



UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE – UFCG

CENTRO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E INFORMÁTICA – CEEI

UNIDADE ACADÊMICA DE ENGENHARIA ELÉTRICA – UAEE

**ESTUDO DA VIABILIDADE ECONÔMICA NA INSTALAÇÃO DE USINA
FOTOVOLTAICA EM UMA INDÚSTRIA DE TECIDOS**

THALES DE MEDEIROS GOMES

CAMPINA GRANDE – PB

2024

THALES DE MEDEIROS GOMES

**ESTUDO DA VIABILIDADE ECONÔMICA NA INSTALAÇÃO DE USINA
FOTOVOLTAICA EM UMA INDÚSTRIA DE TECIDOS**

Trabalho de Conclusão de Curso submetido à
Coordenação de Graduação em Engenharia Elétrica
da Universidade Federal de Campina Grande como
parte dos requisitos necessários para a obtenção do
grau de Engenheiro Eletricista

Orientador: Prof. Célio Anésio da Silva, D.Sc.

CAMPINA GRANDE – PB

2024

Página reservada para ficha catalográfica.
Elaboração de responsabilidade da Biblioteca

THALES DE MEDEIROS GOMES

**ESTUDO DA VIABILIDADE ECONÔMICA NA INSTALAÇÃO DE USINA
FOTOVOLTAICA EM UMA INDÚSTRIA DE TECIDOS**

Trabalho de Conclusão de Curso submetido à
Coordenação de Graduação em Engenharia Elétrica
da Universidade Federal de Campina Grande, em
cumprimento às exigências legais como requisito
parcial à obtenção do título de Bacharel em
Engenharia Elétrica.

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado e aprovado em ___/___/___, pela seguinte
Banca Examinadora:

BANCA EXAMINADORA

Prof. Célio Anésio da Silva, D.Sc. - Orientador
Universidade Federal de Campina Grande (UFCG)

Prof. Jalberth Fernandes Araújo
Universidade Federal de Campina Grande

Dedico esse trabalho ao meu amado Deus que me permitiu chegar até aqui e a minha família que sempre me incentivaram e nunca mediram esforços para que esse sonho pudesse ser realizado.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradeço ao meu amado Deus, que me conduziu desde o princípio, e mesmo em meio as inúmeras dúvidas, me permitiu seguir adiante, me fazendo entender que quando seguimos o caminho ao lado Dele, encontramos os nossos verdadeiros propósitos.

Devo tudo ao meu pai Cláudio Gomes, a minha mãe Joseane Freitas, ao meu avô João Cassiano e a minha avó Antônia Freitas, essa conquista é fruto do incentivo constante e da dedicação incondicional de vocês. Agradeço também a minha tia, Elzinete Medeiros, que tanto cuida de mim, nunca deixando de se preocupar comigo, por um só minuto.

Agradeço a todos os meus seis irmãos e as minhas três irmãs, por sempre se fazerem presentes em minha vida, ficando imensamente felizes com todas as minhas conquistas. De tal forma, em memória do meu padrinho Francisco Cesar e do meu bisavô, Joaquim Cassiano, estendo a minha gratidão aos demais membros da família Cassiano que me ajudaram e me incentivaram.

Meus sinceros agradecimentos ao meu primo Sergio Freitas e aos meus amigos pelo companheirismo e pelas palavras de encorajamento. Parte dessa trajetória ter sido um sucesso advém de vocês.

Por último, mas não menos importante ao meu orientador Célio Anésio da Silva pela sua dedicação e paciência durante o projeto. Seus conhecimentos fizeram grande diferença no resultado final deste trabalho.

“A paciência é poder.

A paciência não é ausência de ação;

é aguardar o momento certo para agir,

pelos princípios corretos

e no caminho certo”.

Fulton J. Sheen

RESUMO

Este trabalho tem como objetivo analisar a viabilidade econômica da instalação de um sistema fotovoltaico conectado à rede em uma indústria têxtil localizada em São Bento-PB, utilizando as estruturas de telhados já existentes. Para atingir este objetivo, foram dimensionados três modelos de sistemas fotovoltaicos: um para suprir todo o consumo da indústria, outro com potência limitada à demanda contratada, e um terceiro considerando um aumento na demanda contratada. A metodologia envolve a análise do consumo de energia elétrica, as condições de radiação solar da região, e a avaliação econômica dos diferentes modelos de sistemas fotovoltaicos.

Palavras-chave: Energia Solar, Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede, Módulo Fotovoltaico, Viabilidade Econômica, Geração Distribuída.

ABSTRACT

This work aims to analyze the economic feasibility of installing a grid-connected photovoltaic system in a textile industry located in São Bento-PB, utilizing the existing roof structures. To achieve this objective, three photovoltaic system models were designed: one to supply the entire consumption of the industry, another with power limited to the contracted demand, and a third considering an increase in contracted demand. The methodology involves analyzing energy consumption, the region's solar radiation conditions, and the economic evaluation of the different photovoltaic system models.

Keywords: Solar Energy, Grid-Connected Photovoltaic System, Photovoltaic Module, Economic Viability, Distributed Generation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1	– Tipos de radiação solar.....	18
Figura 2	– Matriz energética brasileira em 2022.....	19
Figura 3	– Participação setorial no consumo de eletricidade.....	20
Figura 4	– Comportamento da irradiação solar ao longo do dia.....	21
Figura 5	– Interface gráfica do site do CRESESB para a determinação da HSP.....	21
Figura 6	– Ilustração da obtenção da irradiação para as coordenadas geográficas no plano inclinado, João Pessoa – PB.....	21
Figura 7	– Composição de uma célula fotovoltaica.....	22
Figura 8	– Sistema de geração fotovoltaico (<i>on-grid</i>).....	23
Figura 9	– Sistema de geração fotovoltaico (<i>off-grid</i>).....	24
Figura 10	– Curvas de potência de um inversor fotovoltaico com e sem <i>oversizing</i>	28
Figura 11	– Entrada da Intex - Indústria Têxtil.....	31
Figura 12	– Vista aérea da Intex - Indústria Têxtil.....	31
Figura 13	– Verificação das coordenadas geográficas da UC.....	40
Figura 14	– Inserindo as coordenadas geográficas da UC no site do CRESESB.....	41
Figura 15	– Verificação da HSP da UC.....	41
Figura 16	– Gráfico do <i>payback</i> descontado – Modelo 2.....	52
Figura 17	– Gráfico do <i>payback</i> descontado – Modelo 3.....	54

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Consumo de energia elétrica da Intex.....	35
Tabela 2 – Dimensionamento e geração de energia dos modelos de SFCR.....	48
Tabela 3 – Diferença entre os modelos de SFCR.....	49
Tabela 4 – Levantamento dos custos para os 3 modelos de sistemas.....	50

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Função das máquinas da Intex - Indústria Têxtil.....	32
Quadro 2 – Dados de fatura da Intex.....	35
Quadro 3 – Descrição das referências dos subsistemas para o modelo 3.....	37
Quadro 4 – Resultados dos indicadores do modelo 2.....	51
Quadro 5 – Resultados dos indicadores do modelo 3.....	53

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
COFINS	Contribuição para Financiamento da Seguridade Social
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica
FV	Fotovoltaico
HSP	Horas de Sol Pleno
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IPCA	Índice de Preços ao Consumidor Amplo
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracker</i>
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
SFV	Sistema Fotovoltaico
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
UC	Unidade Consumidora
VPL	Valor Presente Líquido

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	14
2. OBJETIVOS.....	16
2.1. OBJETIVO GERAL.....	16
2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	16
3. ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO.....	17
4. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	17
4.1. HISTÓRIA E EVOLUÇÃO DA ENERGIA SOLAR.....	17
4.2. RADIAÇÃO SOLAR.....	18
4.3. HORAS DE SOL PLENO (HSP).....	21
4.3.1. Obtenção das Horas de Sol Pleno (HSP) de uma Região.....	22
4.4. PRINCÍPIOS BÁSICOS DE FUNCIONAMENTO DOS PAINÉIS FOTOVOLTAICOS.....	23
4.5. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....	24
4.5.1. Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (<i>on-grid</i>).....	24
4.5.2. Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (<i>off-grid</i>).....	25
4.6. DIMENSIONAMENTO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA UNIDADE CONSUMIDORA DO GRUPO TARIFÁRIO A.....	26
5. CARACTERIZAÇÃO DO LOCAL DE ESTUDO.....	32
6. METODOLOGIA.....	35
6.1. LOCALIZAÇÃO DO LOCAL DE ESTUDO.....	35
6.2. DADOS TARIFÁRIOS E DE CONSUMO DO LOCAL DE ESTUDO.....	36
6.3. DIMENSIONAMENTO DA USINA FOTOVOLTAICA.....	37
7. RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	39
7.1. OBTENÇÃO DA HSP DA UNIDADE CONSUMIDORA.....	39
7.2. VERIFICAÇÃO DE PARÂMETROS PARA O DIMENSIONAMENTO DO SFCR DA UC.....	40
7.3. DIMENSIONAMENTO DOS MODELOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....	42
7.3.1. Dimensionamento do Primeiro Modelo de Sistema.....	44
7.3.2. Dimensionamento do Segundo Modelo de Sistema.....	45
7.3.3. Dimensionamento do Terceiro Modelo de Sistema.....	46

7.3.4. Análise Comparativa dos Modelos.....	48
7.4. ESTUDO DA VIABILIDADE ECONÔMICA.....	49
7.4.1. Orçamentos dos Modelos de Sistemas.....	50
7.4.2. Análise das Tarifas e Taxas.....	50
7.4.3. Elaboração dos Fluxos de Caixas.....	51
8. CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	55
8.1. RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	55
REFERÊNCIAS.....	57
ANEXOS.....	61
ANEXO A – Conta da Energia da CGS Têxtil.....	61
ANEXO B – <i>Datasheet</i> do Inversor Weg SIW400G T075 W0.....	63
ANEXO C – <i>Datasheet</i> do Módulo Risen.....	64
ANEXO D – Fluxo de Caixa do Modelo 2.....	66
ANEXO E – Fluxo de Caixa do Modelo 3.....	67

1. INTRODUÇÃO

As indústrias desempenham um papel crucial no progresso de uma nação, gerando empregos e impulsionando a economia. No Brasil, o setor industrial emprega mais de 9,3 milhões de pessoas, representando 20,3% de todos os empregos formais no país. Além disso, a indústria contribui significativamente para o desenvolvimento econômico, ao fornecer bens e tecnologias que fomentam as atividades comerciais, de serviços, de transporte e agrícolas (THE IMPORTANCE OF INDUSTRY FOR BRAZIL, 2024).

Entretanto, as indústrias brasileiras enfrentam vários desafios que afetam sua competitividade, limitam a produção e dificultam a geração de novos empregos. Entre os principais obstáculos estão a alta carga tributária, problemas de infraestrutura, burocracia e, especialmente, o elevado custo da energia elétrica (ADILSON ROCHA; VENDRAMETTO, 2016; SILVA, 2022). Assim, melhorar a gestão orçamentária e buscar maior eficiência no uso dos recursos é essencial para o crescimento do setor. Neste contexto, a redução dos custos com energia elétrica torna-se uma prioridade para a sustentabilidade econômica das indústrias (BOHN, 2011; SCHULZE *et al.*, 2016).

O Brasil possui um dos maiores potenciais para aproveitamento da energia solar do mundo, devido à sua localização próxima à linha do Equador, que proporciona uma alta incidência de radiação solar ao longo do ano (MARTINS *et al.*, 2008). Em comparação, a Alemanha — líder mundial na geração de energia fotovoltaica — recebe aproximadamente 40% menos luz solar em sua área de maior potencial do que o Brasil. Diante disso, o aproveitamento de energia solar apresenta-se como uma oportunidade promissora para a indústria brasileira (MONTEIRO *et al.*, 2017).

Embora o potencial para uso de fontes renováveis seja significativo, sua utilização ainda é limitada na matriz energética brasileira (ANDRADE GUERRA *et al.*, 2015; PEREIRA *et al.*, 2012). Isso representa uma oportunidade para as indústrias adotarem sistemas de geração própria de energia, proporcionando não apenas benefícios econômicos, como a redução de custos, mas também vantagens estratégicas, como independência dos métodos tradicionais de fornecimento e contribuição para um modelo de desenvolvimento mais sustentável (OLIVEIRA, 2023; ZHAO, 2020). A energia solar, além de ser uma fonte renovável e não poluente, também possibilita uma vida útil longa para os sistemas fotovoltaicos, que pode variar de 25 a 40 anos com a manutenção adequada, sendo mais do que suficiente para garantir o

retorno sobre o investimento (BARASA KABEYI; AKANNI. OLANREWAJU, 2023; FERRONI; HOPKIRK, 2016).

Considerando o potencial solar do Brasil, que é superior ao de países líderes na exploração de energia solar, como a Alemanha, este trabalho tem como objetivo analisar a viabilidade econômica da instalação de um sistema de geração de energia fotovoltaica em uma indústria têxtil em São Bento-PB. O estudo busca demonstrar como essa alternativa pode contribuir para a redução dos custos com energia elétrica e, simultaneamente, promover práticas sustentáveis, alinhadas com um modelo de desenvolvimento ambientalmente consciente.

2. OBJETIVOS

2.1. OBJETIVO GERAL

Fazer o dimensionamento de três modelos de sistemas fotovoltaicos e fazer o estudo da viabilidade econômica para avaliar qual é o melhor modelo de sistema para ser implementado na Intex-Indústria Têxtil com o intuito de reduzir as despesas da empresa.

2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

De forma específica, esse objetivo geral se concretizado a partir das seguintes etapas:

- Fazer uma análise para determinar qual é o melhor método de geração para suprir a necessidade da indústria;
- Gerar uma economia nas despesas mensais, que possibilite o investimento em outras áreas;

3. ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

Na Seção 1, é apresentada uma introdução geral sobre a problemática a ser abordada, contextualizando o tema e justificando a sua relevância.

A Seção 2 apresenta o objetivo geral do trabalho, juntamente com os objetivos específicos que orientarão a condução da pesquisa.

Na Seção 3, é detalhada a organização estrutural deste trabalho, fornecendo um panorama sobre o conteúdo de cada seção.

