payback* calculado, o retorno é por volta dos 3 anos e 5 meses.

O percentual das perdas poderia ser reduzido aplicando as soluções propostas neste trabalho, mas claro que cada solução tem o seu preço pra ser executada, o ideal seria uma pesquisa mais aprofundada dos valores, para saber o se o retorno da solução é atrativo.

Dentre as soluções sugeridas, as que podem causar um maior impacto, como mostradas no tópico 3.8, seriam: substituir o inversor por microinversores ou mudar a usina de local para um telhado que não tenha tantos pontos de sombreamento. Dentre essas duas soluções, a segunda sairia melhor, aumentando a geração em 23,61%, como mostrado nas simulações feitas anteriormente.

Mas, o proprietário da usina ainda não possui outro telhado para instalar os equipamentos, logo se ele quiser reduzir as perdas teria que usar os microinversores, que proporcionariam um aumento de aproximadamente 1,63% na geração, mas isso vai depender dos valores desses equipamentos para saber se essa solução vale a pena. Ele ainda pode manter a usina do jeito que está e ao invés de investir em soluções para essa usina, investir em uma nova usina em outro telhado para gerar ainda mais energia e mais ganhos financeiros.

5. SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

A partir do abordado neste trabalho, alguns estudos e análises podem ser desenvolvidas, como as sugestões abaixo:

- O estudo aprofundado na solução do uso de microinversores, mostrando os ganhos de geração com essa tecnologia e fazendo uma análise financeira do custo e do impacto dos ganhos;
- Uma análise da tecnologia de otimizadores de potência e seus reais impactos em uma usina com grande quantidade de perdas;
- Um estudo comparativo entre uma usina com muitas perdas e uma usina instalada em condições próximas às ideais;
- O estudo dos impactos que a lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022 causam retorno sobre o investimento da usina.

REFERÊNCIAS

- ABNT. Associação Brasileira de Normas Técnicas. **NBR 10899: Energia solar fotovoltaica – Terminologia**. 2017.
- ABSOLAR (Brasil). **Entenda como funciona a energia solar fotovoltaica**. [S. 1.], 2022. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/mercado/o-que-e-energia-solar-fotovoltaica/>. Acesso em: 4 ago. 2022.
- AGUIAR, B. A. **Análise de Viabilidade Financeira de Uma Usina Solar Fotovoltaica Localizada em Acarape-CE**. 2022. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2022.
- ALBUQUERQUE, M. K. d. O. **Estudo de Viabilidade Para Implementação de um Sistema Fotovoltaico em um Parque de Abastecimento de Aeronaves em Fortaleza/CE**. 2020. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2020.
- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica (Brasil). **Resolução Normativa nº 482. Brasília**. 2012. Disponível em <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/atren2012482.pdf> Acesso em 17 nov. 2022.
- ARAUJO, F. V. d. **Sistema Fotovoltaico Para Empreendimento de Múltiplas Unidades Consumidoras: Análise de Viabilidade Técnica e Econômica de Implementação em um Condomínio em Fortaleza-CE**. 2021. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2021.
- BARROSO, Y. M. **Análise da Migração de um Consumidor da Modalidade Tarifária Convencional de Energia Para Modalidade Tarifária Branca e a Inserção no Sistema de Compensação de Energia Elétrica Através de uma Planta Fotovoltaica**. 2019. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2019.
- BRASIL. Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS). **Diário Oficial da União**: seção 1, Brasília, DF, ano 160, n. 5, p. 4-6, 6 jan. 2022.
- CANADIAN SOLAR. **Produtos e soluções**. [S. 1.], [202-]. Disponível em: <https://www.csisolar.com/br/inverter/>. Acesso em: 13 out. 2022.
- CANAL SOLAR (Brasil). **O que é energia solar?: O sistema de energia solar é uma fonte energética limpa e renovável, de fácil instalação e manutenção**. [S. 1.], 14 jan. 2021. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/energia-solar-saiba-tudo/>. Acesso em: 19 ago. 2022.
- COUTINHO, A. I. B. **Análise da Viabilidade Financeira da Implementação de Planta Fotovoltaica de 41,58 kWp em Fazenda de Carcinicultura**. 2022. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2022.
- CRESESB (Brasil). **Potencial Solar - SunData. 3.0**. [S. 1.], 25 jan. 2018. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>. Acesso em: 20 out. 2022.

DISNACON (Brasil). **Tipos de Isolação para Condutores Elétricos**: Conheça sua importância. [S. 1.], 16 jan. 2020. Disponível em: <https://disnacon.com.br/noticias/cabos/tipos-de-isolacao-para-condutores-eletricos-conheca-sua-importancia/>. Acesso em: 3 nov. 2022.

GTES et al. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. 2. ed. rev. e atual. Rio de Janeiro: [s. n.], março 2014. 530 p.

HOYMILES (China) et al. **Produtos Microinversor**. [S. 1.], [20--]. Disponível em: <https://www.hoymiles.com/br/products/microinverter/>. Acesso em: 13 dez. 2022.

IEA. **Data and statistics**. [S. 1.], 2022. Disponível em: <https://www.iea.org/data-and-statistics>. Acesso em: 4 ago. 2022.

IPIRANGA, Sydney. **Projeto de Sistema Fotovoltaico com PVsyst**. Fortaleza: Solar Plus Brasil, 2021. 177 p. E-book.

LEAPTON ENERGY (Japão). **Products view**. [S. 1.], [20--]. Disponível em: <http://www.leaptonpv.com/products/solarmodule/index.html>. Acesso em: 20 out. 2022.

MARTINS, T. U. **Estudos Elétricos Para Conexão à Rede Básica de uma Central Geradora Solar Fotovoltaica Utilizando a Ferramenta Computacional ANAREDE**. 2019. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2019.