A Seção 4 oferece a fundamentação teórica, abordando os principais conceitos relacionados ao dimensionamento de sistemas de geração fotovoltaica. Nessa seção, são discutidos os aspectos teóricos dos sistemas fotovoltaicos, os cálculos necessários para seu dimensionamento, bem como as normas que fundamentam este estudo.

A Seção 5 descreve o local onde o estudo de caso será realizado, fornecendo informações relevantes para o entendimento do contexto da pesquisa.

Na Seção 6, são apresentados os parâmetros essenciais para o dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos, incluindo dados tarifários e a média de consumo mensal da unidade consumidora.

A Seção 7 é dedicada ao dimensionamento dos três modelos de sistemas fotovoltaicos propostos, seguido pela análise econômica de cada um deles.

Por fim, a Seção 8 traz as conclusões do trabalho, identificando qual dos modelos propostos é o mais adequado para implementação na indústria em questão.

4. REFERENCIAL TEÓRICO

Nesta seção apresenta-se um resumo dos principais fundamentos teóricos necessários para a elaboração deste Trabalho de Conclusão de Curso. Serão abordados a história e a evolução da energia solar, os conceitos relacionados à radiação solar, os princípios básicos de funcionamento dos painéis fotovoltaicos, os sistemas de energia solar conectados à rede (*on-grid*), os sistemas não conectados à rede (*off-grid*) e os benefícios do uso da energia solar.

4.1. HISTÓRIA E EVOLUÇÃO DA ENERGIA SOLAR

A história da energia solar iniciou-se em 1839, quando o físico francês Alexandre Edmond Becquerel descobriu o efeito fotovoltaico, que permanece como o principal mecanismo para a geração de energia solar. Com base nessa descoberta, em 1883, o cientista americano Charles Fritts desenvolveu a primeira célula solar, utilizando selênio revestido com ouro, o que permitiu a geração de uma pequena quantidade de eletricidade, com eficiência de apenas 1% na conversão da luz solar em energia.

A partir dessa inovação, os estudos sobre a tecnologia fotovoltaica continuaram a progredir. Em 1954, houve um aumento significativo na eficiência de conversão, de 1% para 6%, ao substituir o selênio por silício nas células solares. O maior avanço, no entanto, ocorreu em 2000, quando já se observava placas solares com uma eficiência de 40%. Nesse período, teve início a utilização de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, conhecidos como sistemas *on-grid* (VERENA GRECO, 2023).

4.2. RADIAÇÃO SOLAR

A radiação solar é uma fonte essencial para a manutenção da vida, pois possibilita o crescimento das plantas, que produzem oxigênio e fornecem alimentos, os quais são fundamentais para a obtenção de energia necessária à sobrevivência humana (MAGARREIRO; FREITAS; BRITO, 2016).

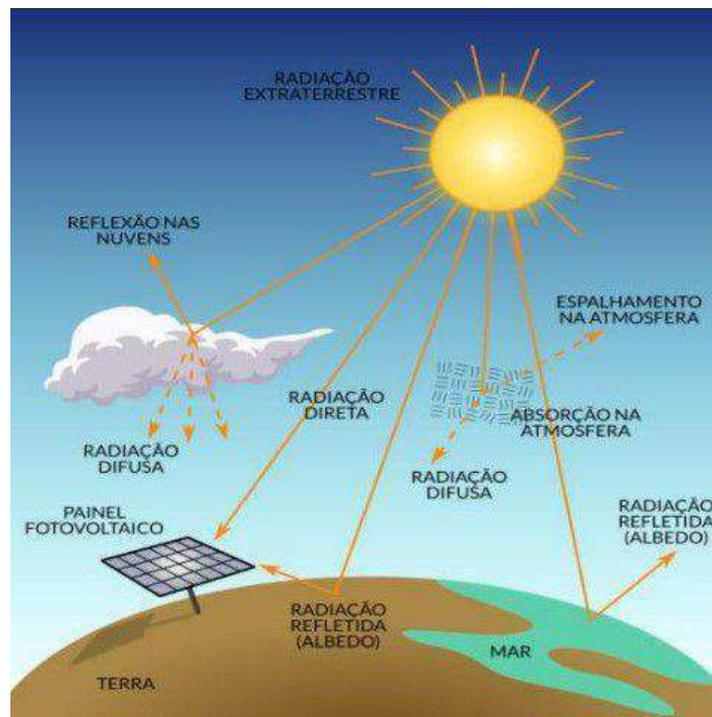
Segundo IQBAL (2012), a radiação solar refere-se à energia radiante emitida pelo Sol e transmitida para a Terra na forma de ondas eletromagnéticas. O entendimento dos conceitos relacionados à radiação solar é crucial para a elaboração de projetos de sistemas fotovoltaicos mais eficientes, uma vez que a intensidade da radiação varia conforme as condições

atmosféricas, o horário do dia, o clima da região e a localização geográfica (CONCEITOS DE DIMENSIONAMENTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS, 2020).

A radiação solar pode ser classificada em três tipos principais, como ilustrado na Figura 1:

- Radiação direta: é emitida diretamente pelo Sol, sem sofrer perturbações ou encontrar obstáculos. Esse tipo de radiação é particularmente relevante para o desempenho dos Sistemas Fotovoltaicos (SFV), pois contribui de maneira significativa para a absorção da luz solar e sua conversão em energia elétrica;
- Radiação difusa: não possui uma direção definida, uma vez que as partículas do ar dispersam a radiação antes que ela atinja a superfície terrestre. Em dias nublados, a radiação que atinge os módulos fotovoltaicos é predominantemente difusa;
- Albedo: corresponde à radiação refletida pelo ambiente, originada a partir de superfícies que refletem a luz solar.

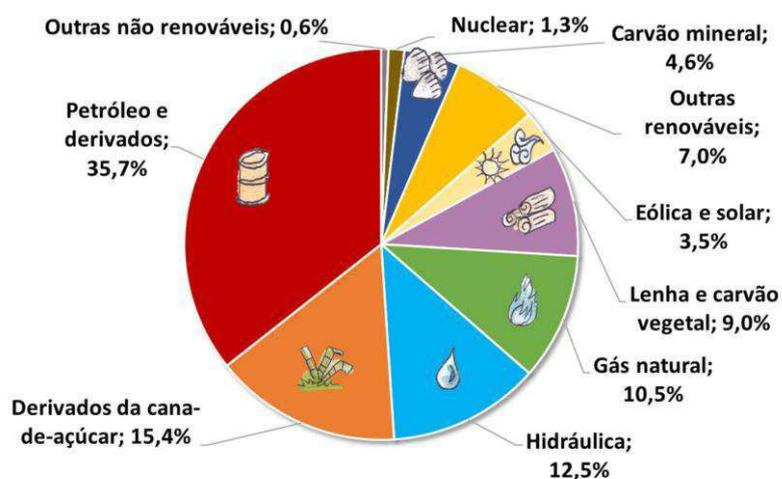
Figura 1 – Tipos de radiação solar.



Fonte: CONCEITOS DE DIMENSIONAMENTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS (2020).

O Brasil possui um elevado potencial para a exploração de fontes de energia renováveis, como a energia solar, em virtude de suas condições naturais favoráveis. O país apresenta um alto nível de radiação solar, o que torna viável e promissora a implementação de sistemas fotovoltaicos. No entanto, apesar desse vasto potencial, a energia solar ainda corresponde a uma fração limitada da matriz energética brasileira, como ilustrado na Figura 2, que apresenta a composição da matriz energética do país em 2022.

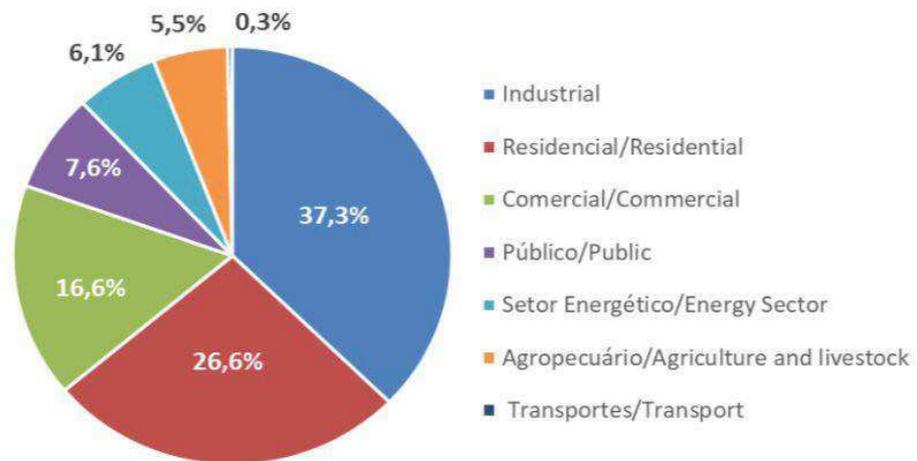
Figura 2 – Matriz energética brasileira em 2022.



Fonte: MATOS (2020).

Diante desse cenário de capacidade subutilizada, a adoção de sistemas de geração própria de eletricidade, como os sistemas solares, no setor industrial constitui uma alternativa vantajosa. Além de proporcionar uma redução nos custos energéticos, essas organizações tornam-se mais independentes das fontes tradicionais de eletricidade, contribuindo para a sustentabilidade ambiental. A maior parcela do consumo de energia elétrica no Brasil concentra-se no setor industrial, conforme apresentado na Figura 3, que ilustra a participação setorial no consumo de eletricidade.

Figura 3 – Participação setorial no consumo de eletricidade.



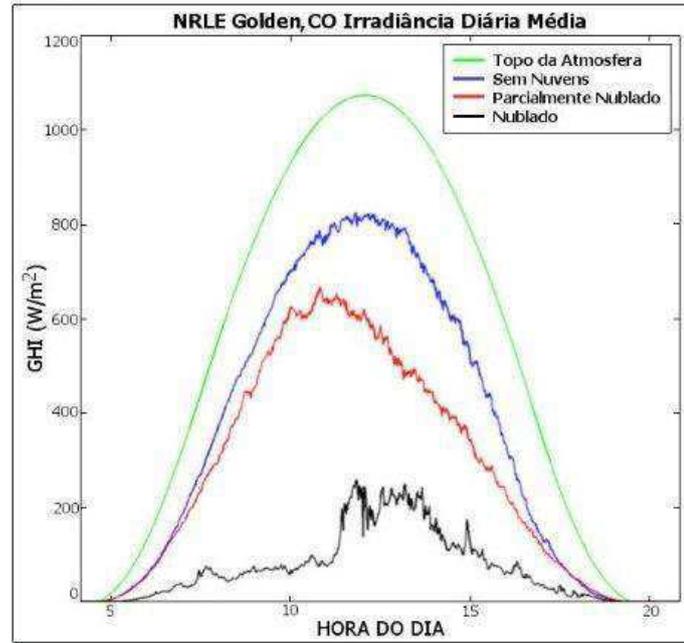
Fonte: BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL (2023)

Esse contexto evidencia a importância de uma maior integração da energia solar como alternativa viável, tanto do ponto de vista econômico quanto ambiental, no cenário energético do Brasil.

4.3. HORAS DE SOL PLENO (HSP)

As Horas de Sol Pleno (HSP) constituem um aspecto fundamental no dimensionamento de sistemas de energia solar. Este parâmetro mede a quantidade de horas equivalentes de luz solar a uma intensidade padrão de 1.000 watts por metro quadrado, correspondente à intensidade média da luz solar em um dia claro ao meio-dia. O valor de HSP influencia diretamente o dimensionamento do sistema fotovoltaico, uma vez que, quanto maior o HSP de uma determinada região, menor será a quantidade de módulos fotovoltaicos necessária para atender ao consumo de uma unidade consumidora. A Figura 4 ilustra esse comportamento. Ressalta-se que o HSP varia de acordo com a localização geográfica, sendo que regiões mais próximas à linha do Equador tendem a apresentar valores mais elevados de HSP.

Figura 4 – Comportamento da irradiação solar ao longo do dia.



Fonte: ENERGIA SOLAR - GEODESIGN RECURSO SOLAR (2024).

4.3.1. Obtenção das Horas de Sol Pleno (HSP) de uma Região

Para determinar as Horas de Sol Pleno (HSP) de uma determinada região, é fundamental conhecer as coordenadas geográficas de latitude e longitude do local de interesse. Essas coordenadas podem ser apresentadas em formato decimal (00.00°) ou em graus, minutos e segundos (00°00'00"). Com essas informações disponíveis, o próximo passo consiste em acessar o site do CRESESB (disponível no endereço: <https://cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>) e inserir os dados nos campos apropriados, conforme ilustrado na Figura 5.

Figura 5 – Interface gráfica do site do CRESESB para a determinação da HSP.

Coordenada Geográfica

Latitude **Longitude**

Sul Oeste

Norte:

graus decimais (00.00°)

graus, minutos e segundos (00°00'00")

Fonte: POTENCIAL SOLAR - SUNDATA V 3.0 (2018).

Após inserir as coordenadas geográficas do local de interesse no site do CRESESB, o próximo passo consiste em selecionar a opção "Buscar". Dessa forma, o sistema disponibiliza as informações referentes às Horas de Sol Pleno (HSP) de regiões próximas ao ponto especificado, permitindo determinar a radiação solar do local, a qual é apresentada no site pela média do plano horizontal, conforme ilustrado na Figura 6.

Figura 6 – Ilustração da obtenção da irradiação para as coordenadas geográficas no plano inclinado, João Pessoa – PB.

Estação: Joao Pessoa
 Município: Joao Pessoa, PB - BRASIL
 Latitude: 7,101° S
 Longitude: 34,849° O
 Distância do ponto de ref. (7,122689° S; 34,863358° O): 2,9 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]												Média	Delta
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
<input checked="" type="checkbox"/>	Plano Horizontal	0° N	5,86	6,00	6,01	5,37	4,82	4,36	4,47	5,26	5,76	6,05	6,24	6,15	5,53	1,88
<input checked="" type="checkbox"/>	Ângulo igual a latitude	7° N	5,62	5,86	6,00	5,51	5,06	4,62	4,72	5,46	5,82	5,95	6,00	5,85	5,54	1,38
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior média anual	5° N	5,69	5,90	6,01	5,47	5,00	4,55	4,66	5,41	5,81	5,99	6,07	5,94	5,54	1,52
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior mínimo mensal	20° N	5,02	5,43	5,82	5,61	5,36	4,97	5,04	5,66	5,75	5,59	5,40	5,16	5,40	,85

Fonte: Autoria própria (2024).

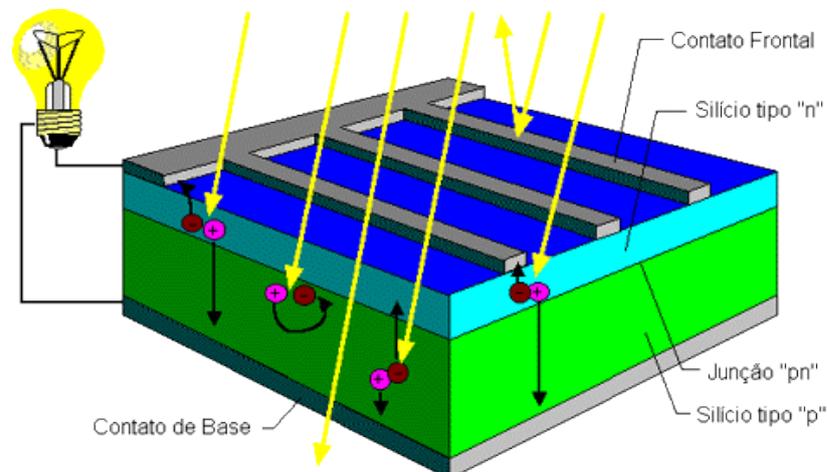
No exemplo acima, foram utilizadas as coordenadas geográficas da cidade de João Pessoa - PB. Ao analisar a média do plano horizontal, é possível identificar que o valor da irradiação solar diária média anual (HSP) para essa localidade é de 5,53 kWh/m².

4.4. PRINCÍPIOS BÁSICOS DE FUNCIONAMENTO DOS PAINÉIS FOTOVOLTAICOS

A radiação solar e as células fotovoltaicas são essenciais para a geração de energia solar fotovoltaica. Nas células fotovoltaicas, ocorre o efeito fotoelétrico, ou efeito fotovoltaico, no qual a radiação solar é absorvida, gerando uma diferença de potencial no material semicondutor.

Segundo SEGUNDO DA SILVA et al. (2021), uma célula fotovoltaica não armazena energia elétrica, mas apenas mantém um fluxo de elétrons em um circuito enquanto houver incidência de luz sobre ela. Este fenômeno é denominado "efeito fotovoltaico". A Figura 7 ilustra o processo de obtenção de energia por meio da conversão direta da luz em eletricidade através do efeito fotovoltaico.

Figura 7 – Composição de uma célula fotovoltaica.



Fonte: ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA (2008)

4.5. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

4.5.1. Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (*on-grid*)

O sistema fotovoltaico conectado à rede utiliza painéis solares para converter a luz solar em energia elétrica em corrente contínua. Essa energia é transformada em corrente alternada por meio de inversores, com frequência e tensão compatíveis com os parâmetros da

rede elétrica. A energia em corrente alternada é consumida pelas cargas do consumidor e, caso a geração exceda o consumo, o excedente é injetado na rede elétrica (BORTOLOTO *et al.*, 2017). Esse excedente pode ser utilizado quando a demanda do consumidor for superior à geração do sistema, permitindo que a rede elétrica funcione como um sistema de armazenamento, fornecendo o excesso de energia gerada durante períodos de maior demanda. Assim, o consumidor paga à concessionária apenas quando o consumo supera a geração e, quando gera mais do que consome, recebe créditos, conforme disposto na Resolução Normativa nº 1059 da ANEEL (2023). A Figura 8 ilustra o funcionamento de um sistema de geração fotovoltaico conectado à rede (*on-grid*).

Figura 8 – Sistema de geração fotovoltaico (*on-grid*).



Fonte: RIBEIRO (2022)

4.5.2. Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (*off-grid*)

Os sistemas *off-grid*, também denominados sistemas isolados ou não conectados à rede elétrica, operam de forma autônoma, sem interação com a rede elétrica convencional. Esses sistemas são utilizados em áreas remotas, onde a rede de distribuição elétrica é inexistente ou apresenta fornecimento precário. Exemplos de locais que se beneficiam da aplicação desses sistemas incluem zonas rurais, fazendas, sítios e áreas litorâneas.

Em tais contextos, os sistemas *off-grid* operam de maneira completamente independente da rede elétrica da concessionária, sendo capazes de gerar eletricidade mesmo durante a noite, graças ao uso de baterias para armazenamento da energia produzida. Dessa

forma, asseguram um fornecimento contínuo de energia, mesmo nos períodos em que não há geração direta. A Figura 9 ilustra em detalhes um exemplo de sistema *off-grid*, evidenciando a independência da rede elétrica e a utilização de baterias para garantir o fornecimento durante a ausência de geração.

Figura 9 – Sistema de geração fotovoltaico (*off-grid*).



Fonte: O QUE SÃO OS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS OFFGRID? (2019)

4.6. DIMENSIONAMENTO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA UNIDADE CONSUMIDORA DO GRUPO TARIFÁRIO A

As Unidades Consumidoras (UC) enquadradas no grupo tarifário A são aquelas alimentadas em média tensão, com variação entre 2,3 kV e 25 kV. Esses consumidores utilizam transformadores próprios para reduzir a tensão ao nível adequado para o consumo, como 127 V, 220 V ou 380 V.

Há diferenças significativas na estrutura tarifária entre os grupos A e B. Os consumidores do grupo A possuem uma estrutura de faturamento diferenciada, uma vez que, além do consumo de energia (medido em kWh), também são cobrados pela demanda contratada (medida em kW). Esse valor fixo está diretamente relacionado à potência necessária para

utilizar a carga instalada. Quanto maior a demanda contratada, maior será o custo, pois a concessionária precisará de uma infraestrutura mais robusta para garantir o fornecimento de energia. Além disso, a cobrança pela energia consumida varia conforme o horário de uso: no horário de ponta, a tarifa é mais elevada, enquanto no horário fora de ponta, a tarifa é reduzida. Dessa forma, além de arcar com a demanda contratada, os consumidores devem observar o horário de utilização da maior parte de sua energia, visto que isso impacta diretamente no valor final da fatura (KIKUMOTO, 2019a).

Diante disso, para dimensionar um Sistema Fotovoltaico (SFV) para Unidades Consumidoras (UC) do Grupo A, é fundamental considerar os seguintes aspectos estabelecidos nas Resoluções Normativas nº 1.000 ANEEL, (2021) e nº 1.059 ANEEL, (2023):

- A energia produzida deve ser compensada preferencialmente no mesmo período em que foi gerada. Para sistemas fotovoltaicos, que geram energia durante o dia, quando a tarifa é reduzida, essa regra pode não ser vantajosa, pois frequentemente a energia gerada é usada à noite, quando a tarifa é mais elevada. Assim, a energia utilizada durante o horário de ponta só será compensada após a compensação integral da energia gerada no período fora de ponta (o momento em que a geração ocorreu). A compensação será realizada conforme o fator de ajuste baseado nas tarifas de energia de ponta e fora de ponta ($\text{Tarifa horário de ponta} / \text{Tarifa horário fora de ponta}$).
- A potência do sistema fotovoltaico que o cliente está autorizado a instalar não pode exceder o valor da demanda contratada em kW. Além disso, o consumidor terá sempre que pagar pela sua demanda contratada, independentemente do consumo de energia registrado no mês;

Com base nas considerações descritas anteriormente, o dimensionamento de um Sistema Fotovoltaico (SFV) para consumidores do grupo A deve seguir os seguintes passos (KIKUMOTO, 2019b):

1º Passo: Inicialmente, é necessário obter uma fatura de energia elétrica da unidade consumidora para a qual se pretende dimensionar o sistema. A partir desta fatura, deve-se verificar a demanda contratada e calcular o consumo médio mensal nos horários de ponta e fora de ponta. Em seguida, é essencial identificar as tarifas aplicáveis em ambos os horários, de modo a calcular o fator de compensação, conforme ilustrado na Equação 1:

$$FC = \frac{THP}{THFP} \quad (1)$$

Onde FC representa o Fator de Compensação, THP corresponde à Tarifa no Horário de Ponta, e THFP refere-se à Tarifa no Horário Fora de Ponta.

2º Passo: De posse do fator de compensação, é possível determinar o consumo mensal que servirá como referência para os passos subsequentes, conforme descrito na Equação 2:

$$E_T = E_{HFP} + (E_{HP} \times FC) \quad (2)$$

Onde E_T representa o consumo médio mensal total, E_{HP} corresponde ao consumo médio no horário de ponta, e E_{HFP} refere-se ao consumo médio no horário fora de ponta.

3º Passo: Após o cálculo do consumo médio mensal total no item anterior, o próximo passo consiste em verificar as Horas de Sol Pleno (HSP) da região onde será instalado o sistema fotovoltaico (SFV). Considerando a hipótese de instalação da usina solar em João Pessoa - PB, pode-se utilizar como referência o exemplo da Seção 3.5, na qual foi determinado que a irradiação solar diária média anual (HSP) para essa localidade é de 5,53 kWh/m². A etapa seguinte compreende o cálculo da potência de geração do sistema, conforme descrito na Equação 3, que considera variáveis como o nível de irradiação solar (HSP), a eficiência do sistema e o consumo mensal da Unidade Consumidora (UC).

$$P_{kWp} = \frac{E_T}{HSP \times \eta \times \left(\frac{Dias}{Mês}\right)} \quad (3)$$

Onde P_{kWp} representa a potência pico do sistema fotovoltaico, η corresponde à eficiência do sistema, $\frac{Dias}{Mês}$ é a razão entre a quantidade de dias em um ano e a quantidade de meses, E_T é o consumo médio mensal total, e HSP refere-se às horas de sol pleno.

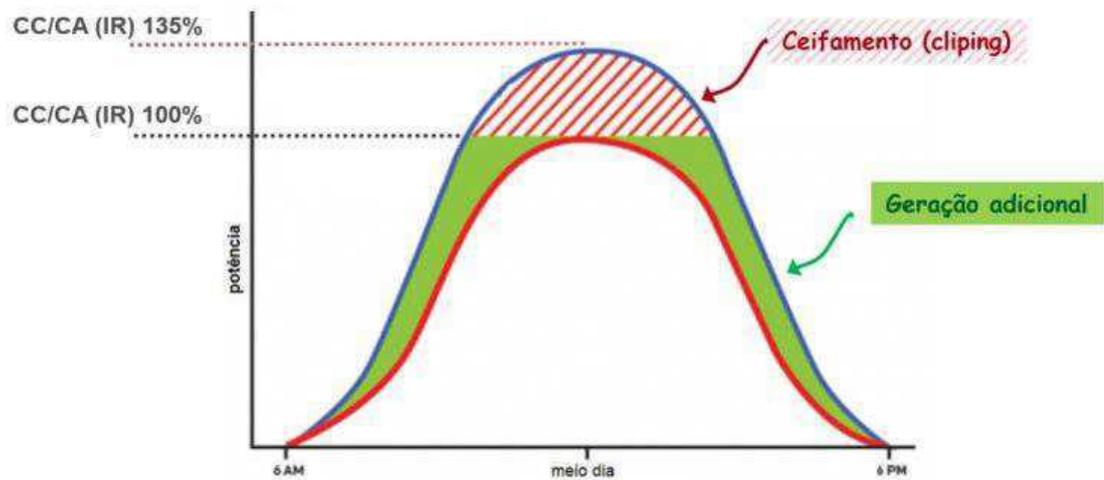
4º Passo: Após o cálculo da potência de geração do sistema, o próximo passo é determinar a quantidade de painéis fotovoltaicos necessária para atingir essa potência. Para isso, o projetista deve avaliar e selecionar o painel fotovoltaico mais adequado para a usina, considerando a potência de geração e as dimensões do painel, de forma a garantir sua compatibilidade com as condições estruturais do local de instalação. Com o painel fotovoltaico selecionado, a quantidade necessária para atender à potência de geração do sistema é calculada por meio da Equação 4:

$$Q_{td} \text{ de Módulos} = \frac{P_{kWp}}{P_m} \quad (4)$$

Onde Q_{td} de Módulos representa a quantidade de módulos, P_m refere-se à potência do módulo escolhido para o sistema, e P_{kWp} indica a potência de pico do sistema fotovoltaico.

5º Passo: Em seguida, o último passo envolve o cálculo do número de inversores necessários para o sistema. Para esse cálculo, pode ser considerado o *oversizing* do sistema, que, segundo CAVALINI (2021), consiste na instalação de uma potência de módulos fotovoltaicos (Wp) superior à potência nominal do inversor. A justificativa para essa abordagem é que um sistema com *oversizing* entrega maior potência durante a maior parte do tempo, quando comparado a um sistema sem *oversizing*. No entanto, em horários próximos ao meio-dia, que correspondem ao pico de geração, se a potência dos módulos exceder a potência nominal do inversor, este limitará sua saída à sua potência nominal — um fenômeno conhecido como "clipping", no qual a potência entregue à rede elétrica é limitada à capacidade nominal do equipamento. Esse processo é ilustrado na Figura 10.

Figura 10 – Curvas de potência de um inversor fotovoltaico com e sem *oversizing*.



Fonte: RITTER (2020).

Na Figura acima, a curva vermelha ilustra um sistema sem *oversizing*, enquanto a curva azul representa um sistema com *oversizing*. A área verde indica a energia adicional gerada pelo sistema com *oversizing* em comparação ao sistema sem *oversizing*. Já a área com listras vermelhas mostra a energia que não foi entregue devido à limitação da potência nominal do inversor.