MESQUITA, Carolina. **Mais da metade da energia produzida no Ceará é de fontes renováveis**. Diário do Nordeste, [S. 1.], 6 fev. 2022. Negócios, p. -. Disponível em: <https://diariodonordeste.verdesmares.com.br/negocios/mais-da-metade-da-energia-produzida-no-ceara-e-de-fontes-renovaveis-veja-grafico-1.3187818>. Acesso em: 19 ago. 2022.

MINISTÉRIO DA AGRICULTURA, PECUÁRIA E ABASTECIMENTO (Brasil). INMET. **Maiores temperaturas registradas**. [S. 1.], 2022. Disponível em: <https://tempo.inmet.gov.br/ValoresExtremos/TMAX>. Acesso em: 12 out. 2022.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (Brasil). EPE. **Balanco Energético Nacional 2022**: Ano base 2021. [S. 1.: s. n.], 2022. 67 p. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2022>. Acesso em: 19 dez. 2022.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (Brasil). EPE. **Matriz Energética e Elétrica**. [S. 1.], 2022. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>. Acesso em: 4 ago. 2022.

NERIS, Alessandra. **O que são painéis monocristalinos e quais são suas vantagens?**. [S. 1.]: Aldo, 7 abr. 2021. Disponível em: <https://www.aldo.com.br/blog/o-que-sao-paineis-monocristalinos-e-quais-sao-suas-vantagens/>. Acesso em: 6 set. 2022.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; GONÇALVES, A. R.; COSTA, R. S.; LIMA, F. L.; RÜTHER, R.; ABREU, S. L.; TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, S. V.; SOUZA, J. G. **Atlas brasileiro de energia solar**. 2.ed. São José dos Campos: INPE, 2017. 80p.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Grupo de Trabalho de Energia Solar – GTES, CEPEL – CRESESB, edição revisada e atualizada. Rio de Janeiro, RJ: CEPEL/CRESESB, 2014.

PORTAL SOLAR (Brasil). **Tipos de Painel Solar Fotovoltaico**. [S. l.], [202-]. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/tipos-de-painel-solar-fotovoltaico.html>. Acesso em: 6 set. 2022.

SISTEMA INTEGRADO DE GESTÃO AMBIENTAL (SP). **Conversor de Coordenadas UTM/Geograficas**. [S. l.], [20--]. Disponível em: https://sigam.ambiente.sp.gov.br/sigam3/Controles/latlongutm.htm?latTxt=ctl00_conteudo_TabNavegacao_TBCadastro_carCadastro_numLatitude&lonTxt=ctl00_conteudo_TabNavegacao_TBCadastro_carCadastro_numLongitude. Acesso em: 14 out. 2022.

SMA SOLAR (Alemanha). **Solar Inverters**. [S. l.], [20--]. Disponível em: <https://www.sma.de/en/products/solar-inverters>. Acesso em: 20 out. 2022.

SMA SOLAR (Alemanha). **Sunny Portal**. [S. l.], [20--]. Disponível em: <https://www.sunnyportal.com/Templates/Start.aspx?ReturnUrl=%2f>. Acesso em: 21 out. 2022.

SOLAREEDGE. **Otimizador de Potência Adicionável ao Módulo**. [S. l.], [20--]. Disponível em: [https://www.solaredge.com/br/products/power-optimizers#/.](https://www.solaredge.com/br/products/power-optimizers#/) Acesso em: 1 nov. 2022.

SOPRANO (Brasil). **Inversores: entenda suas funções e conheça os diferentes tipos**. [S. l.], 14 jan. 2021. Disponível em: <https://www.soprano.com.br/blog/inversores-entenda-suas-funcoes-e-conheca-os-diferentes-tipos>. Acesso em: 19 ago. 2022.

TELES, A. S. P. **Estudo de caso: análise de viabilidade para implantação de usina fv em fábrica de artefatos de concreto na Bahia**. 2022. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2022.

ANEXO A – RELATÓRIO DE SIMULAÇÃO DO PVSYS



Version 7.2.4

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Spot Iluminação

Variant: New simulation variant

Sheds on a building

System power: 38.9 kWp

Spot Iluminação - Brazil

| Author


PVsyst V7.2.4

VCO, Simulation date:
10/11/22 22:30
with v7.2.4

Project: Spot Iluminação

Variant: New simulation variant

Project summary

Geographical Site	Situation	Project settings
Spot Iluminação	Latitude -3.74 °S	Albedo 0.20
Brazil	Longitude -38.49 °W	
	Altitude 43 m	
	Time zone UTC-3	
Meteo data		
Spot Iluminação		
Meteonorm 8.0 (2009-2017), Sat=100% - Synthetic		

System summary

Grid-Connected System	Sheds on a building	
Simulation for year no 1		
PV Field Orientation	Near Shadings	User's needs
Fixed planes 2 orientations	According to strings	Unlimited load (grid)
Tilts/azimuths 5 / -15 °	Electrical effect 100 %	
5 / 165 °		
System information		
PV Array	Inverters	
Nb. of modules 66 units	Nb. of units 1 Unit	
Pnom total 38.9 kWp	Pnom total 25.00 kWac	
	Pnom ratio 1.558	

Results summary

Produced Energy	49.59 MWh/year	Specific production	1274 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	63.76 %
-----------------	----------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	5
Main results	6
Loss diagram	7
Special graphs	8


PVsyst V7.2.4

VC0, Simulation date:
10/11/22 22:30
with v7.2.4

Project: Spot Iluminação

Variant: New simulation variant

General parameters

Grid-Connected System		Sheds on a building			
PV Field Orientation					
Orientation		Sheds configuration		Models used	
Fixed planes	2 orientations	Nb. of sheds	6 units	Transposition	Perez
Tilts/azimuths	5 / -15 °	Sizes		Diffuse	Perez, Meteonorm
	5 / 165 °	Sheds spacing	2.70 m	Circumsolar	separate
		Collector width	2.44 m		
		Ground Cov. Ratio (GCR)	90.5 %		
		Shading limit angle			
		Limit profile angle	39.5 °		
Horizon		Near Shadings		User's needs	
Free Horizon		According to strings		Unlimited load (grid)	
		Electrical effect	100 %		