Existem alguns motivos para optar pela utilização de um sistema com *oversizing* ao invés de um sistema com relação 1:1 entre a potência dos módulos e a potência nominal do inversor. Segundo CAVALINI (2021), alguns desses motivos são:

- **Condições STC:** As informações de potência contidas nas fichas técnicas dos módulos fotovoltaicos são fornecidas com objetivo de parametrização, de forma que possamos comparar diferentes fabricantes sob um mesmo referencial. Mas estes valores são atingidos raríssimas vezes durante o ano. Devido às perdas por temperatura e às baixas irradiâncias, a potência fornecida pelos módulos na maior parte do tempo é menor do que o seu valor de pico em STC;
- **Degradação dos módulos:** Como pode ser observado nas fichas técnicas, todos os módulos possuem uma degradação da sua potência ao longo dos anos (algo em torno de 2%-2,5% no primeiro ano, e 0,4-0,5% nos demais anos, chegando ao final de 25 anos da garantia de rendimento com algo em torno de 80-85% da

sua potência nominal informada na ficha técnica. Ou seja, ao longo do tempo de funcionamento, este sobredimensionamento será cada vez menor;

- Maximização da produção energética: Em muitos casos, o **oversizing** permite maximizar a produção energética do sistema fotovoltaico e reduzir o LCOE (custo nivelado da energia). Ainda, em muitos casos há uma limitação da capacidade instalada no local, ou um desejo de não se ultrapassar um determinado valor de demanda (75 kW em microgeração ou 5 MW em usinas de GD) com objetivos econômicos. Com isso, sobredimensionar se torna uma opção válida também por este quesito.

Ao utilizar sistemas superdimensionados, é fundamental garantir que o grau de superdimensionamento esteja dentro dos limites suportados pelo inversor. Exceder essa capacidade pode trazer consequências negativas, como a redução drástica da vida útil do inversor e, em casos extremos, superaquecimento, com risco de incêndio, conforme alertado por ALI; RAISZ; MAHMOUD (2019). O nível de *oversizing* suportado varia conforme a marca e o modelo do inversor, e essa informação pode ser verificada no datasheet do equipamento. A Equação 5 é usada para calcular a quantidade de inversores necessários em um Sistema Fotovoltaico (SFV).

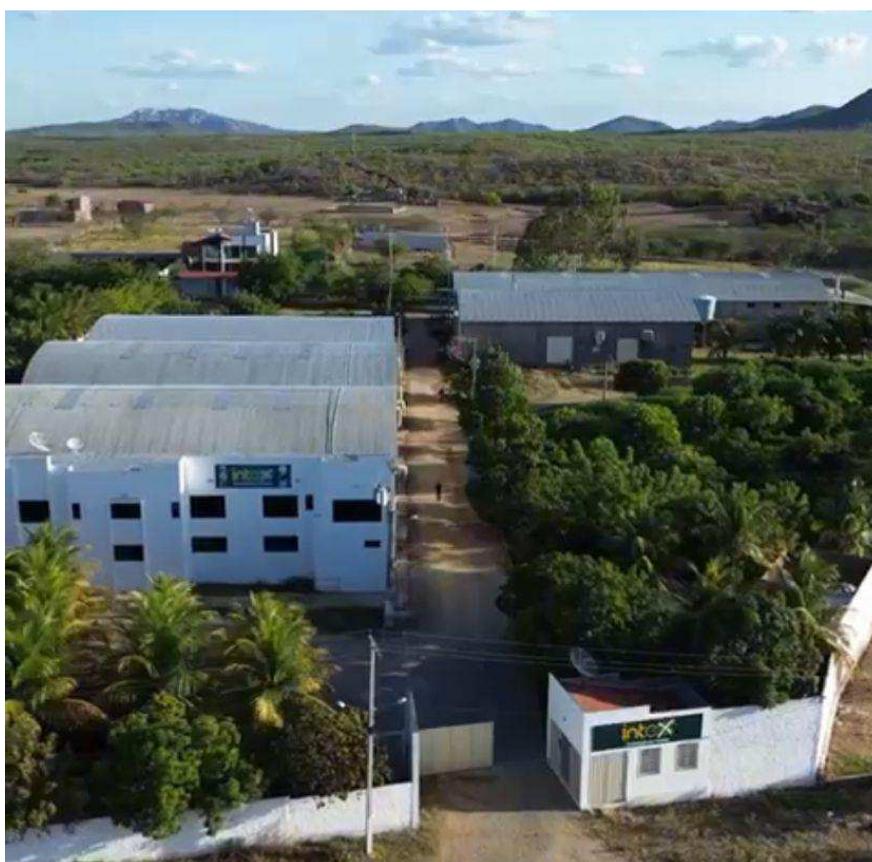
$$Q_{td} \text{ de inversores} = \frac{P_{kWp}}{P_{inv} \times F_{OV}} \quad (5)$$

Sendo $Q_{td} \text{ de inversores}$ é a quantidade de inversores, P_{kWp} representa a potência de pico do sistema fotovoltaico, P_{inv} refere-se à potência do inversor, e F_{OV} corresponde ao fator de *oversizing*.

5. CARACTERÍSTICAS DO LOCAL DE ESTUDO

Este capítulo descreve o local onde será realizado o estudo: uma indústria têxtil localizada em São Bento, no interior da Paraíba. Fundada em 2007, a CGS Têxtil iniciou suas atividades como uma fábrica especializada na produção de toalhas de mesa, abrangendo todas as etapas de fabricação, desde a confecção do tecido até o tingimento, acabamento e embalagem do produto final. Com o passar dos anos, a indústria expandiu suas operações e incorporou novos serviços, acompanhando seu crescimento contínuo. Atualmente, a empresa opera sob o nome Intex - Indústria Têxtil, empregando 112 funcionários que atuam em várias etapas de produção de uma ampla gama de produtos. Nas Figuras 11 e 12 mostram-se, respectivamente, a entrada e a vista aérea da indústria.

Figura 11 – Entrada da Intex - Indústria têxtil.



Fonte: Autoria própria (2024).

Figura 12 – Vista Aérea da Intex - Indústria têxtil.



Fonte: Autoria própria (2024).

Além do que foi descrito acima, a indústria também dispõe de um sofisticado conjunto de maquinários, incluindo 18 teares GTM Picanol, 10 teares Vamatex, 12 máquinas Karl Mayer, 3 máquinas Liropol, 1 máquina RAMA, 6 máquinas Jiggler, 1 máquina Barca, 2 máquinas Overflow, 1 Secador de Tecido em Tambor, 3 máquinas Turbo Fios, entre outras. O Quadro 1, apresentada abaixo, descreve a função de cada máquina.

Quadro 1 – Função das máquinas da Intex - Indústria têxtil.

Máquina	Funcionalidade
GTM Picanol	Os teares GTM Picanol são utilizados na produção de tecido para lençóis.
Vamatex	Semelhantes aos teares GTM Picanol, os teares Vamatex também são utilizados na fabricação de tecidos para lençóis.
Karl Mayer	As máquinas Karl Mayer são responsáveis pela produção do tecido utilizado em toalhas de mesa e também pode ser usada para fabricar a rede Amazonas.

Liropol	As máquinas Liropol produzem o tecido utilizado em toalhas de banho
RAMA	A máquina RAMA realiza, em um único processo, a impregnação de produtos químicos, alinhamento de estrutura, secagem e termofixação dos tecidos.
Jiggler	As máquinas Jiggler fazem o tingimento em tecidos planos. Tais como, tecidos utilizados em lençóis, pano de prato e redes.
Overflow	As máquinas Overflow são utilizadas para tingir os tecidos utilizados nas toalhas de banho.
Barca	A máquina Barca é semelhante às máquinas Overflow, também sendo utilizada para tingir os tecidos usados nas toalhas de banho.
Secador de Tecido em Tambor	O Secador de Tecido em Tambor é utilizado para a secagem e termofixação dos tecidos.
Turbo Fios	A máquina Turbo Fios é utilizada para tingir o poliéster.

Fonte: Autoria própria (2024).

A indústria possui um setor de expedição responsável pela execução dos últimos procedimentos necessários para que os produtos alcancem sua forma final para a comercialização. Nesse setor, os tecidos são cortados de acordo com o tamanho ideal, recebem as costuras de acabamento e, posteriormente, são dobrados e embalados para a venda. Assim, a Intex realiza todas as etapas da produção de seus diversos produtos, desde a fabricação do tecido a partir da matéria-prima até a embalagem final. Entre os produtos fabricados, destacam-se lençóis, toalhas de banho, toalhas de mesa, redes e kits para banheiro.

6. METODOLOGIA

Nesta seção detalha-se a metodologia utilizada para definir e validar os parâmetros de projeto no dimensionamento das usinas fotovoltaicas para a indústria Intex. O estudo foi dividido em três etapas, descritas a seguir:

1. Caracterização do Local de Estudo: Determinação da localização geográfica da indústria e análise das características do local para a instalação do sistema fotovoltaico;
2. Análise de Consumo Energético: Realização de uma análise detalhada da fatura de energia elétrica da indústria para verificar o grupo tarifário ao qual pertence, os valores de kWh consumidos nos horários de ponta e fora de ponta, a demanda contratada e o comportamento de consumo nos últimos 12 meses, a fim de determinar o consumo médio;
3. Dimensionamento dos Sistemas Fotovoltaicos: Dimensionamento de três modelos de sistemas fotovoltaicos. O primeiro modelo visa suprir todo o consumo da Unidade Consumidora (UC); o segundo modelo limita a potência de pico à demanda contratada da UC; e o terceiro modelo também considera a demanda contratada, mas inclui um aumento desta. Para reduzir os custos de instalação dos Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCRs), os modelos foram distribuídos em subsistemas instalados nos telhados de diferentes galpões, levando em consideração a área útil disponível e a potência dos transformadores que alimentam cada galpão.

6.1. LOCALIZAÇÃO DO LOCAL DE ESTUDO

A indústria Intex, localizada na ROD PB 293, km 19,4 Paulista, entrada São Bento, S/N - Zona Rural, CEP 58865-000, foi selecionada para identificar os obstáculos e fatores facilitadores que impactam diretamente o estudo da viabilidade de instalação de Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR).

O Google Maps foi utilizado para obter as coordenadas geográficas da indústria onde o Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR) será instalado. Após uma reunião com o proprietário da indústria, foram fornecidos os dados referentes às dimensões dos galpões, permitindo a estimativa da área total disponível nos telhados para a implementação do SFCR.

6.2. DADOS TARIFÁRIOS E DE CONSUMO DO LOCAL DE ESTUDO

O proprietário da indústria forneceu uma conta de energia elétrica referente ao mês de novembro de 2021 (Anexo A). Com base nessa conta, é possível calcular o consumo médio mensal dos últimos 12 meses, abrangendo o período de novembro de 2020 a novembro de 2021. Além disso, a conta de energia da Intex disponibilizou os dados tarifários da unidade consumidora (UC), conforme apresentado no Quadro 2.

Quadro 2 – Dados de fatura da Intex.

Classe	Trifásica
Subclasse	A4 – Tensão de Fornecimento de 2,5kV a 25kV
Modalidade tarifária	MOD. TARIFÁRIA VERDE
Valor pago por kWh – Horário de Ponta	R\$ 2,393240
Valor pago por kWh – Horário Fora Ponta	R\$ 0,422990
Demanda Contratada	200 kW

Fonte: Autoria própria (2024).

Com base nas informações obtidas, foi conduzido um levantamento detalhado do consumo de energia elétrica da indústria nos últimos 12 meses, o que possibilitou o cálculo do consumo médio mensal tanto no horário de ponta quanto no horário fora de ponta, conforme apresentado na Tabela 1.

Tabela 1 – Consumo de energia elétrica da Intex.

Mês referente	Horário de ponta (kwh)	Horário fora ponta (kwh)	Consumo total (kwh)	Valor da fatura
NOV/21	1.920	53.520	55.440	R\$ 43.472,21

OUT/21	1.880	54.480	56.360	R\$ 42.543,79
SET/21	1.800	55.440	57.240	R\$ 41.758,40
AGO/21	4.859	65.621	70.480	R\$ 56.385,78
JUL/21	3.998	52.644	56.642	R\$ 47.836,06
JUN/21	3.752	52.152	55.904	R\$ 46.039,21
MAI/21	2.645	46.986	49.631	R\$ 40.204,73
ABR/21	62	44.034	44.096	R\$ 30.774,32
MAR/21	185	54.305	54.490	R\$ 37.413,22
FEV/21	1.046	47.786	48.832	R\$ 36.716,33
JAN/21	1.599	52.337	53.936	R\$ 39.964,82
DEZ/20	923	56.027	56.950	R\$ 39.907,82
NOV/20	851	60.824	61.675	R\$ 42.764,59
<hr/>				
TOTAL				
ANUAL	25.520	696.156	721.676	R\$ 545.781,28
<hr/>				
MÉDIA				
MENSAL	2.126,67	58.013	60.139,67	R\$ 45.481,77

Fonte: Autoria própria (2024).

6.3. DIMENSIONAMENTO DA USINA FOTOVOLTAICA

Com os dados de localização da Unidade Consumidora (UC), consumo de energia elétrica e informações tarifárias, a próxima etapa para o dimensionamento do sistema fotovoltaico consiste na avaliação do terreno ou da área útil disponível nos telhados para a instalação do Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCCR). Em seguida, deve-se selecionar um módulo fotovoltaico de referência para o projeto. Com base nas especificações técnicas (datasheet) do módulo escolhido, será possível obter informações como sua potência, eficiência e percentual de perdas. O passo subsequente é selecionar um modelo de inversor para referência, obtendo dados como sua potência nominal e percentual de sobrecarga (potência máxima de entrada suportada acima da potência nominal). Com esses dados, será possível calcular a potência de pico do sistema fotovoltaico, a quantidade de módulos necessária para atender à demanda da UC, a potência de saída do inversor (corrente alternada), o número de inversores requeridos e, por fim, a área necessária para a instalação do sistema.

Para os projetos dos Modelos 1 e 2, que envolvem sistemas com uma única unidade geradora, é necessário dispor de uma área útil suficiente para acomodar toda a instalação do sistema. Além dos custos com a estrutura metálica para a fixação dos módulos fotovoltaicos, será necessário um investimento adicional para a implementação de uma cerca com estacas de cimento ao redor do sistema de geração, visando à proteção do patrimônio.

Este trabalho apresenta três modelos de sistemas fotovoltaicos. O primeiro modelo propõe uma usina fotovoltaica com capacidade de geração suficiente para suprir todo o consumo da UC. O segundo modelo considera uma usina fotovoltaica com potência de pico limitada à demanda contratada pela UC. Já o terceiro modelo envolve a implementação de quatro subsistemas de geração fotovoltaica, sendo a potência de cada subsistema limitada pela capacidade do transformador correspondente.

É importante ressaltar que os Modelos 2 e 3 podem não ser capazes de suprir integralmente o consumo da indústria, pois estão limitados pela demanda contratada. Como todos os modelos são distribuídos em subsistemas instalados nos telhados de diferentes galpões, será necessário avaliar a área útil disponível em cada um dos galpões para a instalação do sistema. Para melhor visualização, o Quadro 3 apresenta uma descrição de todos os galpões da indústria, incluindo a área útil dos telhados e os transformadores que os alimentam.

Quadro 3 – Descrição das referências dos subsistemas para o modelo 3.

Potência do Transformador (kVA)	Galpões	Área útil do telhado (m²)	Área Total (m²)
75	Tinturaria	1200	1900
	Tecelagem de toalha de banho	700	
75	Expedição	576	1024
	Tecelagem 2 de lençol	448	
75	Tecelagem 1 de lençol	640	640
75	Tecelagem de toalha de mesa e rede amazonas	1024	1024

Fonte: Autoria própria (2024).

7. RESULTADOS E DISCUSSÕES

7.1. VERIFICAÇÃO DE PARÂMETROS PARA O DIMENSIONAMENTO DO SFCR DA UC

Inicialmente, o dimensionamento do Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR) será realizado com base nos dados reais de consumo da Unidade Consumidora (UC), conforme apresentados na Tabela 1 e no Quadro 2. É essencial observar que, por a UC se enquadrar no grupo tarifário A, devem ser atendidos os requisitos estabelecidos pelas Resoluções nº 1.000 e nº 1.059 da ANEEL.

Nesse contexto, é necessário calcular o fator de compensação, uma vez que a energia gerada deve ser preferencialmente compensada no mesmo horário em que foi produzida. O fator de compensação é definido pela razão entre a tarifa do horário de ponta e a tarifa do horário fora de ponta, visando ajustar a compensação de energia. Assim, a estratégia consiste em gerar mais energia do que a consumida durante o horário fora de ponta, permitindo que o excedente seja injetado na rede, criando créditos para utilização no horário de ponta, quando a tarifa é mais elevada. Tal abordagem implica a necessidade de sobredimensionar o sistema, visto que os créditos gerados no horário fora de ponta, cujo valor tarifário é menor, serão utilizados no horário de ponta, onde o valor da tarifa é significativamente mais alto.

Os dados tarifários da Intex estão disponíveis no Quadro 2, que mostra os valores das tarifas no horário de ponta e fora de ponta, sendo R\$ 2,393240 e R\$ 0,422990, respectivamente. Com base nesses valores e utilizando a Equação 1, é possível calcular o fator de compensação.

$$FC = \frac{2,393240}{0,422990} = 5,658$$

Com o valor do fator de compensação e os dados apresentados no Quadro 2, torna-se possível calcular o consumo total da Unidade Consumidora (UC) por meio da aplicação da Equação 2.

$$E_T = E_{HFP} + (E_{HP} \times FC)$$

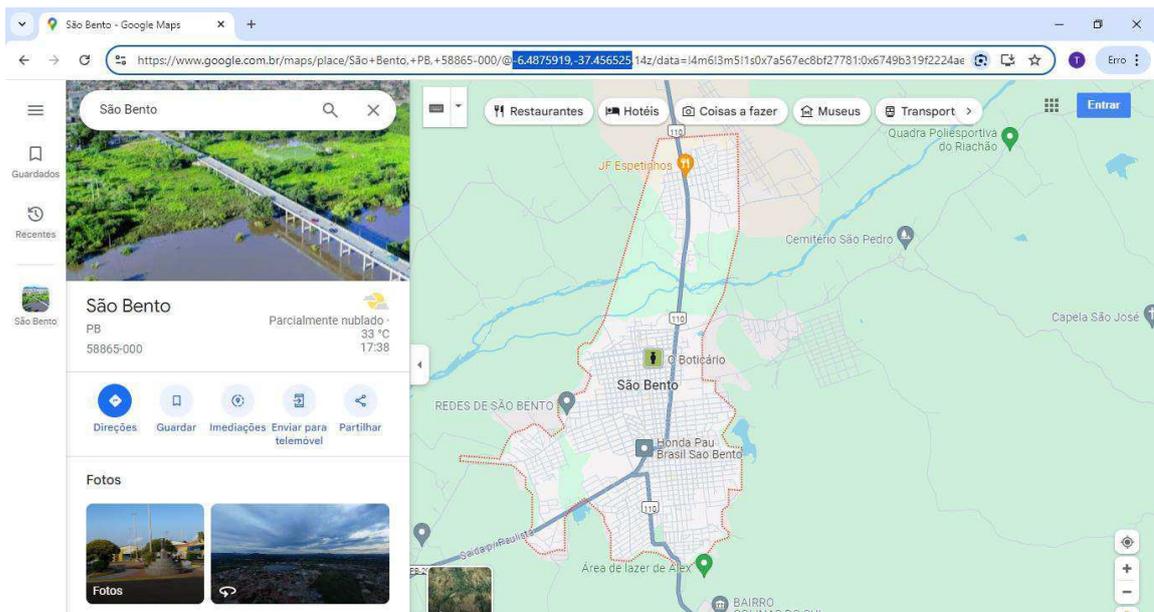
Sabendo que E_{HFP} é o consumo médio mensal no horário fora de ponta e E_{HP} é o consumo médio mensal no horário de ponta, tem-se:

$$E_T = 58.013 + (2.126,67 \times 5,658) = 70.046 \text{ kWh}$$

7.2. OBTENÇÃO DA HSP DA UNIDADE CONSUMIDORA

O valor da HSP para a localização da Intex foi determinado utilizando o site do CRESESB, conforme os procedimentos descritos no item 3.5. Para obter o valor da HSP através do site do CRESESB, é necessário apenas informar as coordenadas geográficas do local de interesse, que podem ser fornecidas em formato de graus decimais (00.00°) ou em graus, minutos e segundos ($00^\circ 00' 00''$). Utilizando o Google Maps, foram verificadas as coordenadas geográficas da Unidade Consumidora, que possui latitude de $-6,4860991$ e longitude de $-37,4758651$, como apresentado na Figura 13.

Figura 13 – Verificação das coordenadas geográficas da UC.



Fonte Autoria própria (2024).

Subsequentemente, as coordenadas de latitude e longitude foram inseridas no site do CRESESB para determinar o valor da irradiação solar diária média, obtendo-se uma média de 5,98 kWh/m² de irradiação diária no plano horizontal. As Figuras 14 e 15 ilustram esses procedimentos.

Figura 14 – Inserindo as Coordenadas Geográficas da UC, no site do CRESESB.

Coordenada Geográfica

Latitude **Sul** **Longitude** **Oeste**

Norte:

graus decimais (00.00°)

graus, minutos e segundos (00°00'00")

Fonte: Autoria própria (2024).

Figura 15 – Verificação da HSP da UC.

Cálculo no Plano Inclinado

Estação: Sao Bento
Município: Sao Bento, PB - BRASIL
Latitude: 6,501° S
Longitude: 37,449° O
Distância do ponto de ref. (6,486099° S; 37,475865° O): 3,4 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]												Média	Delta
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
<input checked="" type="checkbox"/>	Plano Horizontal	0° N	6,22	6,23	6,24	5,91	5,30	4,85	5,13	5,88	6,44	6,62	6,61	6,33	5,98	1,77
<input checked="" type="checkbox"/>	Ângulo igual a latitude	6° N	5,98	6,10	6,23	6,05	5,54	5,12	5,39	6,08	6,50	6,52	6,38	6,04	5,99	1,40
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior média anual	5° N	6,03	6,12	6,24	6,03	5,50	5,08	5,35	6,05	6,49	6,54	6,42	6,09	6,00	1,46
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior mínimo mensal	16° N	5,50	5,77	6,11	6,17	5,84	5,47	5,73	6,29	6,48	6,23	5,90	5,51	5,92	1,01

Fonte: Autoria própria (2024).

Assim, para o dimensionamento do Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR), será adotado o valor médio da irradiação solar diária (HSP) de 5,98 kWh/m², conforme apresentado na Figura 12. Ressalta-se que o mês de maior irradiação média diária foi outubro, com 6,62 kWh/m².dia, enquanto o mês de menor irradiação média diária foi junho, com 4,85 kWh/m².dia.

7.3. DIMENSIONAMENTO DOS MODELOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Para o dimensionamento do Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR) deve ser escolhido um modelo de inversor e de módulo fotovoltaico para serem usados como referência, nesse estudo de caso o inversor usado como referência será o da Weg de 75 kW, modelo SIW400G T075 W0, e o módulo fotovoltaico usado como referência será o da Risen de 550 W, modelo RSM144-9-550M. Os datasheets dos componentes utilizados estão disponíveis nos Anexos B e C.

De posse dos modelos escolhidos de inversor e módulo fotovoltaico para o projeto, torna-se fundamental a análise dos datasheets dos equipamentos, a fim de verificar sua compatibilidade. É necessário assegurar que a corrente de potência máxima do módulo fotovoltaico seja inferior à corrente máxima de entrada do inversor. Além disso, a corrente de curto-circuito do módulo deve ser menor do que a corrente máxima de curto-circuito suportada pelo inversor. Caso esses requisitos sejam atendidos, o próximo passo consiste em avaliar a quantidade de módulos que o inversor pode suportar em cada MPPT (*Maximum Power Point Tracker*), bem como o número total de módulos suportados, somando todas as entradas MPPT. O cálculo para determinar a quantidade total de módulos que o inversor pode suportar, considerando todas as suas entradas MPPT, é descrito pela Equação 6.

$$Q_{td} Max = \frac{P_{inversor} \times F_{OV}}{P_m} \quad (6)$$

Onde $Q_{td} Max$ é a quantidade máxima de módulos que o inversor suporta, $P_{inversor}$ representa a potência do inversor, F_{OV} é o fator de *oversizing*, e P_m corresponde à potência do módulo.

A verificação da quantidade máxima de módulos suportados em cada MPPT é um procedimento relativamente simples. Para realizá-lo, é necessário consultar o datasheet do inversor a fim de identificar a tensão máxima de entrada de cada MPPT. Em seguida, deve-se verificar no datasheet do módulo fotovoltaico a tensão de circuito aberto. Com esses valores

em mãos, calcula-se a razão entre a tensão máxima de entrada do MPPT e a tensão de circuito aberto do módulo. Esse procedimento é descrito na Equação 7.

$$N^{\circ} \text{ de módulos por MPPT} = \frac{\text{Tensão máxima de entrada do inversor}}{\text{Tensão de circuito aberto do módulo}} \quad (7)$$

Com base no datasheet do inversor, verifica-se que sua potência máxima de entrada é de 112.500 W, enquanto sua potência nominal é de 75 kW, indicando a capacidade de suportar um *oversizing* de até 50%. Para evitar riscos de superaquecimento, o dimensionamento dos sistemas será realizado sem a aplicação de *oversizing* nos inversores. Assim, a Equação 6 pode ser utilizada para determinar a quantidade total de módulos fotovoltaicos que podem ser instalados em cada inversor, considerando todas as suas entradas de rastreamento de MPPTs.

$$Q_{td} \text{ Max} = \frac{75.000 \times 1}{550} = 136 \text{ módulos}$$

O datasheet dos componentes também informa que a tensão máxima de entrada de cada MPPT do inversor é de 1100 V, enquanto a tensão de circuito aberto do módulo fotovoltaico é de 49,8 V. Utilizando esses parâmetros na Equação 7, calcula-se a quantidade máxima de módulos que pode ser instalada em cada entrada MPPT.

$$N^{\circ} \text{ de módulos por MPPT} = \frac{1100}{49,8} = 22 \text{ módulos por MPPT}$$

Portanto, considerando um sistema sem *oversizing* e utilizando módulos fotovoltaicos de 550 W, o inversor pode suportar até 136 módulos em suas entradas MPPT. Este modelo de inversor possui nove entradas MPPT, permitindo a instalação de seis *strings* com 20 módulos cada e uma *string* com 16 módulos, totalizando 136 módulos. Esta configuração respeita o limite máximo de 22 módulos por entrada MPPT.

7.3.1. Dimensionamento do Primeiro Modelo de Sistema

O primeiro modelo de sistema consiste em um sistema com capacidade de geração para suprir todo o consumo da Unidade Consumidora (UC). Portanto, pode-se calcular os valores de potência de pico do sistema, consumo total da unidade consumidora, HSP da região e considerando uma eficiência do sistema de 78%, substituindo-os na Equação 3.

$$P_{kWp} = \frac{E_T}{HSP \times \eta \times \left(\frac{\text{Dias}}{\text{Mês}}\right)} = \frac{70.046 \text{ kWp}}{5,98 \times 0,78 \times 30,42}$$

$$P_{kWp} = 493,66 \text{ kWp}$$

Assim, com a potência de pico do sistema, e utilizando o módulo descrito acima, é possível calcular a quantidade de módulos necessários para atingir essa potência de pico, a partir da Equação 4.

$$Q_{td} \text{ de Módulos} = \frac{P_{kWp}}{P_m} = \frac{493,66 \text{ kWp}}{0,550 \text{ kWp}}$$

$$Q_{td} \text{ de Módulos} = 898 \text{ módulos}$$

Em seguida, utilizando o inversor mencionado anteriormente sem *oversizing* e aplicando a Equação 5, é possível determinar o número de inversores necessários para o sistema.

$$Q_{td} \text{ de inversores} = \frac{P_{kWp}}{P_{inv} \times F_{OV}} = \frac{493,66 \text{ kWp}}{(75 \text{ kW}) \times 1}$$

$$Q_{td} \text{ de inversores} = 7 \text{ inversores}$$

Portanto, para finalizar o dimensionamento do primeiro modelo de sistema, resta calcular a área necessária para a instalação do sistema. Sabendo que cada módulo possui uma área de 2,59 m², informação coletada no datasheet do equipamento, então será necessária uma área de 2.325,82 m² para a instalação dos 898 módulos.