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Leapton Solar	Manufacturer	SMA
Model	LP182*182-M-78-MH	Model	Sunny Tripower 25000TL-JP-30
(Custom parameters definition)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	590 Wp	Unit Nom. Power	25.0 kWac
Number of PV modules	66 units	Number of Inverters	2 * MPPT 50% 1 units
Nominal (STC)	38.9 kWp	Total power	25.0 kWac
Modules	6 Strings x 11 In series	Operating voltage	390-800 V
At operating cond. (50°C)		Pnom ratio (DC:AC)	1.56
Pmpp	36.1 kWp		
U mpp	452 V		
I mpp	80 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	39 kWp	Total power	25 kWac
Total	66 modules	Nb. of Inverters	1 Unit
Module area	183 m²	Pnom ratio	1.56
Cell area	2.2 m²		

Array losses

Array Soiling Losses		Thermal Loss factor		DC wiring losses	
Loss Fraction	0.2 %	Module temperature according to Irradiance		Global array res.	31 mΩ
		Uc (const)	20.0 W/m²K	Loss Fraction	0.5 % at STC
		Uv (wind)	0.0 W/m²K/m/s		
Module Quality Loss		Module mismatch losses		Strings Mismatch loss	
Loss Fraction	0.0 %	Loss Fraction	2.0 % at MPP	Loss Fraction	0.1 %
Module average degradation					
Year no	1				
Loss factor	0.4 %/year				
Mismatch due to degradation					
Imp RMS dispersion	0.4 %/year				
Vmp RMS dispersion	0.4 %/year				



PVsyst V7.2.4

VCO, Simulation date:
10/11/22 22:30
with v7.2.4

Project: Spot Iluminação

Variant: New simulation variant

Array losses

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): Fresnel smooth glass, $n = 1.526$

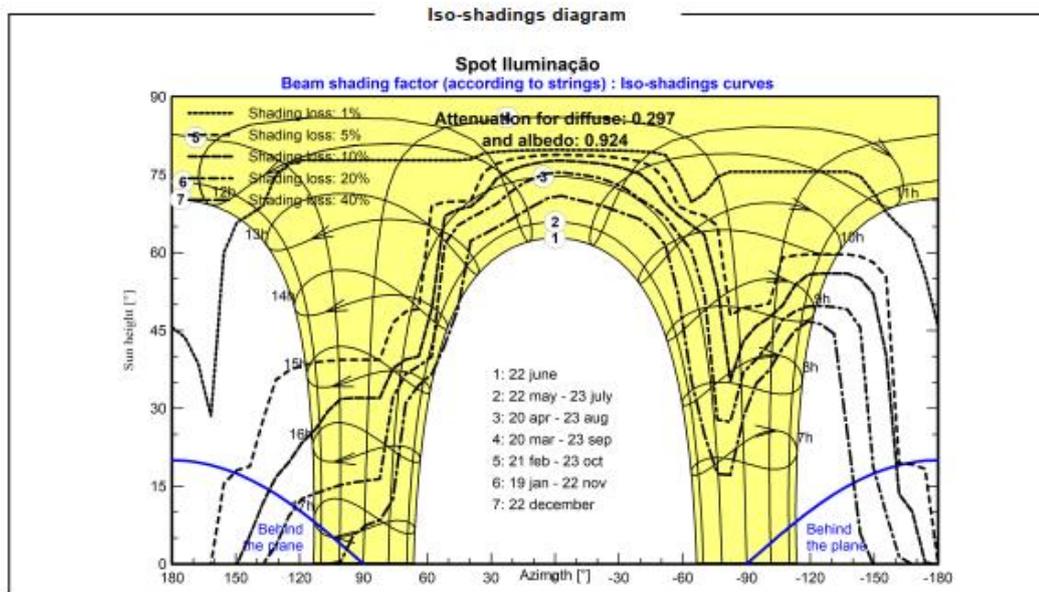
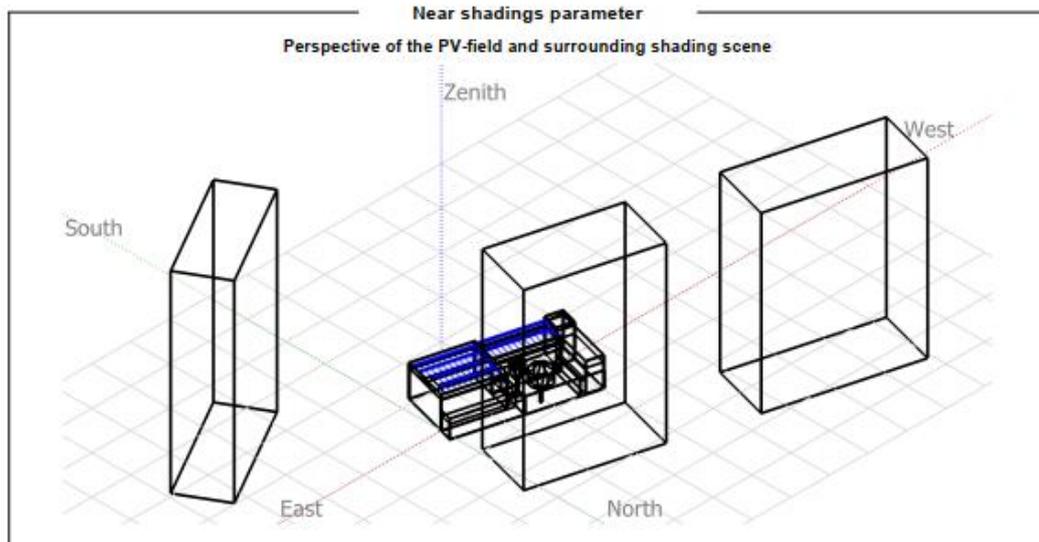
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.403	0.000



PVsyst V7.2.4
 VCO, Simulation date:
 10/11/22 22:30
 with v7.2.4

Project: Spot Iluminação

Variant: New simulation variant





Project: Spot Iluminação
Variant: New simulation variant

PVsyst V7.2.4
VCO, Simulation date:
10/11/22 22:30
with v7.2.4

Main results

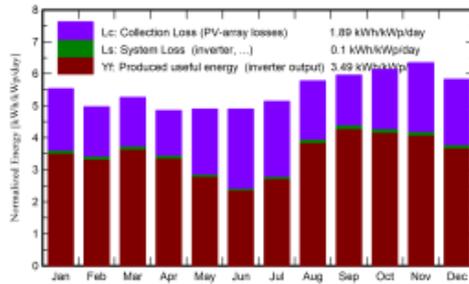
System Production
Produced Energy

49.59 MWh/year

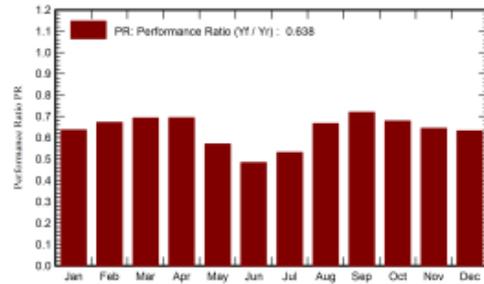
Specific production
Performance Ratio PR

1274 kWh/kWp/year
63.76 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	173.2	82.31	27.51	171.6	135.8	4.372	4.251	0.636
February	139.8	76.62	27.35	139.1	113.9	3.741	3.638	0.672
March	163.4	82.59	27.29	163.3	141.0	4.526	4.402	0.692
April	145.2	73.27	26.69	145.7	123.5	4.044	3.936	0.694
May	150.3	73.21	27.19	151.7	103.4	3.459	3.373	0.571
June	145.3	69.13	26.40	147.0	84.6	2.840	2.772	0.484
July	157.7	70.27	26.60	159.4	101.4	3.380	3.297	0.531
August	177.8	72.09	26.83	179.2	145.0	4.786	4.656	0.667
September	178.5	74.39	26.66	178.8	158.9	5.151	5.010	0.720
October	191.1	76.59	27.39	190.4	164.6	5.180	5.034	0.679
November	192.2	73.24	27.24	190.4	156.6	4.913	4.775	0.644
December	182.9	76.64	27.80	180.8	142.5	4.578	4.449	0.632
Year	1997.4	900.35	27.08	1997.5	1571.2	50.970	49.594	0.638

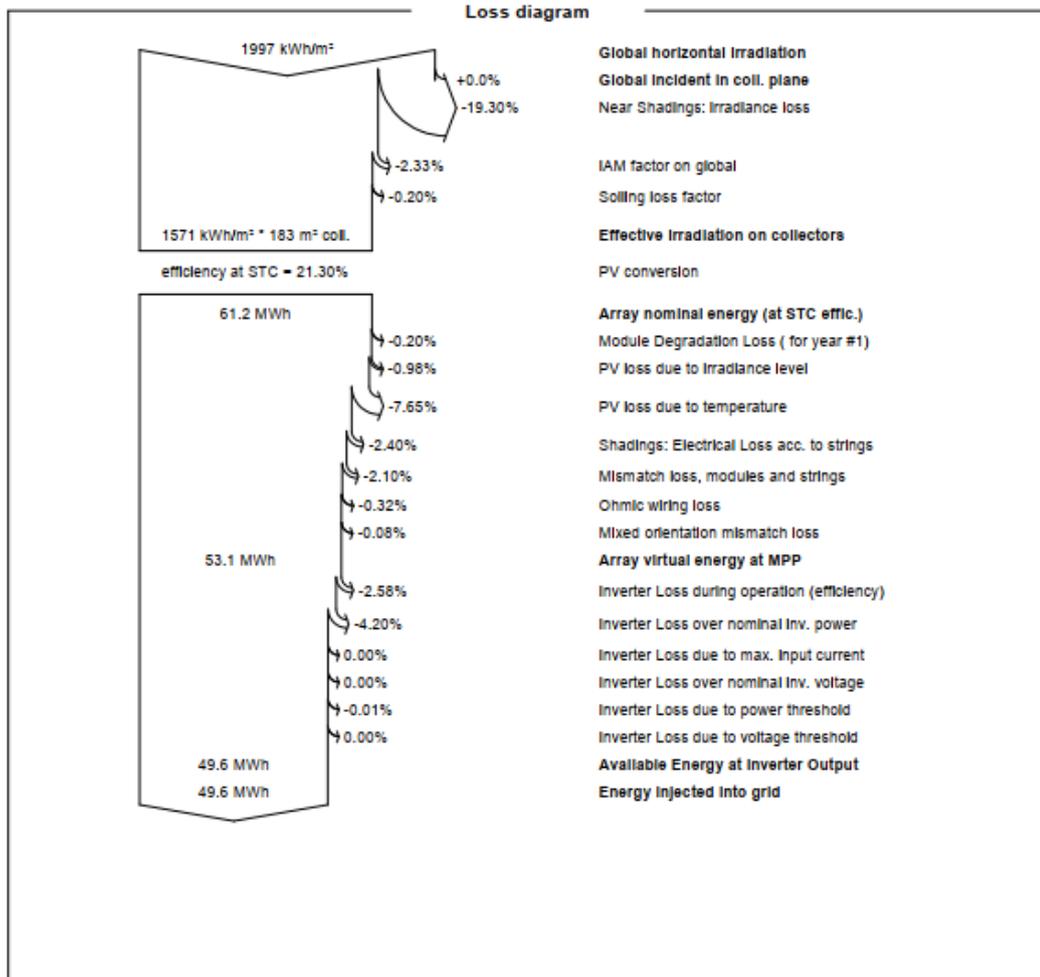
Legends

- GlobHor Global horizontal irradiation
- DiffHor Horizontal diffuse irradiation
- T_Amb Ambient Temperature
- GlobInc Global Incident In coll. plane
- GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
- EArray Effective energy at the output of the array
- E_Grid Energy Injected Into grid
- PR Performance Ratio