7.3.2. Dimensionamento do Segundo Modelo de Sistema

O segundo modelo de sistema consiste em um sistema com a potência de pico limitada à demanda contratada da Unidade Consumidora (UC), suprimindo apenas uma parte do consumo total da UC. Dessa forma, o modelo de projeto estará atendendo as normativas 1000 e 1059 da ANEEL, que estabelecem que, para unidades consumidoras do grupo A, a potência máxima do Sistema Fotovoltaico (SF) deve ser limitada a demanda contratada da UC. Assim, a potência máxima do SF da Intex seria de 200 kWp, pois conforme apresentado no Quadro 2, a demanda contratada da Intex é de 200 kW. Caso a empresa deseje ter uma potência de pico do sistema fotovoltaico superior a 200 kWp, a empresa deve solicitar a concessionária um aumento de demanda. A concessionária avaliará se a rede suporta esse aumento de demanda, caso seja aprovado a realização do aumento de demanda, a indústria terá um aumento no valor da conta de energia da unidade, pois a UC deve pagar pela demanda contratada mesmo com a sua geração própria. No caso da Intex, o custo é de aproximadamente R\$ 27,24 por cada kW de demanda contratada, informação obtida na conta de energia elétrica no anexo A.

Portanto, sabendo que a potência de pico para esse modelo de sistema fotovoltaico é de 200 kWp, pode-se utilizar a Equação 3 para calcular a geração mensal de energia correspondente a um sistema com 200 kWp de potência.

$$P_{kWp} = \frac{E_T}{HSP \times \eta \times \left(\frac{Dias}{Mês}\right)} \rightarrow E_T = P_{kWp} \times \eta \times HSP \times \left(\frac{Dias}{Mês}\right)$$

$$E_T = 200 \times 0,78 \times 5,98 \times 30,4 \rightarrow E_T = 28.359,55 \text{ kWh}$$

Em seguida, é possível calcular a quantidade de módulos fotovoltaicos necessários para alcançar essa potência de pico, utilizando a Equação 4, tem-se:

$$Q_{td} \text{ de Módulos} = \frac{P_{kWp}}{P_m} = \frac{200 \text{ kWp}}{0,550 \text{ kWp}}$$

$$Q_{td} \text{ de Módulos} = 364 \text{ módulos}$$

Seguidamente, considerando que os inversores não terão *oversizing*, o número de inversores necessários para esse modelo de sistema é calculado utilizando a Equação 5.

$$Q_{td} \text{ de inversores} = \frac{P_{kWp}}{P_{inv} \times F_{OV}} = \frac{200 \text{ kWp}}{(75 \text{ kW}) \times 1}$$

$$Q_{td} \text{ de inversores} = 3 \text{ inversores}$$

Com base nos dados obtidos, o passo final para o dimensionamento do segundo modelo de sistema consiste no cálculo da área necessária para a instalação dos módulos fotovoltaicos. De acordo com as dimensões do módulo fotovoltaico, conforme especificado no datasheet, cada módulo possui uma área de 2,59 m². Assim, a área total necessária para a instalação do sistema completo é de 942,76 m².

Dado que a geração total necessária para suprir o consumo da Unidade Consumidora (UC) é de 70.046 kWh, enquanto o modelo de sistema proposto tem uma geração mensal de 28.359,55 kWh, representando 40,49% da demanda total da UC, seria recomendável que a empresa solicitasse um aumento da demanda contratada para 300 kW. Isso possibilitaria o dimensionamento de um sistema que atendesse uma proporção maior do consumo energético total da UC.

7.3.3. Dimensionamento do Terceiro Modelo de Sistema

O terceiro modelo é similar ao segundo, mantendo a potência de pico limitada à demanda contratada da unidade consumidora (UC). Contudo, neste modelo, considera-se um aumento da demanda contratada para 300 kW, o que permite ao sistema atender uma parcela

maior do consumo energético da UC. Outra diferença significativa é que o sistema será dividido em subsistemas, os quais serão instalados nos telhados dos galpões da indústria, respeitando o limite de potência dos transformadores que alimentam esses galpões.

Considerando que a potência de pico deste modelo é de 300 kWp, é possível calcular a geração mensal de energia utilizando a Equação 3.

$$P_{kWp} = \frac{E_T}{HSP \times \eta \times \left(\frac{Dias}{Mês}\right)} \rightarrow E_T = P_{kWp} \times \eta \times HSP \times \left(\frac{Dias}{Mês}\right)$$

$$E_T = 300 \times 0,78 \times 5,98 \times 30,4 \rightarrow E_T = 42.539,33 \text{ kWh}$$

O próximo passo é calcular a quantidade de módulo fotovoltaicos necessária para atingir a potência de pico de 300 kWp. Assim, utilizando a Equação 4, tem-se:

$$Q_{td} \text{ de Módulos} = \frac{P_{kWp}}{P_m} = \frac{300 \text{ kWp}}{0,550 \text{ kWp}}$$

$$Q_{td} \text{ de Módulos} = 546 \text{ módulos}$$

Em seguida, é possível calcular a quantidade de inversores necessários no sistema utilizando a Equação 5. Para esse modelo, será levado em consideração que os inversores não estão trabalhando com *oversizing*. Portanto, tem-se:

$$Q_{td} \text{ de inversores} = \frac{P_{kWp}}{P_{inv} \times F_{OV}} = \frac{300 \text{ kWp}}{75 \text{ kW} \times 1}$$

$$Q_{td} \text{ de inversores} = 4 \text{ inversores}$$

Por fim, a área útil total requerida para a instalação dos 546 módulos fotovoltaicos é de 1.414,14 m². Como este modelo será dividido em subsistemas, e considerando que a indústria

possui quatro transformadores de 75 kVA, conforme apresentado no Quadro 3, além de serem necessários quatro inversores de 75 kW, o sistema pode ser segmentado em quatro subsistemas. Cada subsistema terá seu próprio inversor e será conectado a um dos quatro transformadores da indústria. Dessa forma, será necessária uma área útil de 354 m² nos telhados para a instalação de cada um dos quatro subsistemas.

7.3.4. Análise Comparativa dos Modelos

Os segundo e terceiro modelos de sistema possuem uma capacidade de geração mensal de 28.359,55 kWh e 42.539,33 kWh, respectivamente. Considerando que a geração mensal necessária para suprir o consumo total da unidade consumidora (UC) é de 70.046 kWh, esses modelos atendem, respectivamente, a 40,49% e 60,77% da demanda energética da UC. Para uma melhor visualização dos resultados, a Tabela 2 apresenta a geração necessária para suprir todo o consumo da Intex, bem como a geração possível do segundo e terceiro modelos.

Tabela 2 – Dimensionamento e geração de energia dos modelos de SFCR.

Dimensionamento	Geração necessária	Geração possível	
		2º modelo	3º modelo
Energia gerada (kWh/mês)	70.046,00	28.359,55	42.539,33
HSP (kWh/m².dia)	5,98	5,98	5,98
Eficiência (η)	78%	78%	78%
Potência pico do sistema fv (kWp)	493,66	200,00	300,00
Potência do módulo FV (W)	550	550	550
Quantidade de módulos	898	364	546
Potência do inversor (kW)	75	75	75

Quantidade de inversores	7	3	4
Área total (m²)	2.325,82	942,76	1.414,14

Fonte: Autoria própria (2024).

A diferença entre a geração necessária e a geração possível do segundo modelo, bem como a diferença entre a geração necessária e a geração possível do terceiro modelo, estão detalhadas na Tabela 3, abaixo.

Tabela 3 – Diferença entre os modelos de SFCR.

Dimensionamento	Diferença (GN – GPSM)	Diferença (GN – GPTM)
Energia gerada (kWh/mês)	41.689,45	27.506,67
HSP (kWh/m².dia)	N/A	N/A
Eficiência (η)	N/A	N/A
Potência pico do sistema FV (kWp)	293,66	193,66
Potência do módulo FV (W)	N/A	N/A
Quantidade de módulos	534	352
Potência do inversor (kW)	N/A	N/A
Quantidade de inversores	4	3
Área total (m²)	1.383,06	911,68

Fonte: Autoria própria (2024).

7.4. ESTUDO DA VIABILIDADE ECONÔMICA

A análise da viabilidade econômica foi realizada em etapas distintas. A primeira etapa consistiu na elaboração do orçamento de custos dos três modelos de sistemas propostos. Em seguida, procedeu-se à análise das tarifas e das taxas aplicáveis, visando avaliar o retorno financeiro do investimento. Por fim, foi elaborado o fluxo de caixa, utilizando a ferramenta Excel para facilitar o cálculo dos indicadores econômicos.

7.4.1. Orçamentos dos Modelos de Sistemas

É relevante destacar que, para o levantamento dos custos dos sistemas, devem ser considerados os custos dos equipamentos, os custos de instalação, os custos de manutenção ao longo do tempo e o lucro da empresa responsável pela venda e instalação do sistema. Neste trabalho, através da consulta dos valores típicos do mercado, adotou-se como base o valor de R\$ 2.000,00 por kWp para cobrir os custos dos equipamentos e sua instalação. O custo de manutenção foi estimado como 1% do valor do sistema, e considerou-se um lucro de 8% para a empresa prestadora do serviço. Na Tabela 4 apresenta-se os custos detalhados dos três modelos propostos neste estudo.

Tabela 4 – Levantamento dos custos para os 3 modelos de sistemas.

	Valor do Equipamento e da Instalação	Manutenção	Valor do Serviço	Total
Modelo 1	R\$ 987.320,00	R\$ 9.873,20	R\$ 78.985,60	R\$ 1.066.305,60
Modelo 2	R\$ 400.000,00	R\$ 4.000,00	R\$ 32.000,00	R\$ 432.000,00
Modelo 3	R\$ 600.000,00	R\$ 6.000,00	R\$ 48.000,00	R\$ 648.000,00

Fonte: Autoria própria (2024).

7.4.2. Análise das Tarifas e Taxas

De acordo com os dados obtidos pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) e pelo Banco Central do Brasil, o valor médio do Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) e da Taxa Selic nos últimos cinco anos foi de 5,86% e 8,25%, respectivamente. Em contrapartida, com base nas informações fornecidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e pelo Mercado Livre de Energia Elétrica, verificou-se que o reajuste anual médio da Energisa Paraíba para consumidores do grupo A4 (de 2,3 a 25 kV) foi de aproximadamente 2,87% nos últimos cinco anos (ANEEL, 2023).

Com os valores da Taxa Selic e do IPCA, é possível calcular a Taxa Mínima de Atratividade (TMA), utilizando um valor base de 3% de taxa de retorno real desejada, resultando em uma TMA de aproximadamente 9%.

A análise de viabilidade econômica será realizada para os modelos 2 e 3, uma vez que o modelo 1 exigiria um aumento da demanda contratada de 200 kW para 493,66 kW. Caso a rede suportasse tal aumento, haveria um acréscimo estimado de aproximadamente R\$ 8.000,00 na conta de energia, o que aumentaria o tempo de retorno do investimento (*payback*) do sistema.

Nesta análise de viabilidade, será considerada a tarifa fora de ponta, visto que toda a energia gerada pelos sistemas deverá ser produzida e consumida simultaneamente durante esse horário. Conforme apresentado na Tabela 1, o consumo médio mensal de energia elétrica da Intex no horário fora de ponta é de 58.013,00 kWh, enquanto as gerações totais dos modelos 2 e 3 são de 28.359,55 kWh e 42.539,33 kWh, respectivamente, conforme ilustrado na Tabela 3. Dessa forma, o valor da tarifa considerado será de R\$ 0,422990 por kWh.

7.4.3. Elaboração dos Fluxos de Caixa

Para a elaboração do fluxo de caixa do segundo modelo de sistema, foi estimada a quantidade de kWh a ser gerada anualmente, considerando uma perda linear de eficiência dos módulos fotovoltaicos de 1% ao ano. Em seguida, as receitas foram determinadas pela multiplicação da geração anual pela tarifa vigente no horário fora de ponta. Posteriormente, ao subtrair o valor dos custos de manutenção, foi possível calcular o fluxo de caixa anual (Anexo D). Com base nesses dados, foram realizados os cálculos do Valor Presente Líquido (VPL), da Taxa Interna de Retorno (TIR), do *Payback* Simples e do *Payback* Descontado, conforme apresentado no Quadro 4.

Quadro 4 – Resultados dos indicadores do modelo 2.

Indicador	Resultado
Investimento Inicial	R\$ 432.000,00
VPL	R\$ 693.586,34
TIR	25,00%

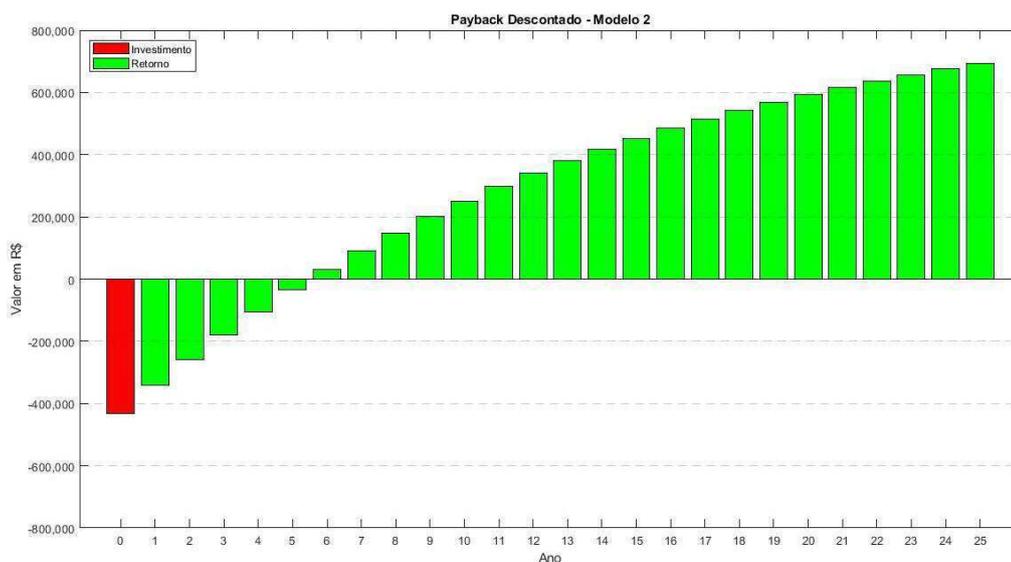
<i>Payback Simples</i>	4,24 anos
<i>Payback Descontado</i>	5,52 anos

Fonte: Autoria própria (2024).