PVsyst V7.2.4
 VCO, Simulation date:
 10/11/22 22:30
 with v7.2.4

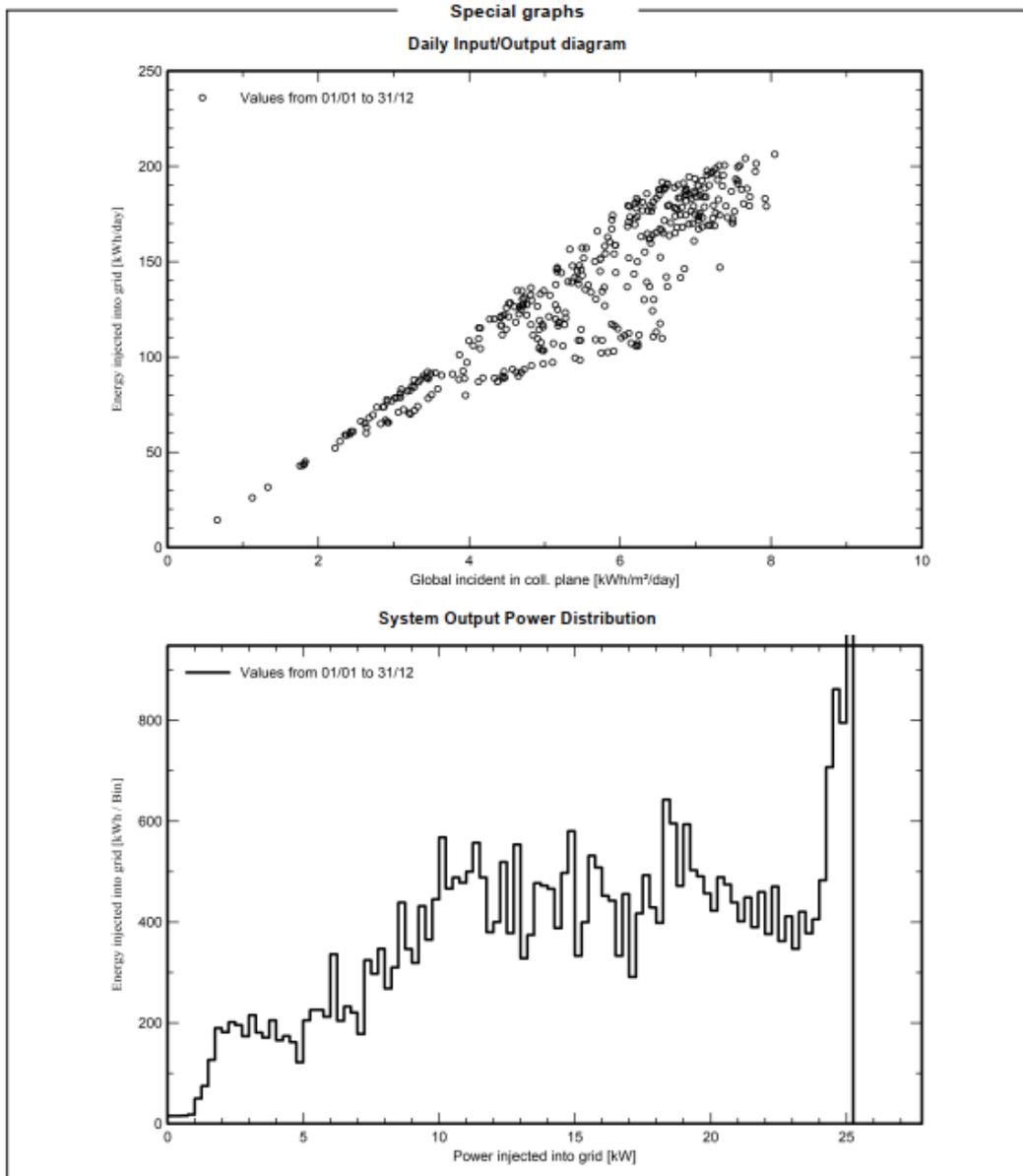
Project: Spot Iluminação
 Variant: New simulation variant





PVsyst V7.2.4
 VCO, Simulation date:
 10/11/22 22:30
 with v7.2.4

Project: Spot Iluminação
 Variant: New simulation variant



ANEXO B – FOLHA DE DADOS DO PAINEL SOLAR LP182*182-M-60-MH-590W

2021 V4



LEAPTON
SOLAR

Monocrystalline

LP182*182-M-78-MH

Rated Power 580-605W





MBB Cell
New circuit design, lower internal current, lower internal resistance loss.



Low Light Features
Higher performance under low light environment.



Higher Output Power
Module adopts 156 pcs of 182*182mm half cells, the maximum power can reach 605W.



Load Capacity
Mechanical load tests including wind load 2400 Pa and snow load 5400 Pa done by TUV Nord.



Year	Lepton Linear Power Warranty (%)	Industry Warranty (%)
1	97	90
5	95	90
10	93	90
15	91	90
20	89	90
25	87	90







 *J-PEC Product
 IEC 61215-2: 2016
 IEC 61730-2: 2016

Headquarter: Leapton Energy Co., Ltd.

Tosai Bldg. 6F, 1-2-1 Aioi-cho, Chuo-ku Kobe-shi, Hyogo, 650-0025, Japan

Manufacturer: Leapton Solar (Changshu) Co., Ltd.

No.9, Sunshine Avenue, Changshu City, Jiangsu, China

+81-78-382-3182

+86-512-89800068

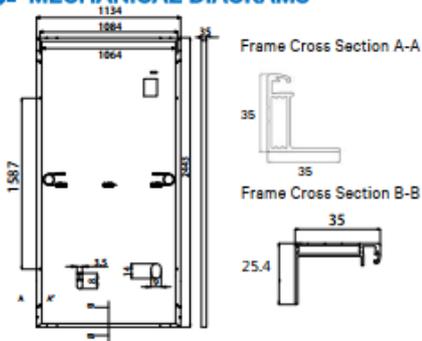
www.leaptonenergy.jp

info@leaptonenergy.com

www.leaptonpv.com

Leapton Solar (Changshu) Co., Ltd.