Conforme os dados apresentados no Quadro 4, o segundo modelo de sistema apresenta um Valor Presente Líquido (VPL) de R\$ 693.586,34. Isso indica que, ao longo dos 25 anos de vida útil do sistema, além de recuperar o investimento inicial de R\$ 432.000,00, haverá um saldo positivo equivalente ao valor do VPL. Ademais, a Taxa Interna de Retorno (TIR) de 25,00% ao ano supera a Taxa Mínima de Atratividade (TMA) de 9%, o que demonstra a viabilidade econômica e a atratividade do projeto para a Intex.

O *payback* descontado do investimento ocorre em aproximadamente 5,52 anos, conforme ilustrado na Figura 16. Isso significa que, após 5,52 anos, a empresa recupera o valor investido e passa a obter retorno financeiro até o final da vida útil do Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR), estimada em 25 anos. Dessa forma, o sistema se paga em aproximadamente 22,08% de sua vida útil, restando cerca de 77,92% para geração de lucro, o que reforça a atratividade e a rentabilidade do investimento para a empresa.

Figura 16 – Gráfico do *payback* descontado – Modelo 2.



Fonte: Autoria própria (2024).

Para a elaboração do fluxo de caixa do 3º modelo de sistema (Anexo E), foram calculados os indicadores de VPL, TIR e Payback descontado, seguindo o mesmo procedimento adotado no modelo 2. Porém, para este modelo, foi necessário incluir o valor referente ao aumento de 100 kW na demanda contratada da empresa. No Quadro 5 apresentam-se os resultados desses indicadores.

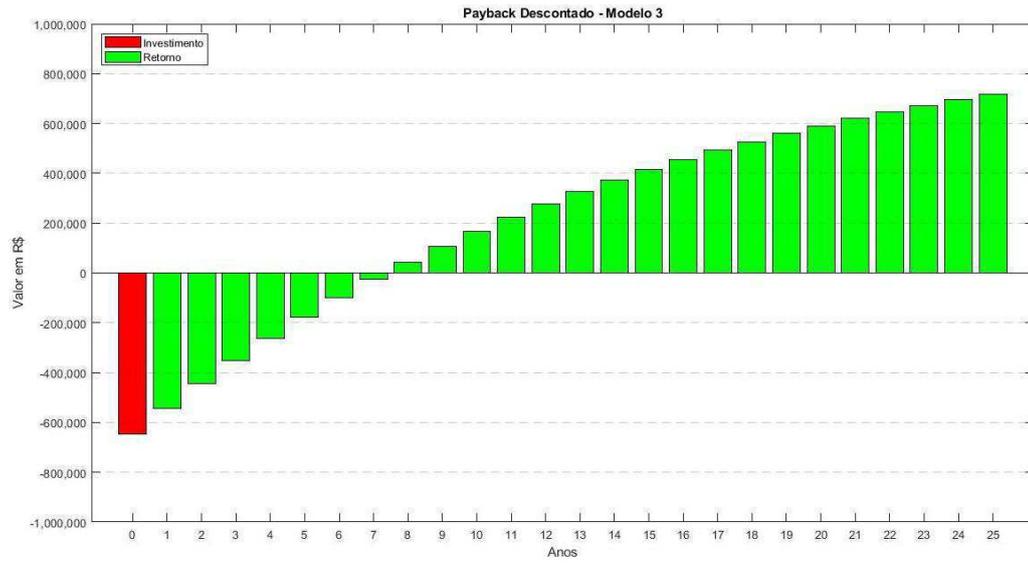
Quadro 5 – Resultados dos indicadores do modelo 3.

Indicador	Resultado
Investimento Inicial	R\$ 648.000,00
VPL	R\$ 719.208,40
TIR	20,00%
Payback Simples	5,32 anos
Payback Descontado	7,39 anos

Fonte: Autoria própria (2024).

O Quadro 5 indica que o terceiro modelo de sistema possui um Valor Presente Líquido (VPL) positivo de R\$ 719.208,40 e uma Taxa Interna de Retorno (TIR) de 20,00%, evidenciando a rentabilidade do projeto. Ademais, conforme demonstrado na Figura 17, o *payback* descontado foi estimado em 7,39 anos, o que implica que o sistema necessitará de 33,56% de sua vida útil para recuperar o investimento inicial, restando 66,44% para a geração de lucros.

Figura 17 – Gráfico do *payback* descontado – Modelo 3



Fonte: Autoria própria (2024).

8. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente trabalho teve como principal objetivo analisar a viabilidade econômica da instalação de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR) na indústria têxtil Intex, com o intuito de reduzir os custos operacionais relacionados ao consumo de energia elétrica. Para tanto, foram dimensionados três modelos de SFCR, e a análise de viabilidade econômica foi realizada com base nos seguintes indicadores: Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e *Payback* descontado.

A análise dos indicadores obtidos revelou que os três modelos de sistemas proporcionam significativa economia mensal na fatura de energia elétrica da empresa, resultando em uma expressiva redução dos custos operacionais. Os resultados evidenciaram a rentabilidade e a atratividade dos modelos, com destaque para o segundo modelo como a melhor alternativa para a empresa. Essa escolha se justifica pelo fato de que o segundo modelo não requer um aumento na demanda contratada, possibilitando um *payback* descontado mais rápido em comparação ao terceiro modelo. Além disso, o segundo modelo demanda um menor investimento inicial, apresenta uma TIR superior e um VPL semelhante ao do terceiro modelo, além de necessitar de uma área útil reduzida para sua instalação.

Assim, o presente trabalho alcançou seu objetivo principal, ao identificar o modelo de Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede mais adequado para implementação na Intex Indústria Têxtil, visando à redução de uma das maiores despesas das indústrias brasileiras: os custos com energia elétrica.

8.1. RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Embora a análise proposta tenha se mostrado eficaz no apoio à tomada de decisão quanto à instalação do sistema fotovoltaico, identificando o modelo mais adequado para a indústria, há alguns aspectos técnicos que podem ser aprimorados para aumentar a precisão dos resultados da análise econômica. Como recomendações para trabalhos futuros, sugere-se:

- Desenvolver a planta baixa e o diagrama unifilar dos sistemas propostos neste estudo, e, posteriormente, realizar orçamentos com diferentes empresas especializadas, a fim de obter uma média mais precisa dos custos de implementação de cada modelo;
- Consultar a concessionária de energia para avaliar a viabilidade do aumento de carga necessário para a implementação do primeiro modelo;

- Revisitar o fluxo de caixa, considerando diferentes cenários, de modo a realizar uma análise econômica mais abrangente e robusta.

REFERÊNCIAS

ADILSON ROCHA; VENDRAMETTO, O. Seleção de indicadores de eficiência da competitividade industrial brasileira. 1. ed. São Paulo: Editora Edgard Blücher Ltda., 2016. *E-book*. Disponível em: https://www.blucher.com.br/selecao-de-indicadores-de-eficiencia-da-competitividade-industrial-brasileira_9788580391404

ALI, A.; RAISZ, D.; MAHMOUD, K. Optimal oversizing of utility-owned renewable DG inverter for voltage rise prevention in MV distribution systems. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 105, p. 500–513, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2018.08.040>

ANDRADE GUERRA, J. B. S. O. De; DUTRA, L.; SCHWINDEN, N. B. C.; ANDRADE, S. F. de. Future scenarios and trends in energy generation in brazil: supply and demand and mitigation forecasts. *Journal of Cleaner Production*, v. 103, p. 197–210, 2015. Disponível em: <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2014.09.082>

ANEEL. RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL No 1.000. [S. l.]: AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, 2021. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.html>

ANEEL. RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL No 1.059. [S. l.]: AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, 2023. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20231059.html>

Balanço Energético Nacional. . Brasília: [s. n.], 2023. Disponível em: <http://www.epe.gov.br>.

BARASA KABEYI, M. J.; AKANNI. OLANREWAJU, O. Solar Energy as a Sustainable Energy for Power Generation. *In: 2023, Melbourne. Proceedings of the Second Australian International Conference on Industrial Engineering and Operations Management*. Melbourne: IEOM Society International, 2023. p. 1008–1022. Disponível em: <https://doi.org/10.46254/au02.20230244>

BOHN, J. E. N. A sustentabilidade energética e o desenvolvimento econômico : a energia elétrica como fator de desenvolvimento para o Estado de Roraima. Porto Alegre: Programa de Pós-Graduação em Economia, 2011. Disponível em: <https://lume.ufrgs.br/handle/10183/61929>

BORTOLOTO, V. A.; SOUZA, A.; GOES, G.; MARTINS, M. A.; BERGHE, M. J.; KIMURA MONTANHA, G. Geração de Energia Solar On Grid e Off Grid. VI Jornada Científica e Tecnológica, p. 6, 2017. Disponível em: <http://www.fatecbt.edu.br/ocs/index.php/VIJTC/VIJTC/paper/viewFile/1069/1234>

CAVALINI, T. M. Oversizing e clipping: até que valor pode sobredimensionar um sistema?. [s. l.], 2021. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/oversizing-e-clipping-ate-que-valor-pode-sobredimensionar-um-sistema/>. Acesso em: 19 jul. 2024.

Conceitos de Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos. . [s. l.], 2020. Disponível em: <https://institutosolar.com/dimensionamento-de-sistemas-fotovoltaicos/>. Acesso em: 22 ago. 2024.

Energia Solar - GeoDesign Recurso Solar. . [s. l.], 2024. Disponível em: <https://recursosolar.geodesign.com.br/energiasolar.html>. Acesso em: 17 jul. 2024.

Energia Solar Fotovoltaica. . [s. l.], 2008. Disponível em: https://cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&lang=pt&cid=321. Acesso em: 16 jun. 2024.

FERRONI, F.; HOPKIRK, R. J. Energy Return on Energy Invested (ERoEI) for photovoltaic solar systems in regions of moderate insolation. *Energy Policy*, v. 94, p. 336–344, 2016. Disponível em: <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.03.034>

IQBAL, M. An Introduction To Solar Radiation. 1. ed. [S. l.]: Elsevier Science, 2012. *E-book*. Disponível em: https://books.google.com.br/books?id=3_qWce_mbPsC

KIKUMOTO, B. Consumidores do grupo A faturados como grupo B. [s. l.], 2019a. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/consumidores-do-grupo-a-faturados-como-grupo-b/>. Acesso em: 18 jul. 2024.

KIKUMOTO, B. Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos para o grupo A. [s. l.], 2019b. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/dimensionamento-de-sistemas-fotovoltaicos-para-o-grupo-a/>. Acesso em: 18 jul. 2024.

MAGARREIRO, C.; FREITAS, S.; BRITO, M. C. Radiação e energia solar. *Gazeta de Física*, v. 39, n. 1/2, p. 57–59, 2016. Disponível em: www.spf.pt/magazines/GFIS/119/article/993/pdf

MARTINS, F. R.; PEREIRA, E. B.; SILVA, S. A. B.; ABREU, S. L.; COLLE, S. Solar energy scenarios in Brazil, Part one: Resource assessment. *Energy Policy*, v. 36, n. 8, p. 2853–2864, 2008. Disponível em: <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.02.014>

MATOS, R. A. da S. Empresa de Pesquisa Energética. Balanço Energético Nacional - Relatório Síntese, p. 73, 2020. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-479/topico-521/Relatório Síntese BEN 2020-ab 2019_Final.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-479/topico-521/Relatório_Síntese_BEN_2020-ab_2019_Final.pdf)

MONTEIRO, N.; MONTEIRO, R.; MARIANO, J.; JUNIOR, J.; ROMANO, C. Brazil Market Outlook for Photovoltaic Solar Energy: A Survey Study. *British Journal of Applied Science & Technology*, v. 21, n. 5, p. 1–11, 2017. Disponível em: <https://doi.org/10.9734/bjast/2017/33408>

O que são os sistemas fotovoltaicos OffGrid?. . [s. l.], 2019. Disponível em: <https://loja.trxsolar.com/loja/noticia.php?loja=655927&id=31>. Acesso em: 19 jul. 2024.

OLIVEIRA, S. A. de. SUSTENTABILIDADE , ECONOMIA E SEGURANÇA : Explorando a Transição do Brasil para um Futuro Energético Baseado em Energias Hidrelétrica , Eólica e Solar. Brasília: Programa de Pós-Graduação em Economia, Universidade de Brasília, 2023. Disponível em: <http://repositorio.unb.br/handle/10482/49930>

PEREIRA, M. G.; CAMACHO, C. F.; FREITAS, M. A. V.; SILVA, N. F. da. The renewable energy market in Brazil: Current status and potential. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 16, n. 6, p. 3786–3802, 2012. Disponível em: <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.03.024>

Potencial Solar - SunData v 3.0. . [s. l.], 2018. Disponível em: <https://cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>. Acesso em: 19 jun. 2024.

RIBEIRO, T. B. Sistema On Grid: O processo de produção de energia solar fotovoltaica. [s. l.], 2022. Disponível em: <https://baoribeiro.com.br/blog/sistema-de-energia-on-grid-como-funciona/>. Acesso em: 19 set. 2024.

RITTER, M. Sobredimensionamento do inversor: o que você deve saber. [s. l.], 2020. Disponível em: <https://www.solaredge.com/br/solaredge-blog/sobredimensionamento-do-inversor>. Acesso em: 19 jul. 2024.

SCHULZE, M.; NEHLER, H.; OTTOSSON, M.; THOLLANDER, P. Energy management in industry – a systematic review of previous findings and an integrative conceptual framework. *Journal of Cleaner Production*, v. 112, p. 3692–3708, 2016. Disponível em: <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2015.06.060>

SEGUNDO DA SILVA, M.; ROCHA LANA, T.; SILVA JÚNIOR, J. A.; G. TALARICO, M. Energia Solar Fotovoltaica: Revisão Bibliográfica. *Revista Mythos*, v. 14, n. 2, p. 51–61, 2021. Disponível em: <https://doi.org/10.36674/mythos.v14i2.467>

SILVA, L. N. F. Obstáculos à inovação para as MPEs brasileiras: existem diferenças entre inovadoras e não inovadoras?. Uberlândia, MG: Universidade Federal de Uberlândia, Programa de Pós-Graduação em Economia, 2022. Disponível em: <https://repositorio.ufu.br/handle/123456789/36210>

The importance of industry for Brazil. . [s. l.], 2024. Disponível em: <https://www.portaldaindustria.com.br/estatisticas/industrys-importance/>. Acesso em: 19 jul. 2024.