MECHANICAL DIAGRAMS



SPECIFICATIONS

Weight	31kg
Dimensions	2443mm*1134mm*35mm
Cell Dimensions	182*182mm
Maximum System Voltage	1500V
Junction Box	IP68
Frame	Aluminum Alloy
Cable	4mm ² , Landscape: N 1500mm/P 1500mm Portrait: N 200mm/P 300mm
Connector	PV-GZX 1500
Application Level	Class A
Country of Manufacturer	China
Fire Safety Class	Class C according to ANSI/UL 1703-2018

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

Module Name	LP182*182-M-60-MH-590W	LP182*182-M-60-MH-595W	LP182*182-M-60-MH-600W	LP182*182-M-60-MH-605W
Power	590W±3%	595W±3%	600W±3%	605W±3%
Open Circuit Voltage	53.70V±5%	53.90V±5%	54.10V±5%	54.30V±5%
Short Circuit Current	13.94A±5%	14.01A±5%	14.08A±5%	14.15A±5%
Maximum Power Voltage	44.80V	45.00V	45.20V	45.40V
Maximum Power Current	13.17A	13.22A	13.27A	13.32A
Module Efficiency	21.30%	21.48%	21.66%	21.84%

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

ELECTRICAL PARAMETERS AT NMOT

Power	435W	438W	442W	446W
Open Circuit Voltage	50.20V	50.40V	50.60V	50.80V
Short Circuit Current	11.23A	11.28A	11.33A	11.38A
Maximum Power Voltage	41.80V	42.00V	42.20V	42.39V
Maximum Power Current	10.41A	10.45A	10.50A	10.54A
Module Efficiency	15.70%	15.81%	15.95%	16.10%

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

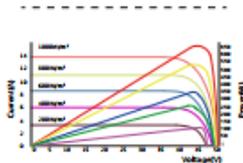
NMOT	41±3°C	Temp Coefficient of ISC	+0.05%/°C
Temp Coefficient of VOC	-0.28%/°C	Temp Coefficient of Pmax	-0.36%/°C

PACKING CONFIGURATION

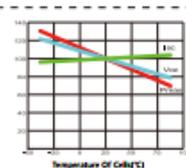
Modules/Pallet	31 Pieces	Modules/40'Container	558 Pieces
Packing Description	17 Pallets, Total=(31+31)x9=558 Pieces		

CHARACTERISTICS

LP182*182-M-78-MH-580W



LP182*182-M-78-MH-580W



MAXIMUM RATING

Power Sorting	±3%
Operating Temperature	-40°C~+85°C
Wind Load/Snow Load	2400pa/5400pa
Fuse Current	25A

15 YEARS Quality Warranty

25 YEARS Power Warranty

Fonte: Leapton Solar.

ANEXO C – FOLHA DE DADOS DO INVERSOR SUNNY TRIPOWER - STP 25.000TL-30

SUNNY TRIPOWER
15000TL / 20000TL / 25000TL



STP 15000TL30 / STP 20000TL30 / STP 25000TL30

Assistência inteligente com SMA Smart Connected

SMA ShadeFix
STRING LEVEL OPTIMIZATION

Rentável	Seguro	Flexível	Inovador
<ul style="list-style-type: none"> • Rendimento máximo de 98,4% • Aumento do rendimento sem necessidade de montagem através do sistema integrado de gestão de sombra SMA ShadeFix 	<ul style="list-style-type: none"> • Descarregador de sobretensões CC integrável (SPD tipo II) 	<ul style="list-style-type: none"> • Tensão de entrada CC até 1000 V • Dimensionamento preciso do sistema graças ao conceito multistring • Visor opcional 	<ul style="list-style-type: none"> • Funções de gestão da rede orientadas para o futuro graças ao Integrated Plant Control • Disponibilização de potência reactiva a qualquer hora (Q on Demand 24/7)

SUNNY TRIPOWER 15000TL / 20000TL / 25000TL

O especialista flexível para grandes sistemas comerciais e centrais fotovoltaicas

O Sunny Tripower é o inversor ideal para grandes sistemas fotovoltaicos na área comercial e industrial. A sua eficiência de 98,4% permite-lhe não só assegurar rendimentos extraordinariamente elevados, como também oferecer uma elevada flexibilidade de dimensionamento e compatibilidade com muitos módulos fotovoltaicos disponíveis, graças ao seu conceito multistring aliado a um intervalo de tensão de entrada alargado.

A orientação para o futuro traduz-se na integração de novas funções de gestão da rede como, p. ex., o Integrated Plant Control, que permite ao inversor executar sozinho uma regulação da potência reactiva no ponto de ligação à rede. Com isto, deixam de ser necessárias unidades de regulação superiores, reduzindo os custos do sistema. Outra novidade é a disponibilização de potência reactiva a qualquer hora (Q on Demand 24/7).

SMA SMART CONNECTED

Assistência integrada para um conforto completo

O SMA Smart Connected* é o serviço de monitorização gratuita do inversor através do Sunny Portal da SMA. Caso ocorra um erro no inversor, a SMA informa o operador do sistema e o instalador de forma pró-ativa. Deste modo, poupa-se tempo de trabalho valioso e custos.

Com SMA Smart Connected, o instalador beneficia de diagnósticos rápidos pela SMA. O instalador poderá eliminar rapidamente os erros e, graças a serviços atrativos adicionais, ganhar pontos junto do cliente.



ATIVACÃO DO SMA SMART CONNECTED

Ao registar o sistema no Sunny Portal, o instalador ativa o SMA Smart Connected e beneficia da monitorização automática do inversor pela SMA.



MONITORIZAÇÃO AUTOMÁTICA DO INVERSOR

A SMA efetua a monitorização do inversor com o SMA Smart Connected. A SMA monitoriza automaticamente os vários inversores, 24 horas por dia, em relação a anomalias existentes durante o funcionamento. Cada cliente poderá beneficiar, assim, da longa experiência da SMA.



COMUNICAÇÃO PRÓ-ATIVA EM CASO DE ERROS

Depois de um diagnóstico e análise de um erro, a SMA informa imediatamente o instalador e o cliente final via e-mail. Todos os envolvidos estão, assim, idealmente preparados para a eliminação de erros. Isto permite minimizar os tempos de paragem e poupar tempo e dinheiro. Com base nos relatórios regulares do desempenho, é possível obter conclusões valiosas adicionais relativamente a todo o sistema.



SERVIÇO DE SUBSTITUIÇÃO

Se for necessário um aparelho de substituição, a SMA fornece automaticamente um novo inversor num prazo de 1 a 3 dias após um diagnóstico de erro. O instalador poderá contactar diretamente o operador do sistema e trocar o inversor.



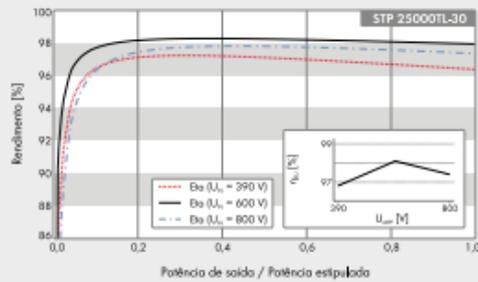
PERFORMANCE SERVICE

O operador do sistema poderá exigir um pagamento de compensação por parte da SMA se o inversor de substituição não puder ser fornecido num prazo de 3 dias.

* Detalhes: ver documento "Description of Services - SMA SMART CONNECTED"

Dados técnicos	Sunny Tripower 15000TL	Sunny Tripower 20000TL	Sunny Tripower 25000TL
Entrada (CC)			
Máx. potência do gerador fotovoltaico	27000 Wp	36000 Wp	45000 Wp
Potência atribuída CC	15330 W	20440 W	25550 W
Tensão máx. de entrada	1000 V	1000 V	1000 V
Intervalo de tensão MPP / tensão atribuída de entrada	240 V a 800 V / 600 V	320 V a 800 V / 600 V	390 V a 800 V / 600 V
Tensão mín. de entrada / tensão de entrada inicial	150 V / 188 V	150 V / 188 V	150 V / 188 V
Corrente máx. de entrada Entrada A / Entrada B	33 A / 33 A	33 A / 33 A	33 A / 33 A
Corrente máx. de curto-circuito Entrada A / Entrada B	43 A / 43 A	43 A / 43 A	43 A / 43 A
Número de entradas MPP independentes / strings por entrada MPP	2 / A:3; B:3	2 / A:3; B:3	2 / A:3; B:3
Saída (CA)			
Potência atribuída (a 230 V, 50 Hz)	15000 W	20000 W	25000 W
Potência aparente CA máx.	15000 VA	20000 VA	25000 VA
Tensão nominal CA		3 / N / PE; 220 V / 380 V 3 / N / PE; 230 V / 400 V 3 / N / PE; 240 V / 415 V	
Intervalo de tensão CA		180 V a 280 V	
Frequência de rede CA / intervalo		50 Hz / 44 Hz a 55 Hz 60 Hz / 54 Hz a 65 Hz	
Frequência de rede atribuída / tensão de rede atribuída		50 Hz / 230 V	
Corrente máx. de saída / corrente atribuída de saída	29 A / 21,7 A	29 A / 29 A	36,2 A / 36,2 A
Fator de potência na potência atribuída / Fator de desfasamento ajustável		1 / 0 sobreexcitada a 0 subexcitada	
THD		≤ 3%	
Fases de injeção / fases de ligação		3 / 3	
Rendimento			
Rendimento máx. / europeu	98,4% / 98,0%	98,4% / 98,0%	98,3% / 98,1%
Dispositivos de proteção			
Ponto de seccionamento no lado de entrada		•	
Monitorização da ligação a terra / monitorização da rede		• / •	
Descarregador de sobretensões CC: SPD tipo II		o	
Proteção contra inversão de polaridade CC / Resistência a curto-circuitos CA / Galvanicamente separado		• / • / -	
Unidade de monitorização de corrente residual sensível a todas as correntes		•	
Classe de proteção (conforme a IEC 62109-1) / categoria de sobretensão (conforme a IEC 62109-1)		I / AC; III; DC; II	
Dados gerais			
Dimensões (L / A / P)		661 / 682 / 264 mm (26,0 / 26,9 / 10,4 inch)	
Peso		61 kg (134,48 lb)	
Gama de temperatura de serviço		-25 °C a +60 °C (-13 °F a +140 °F)	
Emissões sonoras, típicas		51 dB(A)	
Autoconsumo (notite)		1 W	
Topologia / princípio de refrigeração		Sem transformador / OptiCool	
Grau de proteção (conforme a IEC 60529)		IP65	
Classe de condições ambientais (conforme a IEC 60721-3-4)		4K4H	
Valor máximo admissível da humidade relativa (sem condensação)		100%	
Equipamento / função / acessórios			
Ligação CC / ligação CA		SUNCLIX / terminal de mola	
Visor		o	
Interface: RS485, Speedwire/Webconnect		o / •	
Interface de dados: SMA Modbus / SunSpec Modbus		• / •	
Relé multifunções / Power Control Module		o / o	
SMA ShadeFix / Integrated Plant Control / Q on Demand 24/7		• / • / •	
Capacidade off-grid / Compatível com SMA Fuel Save Controller		• / •	
Garantia: 5 / 10 / 15 / 20 anos		• / o / o / o	
Homologações e certificações (mais a pedido)			
* Não se aplica a todas as áreas nacionais da EN 50438		ANRE 30, AS 4777, BDEW 2008, C10/11:2012, CE, CEI 0-16, CEI 021, DEWA 2.0, EN 50438:2012*, GSE/3, IEC 60068-2-2, IEC 61727, IEC 62109-1/2, IEC 62116, MEA 2013, NBR 16149, NEN EN 50438, NIS 0070-1, PEA 2013, PFC, RD 1699/412, RD 661/2007, Res. n.º 75/2013, RG compliant, SA7777, TGR D4, TR 3.2.2, UTE C15-712-1, VDE 0126-1-1, VDE-ARN 4103, VWR 2014	
Designação do modelo	STP 15000TL-30	STP 20000TL-30	STP 25000TL-30

Curva de rendimento

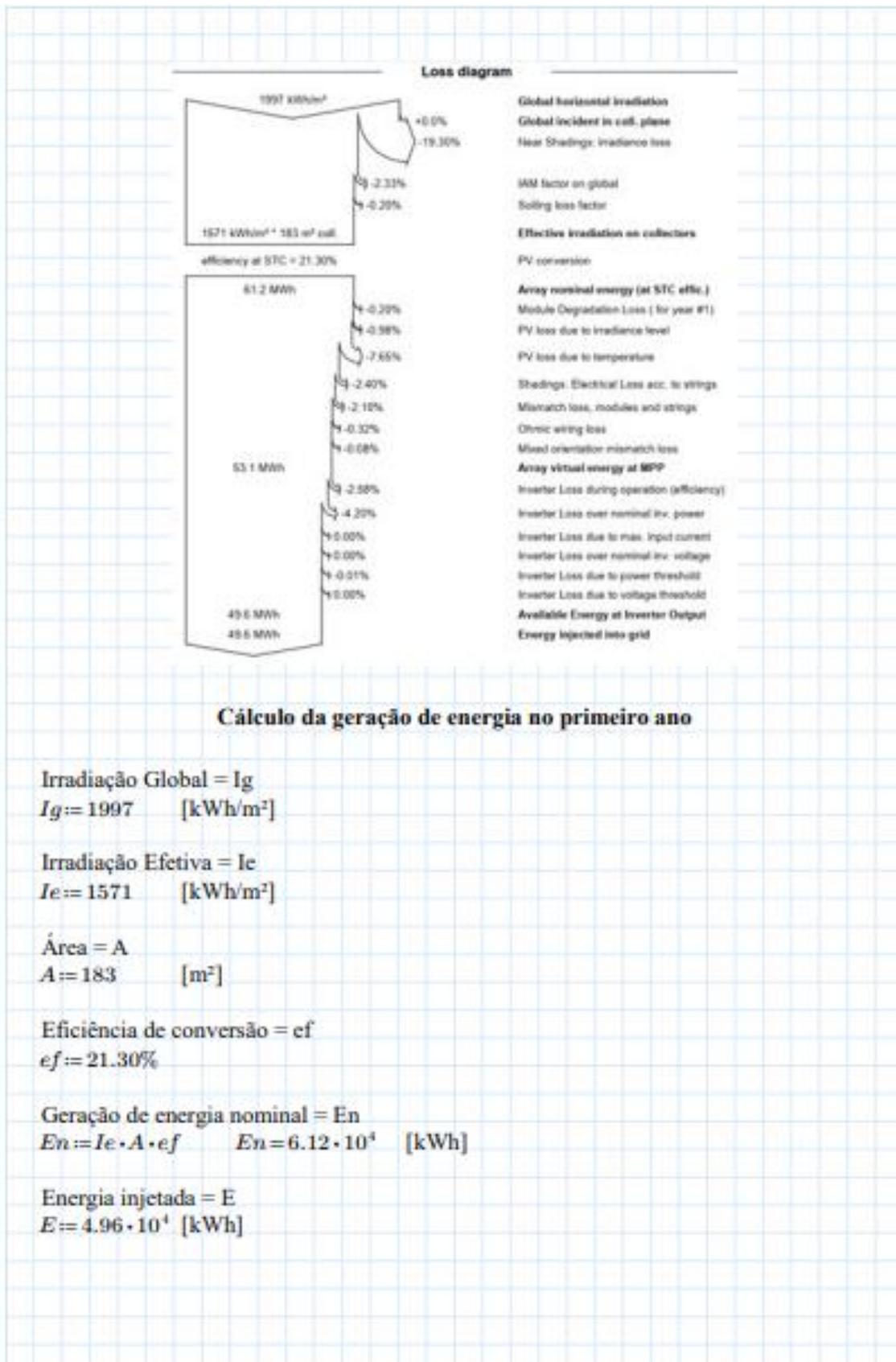


Acessórios



• Equipamento de série o Opcional - Não disponível
 Dados em condições nominais
 Versão: 02/2021

ANEXO D – CÁLCULO DO IMPACTO FINANCEIRO DAS PERDAS NO PRIMEIRO ANO



Cálculo das perdas em kWh no primeiro ano

Energia injetada sem perdas = E_p

$$E_p := I_g \cdot A \cdot e_f \quad E_p = 7.78 \cdot 10^4 \quad [\text{kWh}]$$

Perdas totais = P

$$P := E_p - E \quad P = 2.82 \cdot 10^4 \quad [\text{kWh}]$$

Representação percentual das perdas totais = pp

$$pp := \frac{P}{E_p} \cdot 100\% \quad pp = 36.28\% \quad [\%]$$

Cálculo do impacto financeiro dessas perdas no primeiro ano *

Valor do kWh considerado = R\$ 0,91

Impacto financeiro das perdas = I_p

$$I_p := P \cdot 0.91 \quad I_p = 25699.37 \quad [\text{R\$}]$$

Comparativo desse impacto financeiro com a economia atual do consumidor *

$$I_p = 25699.37 \quad [\text{R\$}]$$

Valor atual da economia do consumidor no primeiro ano = V

$$V := E \cdot 0.91 \quad V = 45136 \quad [\text{R\$}]$$

*: ICMS sobre a energia injetada não foi considerado.