VERENA GRECO. Qual é a origem da energia solar? Conheça a história no Brasil e no mundo. [s. l.], 2023. Disponível em: <https://solucoes.edp.com.br/blog/origem-da-energia-solar/>. Acesso em: 23 ago. 2024.

ZHAO, H. *Renewable Energy - Resources, Challenges and Applications*. 1. ed. Londres: InterchOpen, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.5772/intechopen.81765>

ANEXOS

ANEXO A – Conta da Energia da CGS Têxtil

**SUA FATURA CHEGOU!
SUA FATURA CHEGOU!**

CLAUDIO GOMES DA SILVA - CGS TEXTIL

ENDEREÇO DA UNIDADE CONSUMIDORA
RUA GERONIMO ALVES DOS SANTOS, 39 - PB 293 KM 02
CENTRO
SAO BENTO (AG. 237)
GRUPO/SUBGRP: MTV-MOD. TARIFARIA VERDE / A4
CLASSE/SUBCLS: INDUSTRIAL / INDUSTRIAL
ROTEIRO: 081 - 0237 - 092 - 1142
Nº DO MEDIDOR: 0000741476
MATRICULA: 0001242709-21-1-3

USUÁRIO: TRIFÁSICO
DOM. BANC.:
DOM. ENT.:



ENERGISA PARAIBA - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S/A
Br 230, Km 25 - Cristo Redentor - João Pessoa / PB - CEP 58071-680
CNPJ 08.085.183 / 0001-40 - Insc. Est. 18.015.823-0

Nota Fiscal/Conta de Energia Elétrica - N.º: 075.456.754

UNIDADE CONSUMIDORA (UC)
511242709-2

0800 083 0196 / 0800 083 0196 / 83 9 9135-5540
www.energisa.com.br / www.energisa.com.br

CADASTRE SUA FATURA EM DÉBITO AUTOMÁTICO. UTILIZE O CÓDIGO: **0001242709-2**

SEGUNDA VIA FATURA EM DÉBITO AUTOMÁTICO. UTILIZE O CÓDIGO:

VALOR DA FATURA R\$ 43.912,10	VENCIMENTO 09/12/2021	SITUAÇÃO DE DÉBITOS	FATURAS EM ATRASO
REFERÊNCIA Novembro/2021	CONSUMO 55.440 kWh	SITUAÇÃO DE DÉBITOS	11/12/2021: 44.950,35
CNPJ/CPF: 02.168.240/0002-06	CONSUMO MÉDIA DIÁRIA 1.848,00 kWh		11/12/2021: 46.063,86
	DATA DE EMISSÃO	APRESENTAÇÃO	PRÓXIMA LEITURA
	01/12/2021	02/12/2021	31/12/2021

CCI	DESCRIÇÃO	QUANTIDADE	TARIFASEM	TARIFACOM	VALOR	TAXAS		BASE C.A.C.	N. ALIQ.	ICMS	BASE C.A.C.	PIS (R\$)	COFINS (R\$)
						TRIBUTOS	TRIBUTOS						
0601	Consumo em kWh - Ponta	1.920,000		1,727810	2,353240	4,595,04	25	1,148,75		3,446,28	22,99	105,90	
0601	Consumo em kWh - Fora Ponta	53,520,000	0,305390	0,422990	22,639,34	22,639,34	25	5,659,83		16,979,50	113,27	521,76	
0601	Adic. B. Amarela				10,904,46	10,904,46	25	2,726,11		8,178,35	54,56	251,31	
0601	Energia Reativa Exced em kWh - F.ponta	780,000	0,255720	0,354200	276,28	276,28	25	69,07		207,21	1,38	6,37	
0602	Demanda Potência Não Consumida - F.Ponta	200,000	26,220000	27,238720	5,447,74	5,447,74	0	0,00		5,447,74	36,34	167,40	
LANÇAMENTOS E SERVIÇOS													
0807	CONTRIB ILUM PUBLICA				49,24	49,24	0	0,00		0,00	0,00	0,00	
TOTAL:					43.912,10	38.415,12		9.603,77		34.259,08	228,54	1.062,74	

CCI: Código de Classificação do Item

LOCAL DE PAGAMENTO: ITAÚ	341-7	34191.09008	14577.722938	80890.970009	2	88290004391210
PAGAR PREFERENCIALMENTE NO ITAÚ						
BENEFICIÁRIO: ENERGISA PARAIBA DISTRIBUIDORA DE ENERGIA SA			CPF:	08.085.183/0001-40		
ENDEREÇO: BR230 KM 25, S.N. - CRISTO REDENTOR - JOÃO PESSOA/PB - CEP 58071-680			INSCRIÇÃO ESTADUAL:	2838/08909-7		
DATA DO DOCUMENTO: 01/12/2021	Nº DO DOCUMENTO: 1242709-2021-11-3	Especie Doc: DS	Assente: N	DATA DO PROCESSAMENTO: 01/12/2021	VALOR DO DOCUMENTO: 43.912,10	
INSTRUÇÕES: OS VALORES DA MULTA/JUROS DE MORA POR ATRASO SÓ SERÃO COBRADOS NA PRIMEIRA FATURA APÓS O PAGAMENTO DESTA. TÍTULO SUJEITO A PROTESTO APÓS O VENCIMENTO. NÃO ACBITAMOS DEPÓSITO EM CONTA CORRENTE, CASO OCORRA, O MESMO NÃO QUITARÁ ESTA FATURA.						
PAGADOR: CLAUDIO GOMES DA SILVA - CGS TEXTIL RUA GERONIMO ALVES DOS SANTOS, 39 - PB 293 KM 02			CPF/CPF: 02.168.240/0002-06 SAO BENTO (AG. 237)			



AUTENTICAÇÃO MECÂNICA

Cód. de Barra

Fluxo de Compensação

Parabíba - C 143705 - Fevereiro/2020

ANEXO B – Datasheet do Inversor Weg SIW400G T075 W0

Inversores Ongrid String Trifásicos SIW400G

Os inversores SIW400G T075 e T100 W0 contam com alta eficiência, 9 rastreadores MPPT, e grande faixa de tensão operacional. Possuem protetores de surto integrados tipo II e grau de proteção IP66. A função de recuperação PID ajuda a manter a eficiência dos módulos e eleva a sua vida útil. Contam também com a topologia Fuseless (sem fusíveis), que reduz a quantidade e os custos de manutenção. Além de muito mais segurança com a tecnologia AFCI (Arc Fault Circuit Interrupter).



Especificações Técnicas

MODELO	SIW400G T075 W0	SIW400G T100 W0
EFICIÊNCIA		
Eficiência máxima	98,60%	98,60%
Eficiência Europeia	98,20%	98,20%
ENTRADA (FV)		
Potência de entrada máxima	112.500 W	150.000 W
Tensão de entrada máxima		1100 V*
Tensão de partida		250 V
Tensão nominal de entrada		600 V
Faixa de operação do MPPT		200 V ~ 1000 V
Faixa de tensão MPPT em máxima potência		550 V ~ 850 V
Corrente de entrada máxima por MPPT		26 A
Corrente máxima de curto-circuito por MPPT		40 A
Número de MPPTs		9
Número de entradas por MPPT		2
SAÍDA CA		
Conexão à rede		380/400 V, 3W+N+PE
Potência nominal de saída	75.000 W	100.000 W
Potência aparente máxima	75.000 VA	110.000 VA
Faixa de tensão de rede		320 ~ 460 V
Tensão de saída nominal		400 V
Frequência de rede nominal		45 ~ 55 / 55 ~ 65 Hz
Corrente de saída máxima	113,7 A	166,6 A
Fator de potência ajustável		0,8 adiantado / 0,8 atrasado
Distorção harmônica total máxima		≤3%
PROTEÇÃO		
Proteção AFCI		Sim
Proteção anti-ilhamento		Sim
Proteção contra polaridade CC invertida		Sim
Monitoramento da isolamento		Sim
Monitoramento de correntes residuais		Sim
Supressor de surto CC / CA		Sim (tipo II)
Proteção contra sobrecorrente CA		Sim
Proteção contra curto-circuito CA		Sim
Proteção contra sobretensão CA		Sim
Proteção contra sobretensão CA		Sim
Recuperação PID		Sim
DADOS GERAIS		
Faixa de temperatura de operação		-30 ~ 60 °C
Umidade relativa de operação		0% ~ 100% (sem condensação)
Altitude de operação		0 ~ 4.000 m
Resfriamento		Ventilação forçada inteligente
Display		LED, WI-FI + WEB SERVER
Comunicação		RS485, USB, WI-FI
Peso (incluindo suporte de montagem)		90 kg
Dimensão (incluindo suporte de montagem)		975 x 630 x 360 mm
Grau de proteção		IP66
Modo de operação		On-Grid
Topologia		Sem transformador
Conexão CC / CA		MC4 / Terminal olhal
CONFORMIDADE COM NORMAS		
Segurança		IEC 62109
Normas de conexão à rede		IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, IEC 61000-6-3, EN 50549

Nota: *Para sistemas que possam atingir mais que 1000 Vcc não utilizar os conectores MC4 presentes na caixa do inversor, devendo ser utilizados conectores MC4 Evo2.



WEG Drives & Controls - Automação LTDA.
 Jaraguá do Sul - SC - Brasil
 Fone 55 (47) 3276-4000 - Fax 55 (47) 3276-4020
automacao@weg.net
www.weg.net

ANEXO C – Datasheet do Módulo Risen



**HIGH PERFORMANCE
MONOCRYSTALLINE PERC MODULE**

G6.4

RSM144-9-540M-560M

144 CELL Mono PERC Module	540-560Wp Power Output Range
1500VDC Maximum System Voltage	21.7% Maximum Efficiency

KEY SALIENT FEATURES

-  Global, Tier 1 bankable brand, with independently certified state-of-the-art automated manufacturing
-  Industry leading lowest thermal co-efficient of power
-  Industry leading 12 years product warranty
-  Excellent low irradiance performance
-  Excellent PID resistance
-  Positive power tolerance of 0~+3%
-  Dual stage 100% EL Inspection warranting defect-free product
-  Module Imp binning radically reduces string mismatch losses
-  Excellent wind load 2400Pa & snow load 5400Pa under certain installation method
-  Comprehensive product and system certification
 - ◆ IEC61215:2016; IEC61730-1/-2:2016;
 - ◆ ISO 9001:2015 Quality Management System
 - ◆ ISO 14001:2015 Environmental Management System
 - ◆ ISO 45001:2018 Occupational Health and Safety Management System



* As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Risen Energy sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

RISEN ENERGY CO., LTD.

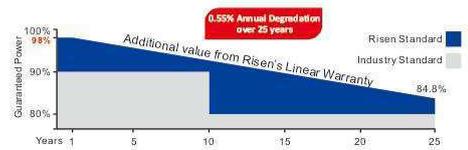
Risen Energy is a leading, global tier 1 manufacturer of high-performance solar photovoltaic products and provider of total business solutions for residential, commercial and utility-scale power generation. The company, founded in 1986, and publicly listed in 2010, compels value generation for its chosen global customers. Techno-commercial innovation, underpinned by consummate quality and support, encircle Risen Energy's total Solar PV business solutions which are among the most powerful and cost-effective in the industry. With local market presence and strong financial bankability status, we are committed, and able, to building strategic, mutually beneficial collaborations with our partners, as together we capitalise on the rising value of green energy.

Tashan Industry Zone, Meilin, Ninghai 315609, Ningbo | PRC
Tel: +86-574-59953239 Fax: +86-574-59953599
E-mail: marketing@risenenergy.com Website: www.risenenergy.com



LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

12 year Product Warranty / 25 year Linear Power Warranty

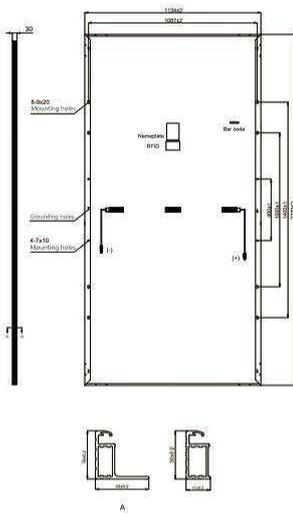


* Please check the valid version of Limited Product Warranty, which is officially released by Risen Energy Co., Ltd.

THE POWER OF RISING VALUE



Dimensions of PV Module Unit: mm



ELECTRICAL DATA (STC)

Model Number	RSM144-9-540M	RSM144-9-545M	RSM144-9-550M	RSM144-9-555M	RSM144-9-560M
Rated Power in Watts-Pmax(Wp)	540	545	550	555	560
Open Circuit Voltage-Voc(V)	49.60	49.70	49.80	49.91	50.01
Short Circuit Current-Isc(A)	13.74	13.84	13.94	14.04	14.14
Maximum Power Voltage-Vmpp(V)	41.99	42.11	42.20	42.29	42.38
Maximum Power Current-Imp(A)	12.87	12.96	13.04	13.13	13.22
Module Efficiency (%) *	20.9	21.1	21.3	21.5	21.7

STC: Irradiance 1000 W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5 according to EN 60904-3.
 * Module Efficiency (%). Round-off to the nearest number.

ELECTRICAL DATA (NMOT)

Model Number	RSM144-9-540M	RSM144-9-545M	RSM144-9-550M	RSM144-9-555M	RSM144-9-560M
Maximum Power-Pmax (Wp)	402.0	405.8	409.4	413.3	417.1
Open Circuit Voltage-Voc (V)	46.77	46.87	46.96	47.07	47.17
Short Circuit Current-Isc (A)	11.27	11.35	11.43	11.51	11.59
Maximum Power Voltage-Vmpp (V)	38.80	38.90	39.00	39.10	39.20
Maximum Power Current-Imp (A)	10.36	10.43	10.50	10.57	10.64

NMOT: Irradiance at 800 W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
Cell Configuration	144 cells (6×12+6×12)
Module Dimensions	2279×1134×30mm
Weight	27.7kg
Superstrate	High Transmission, Low Iron, Tempered ARC Glass
Substrate	White Back-sheet
Frame	Anodized Aluminium Alloy, Silver Color
J-Box	Potted, IP68, 1500VDC, 3 Schottky bypass diodes
Cables	4.0mm ² , Positive(+)350mm, Negative(-)230mm (Connector Included) or customized length
Connector	Risen Twinsel PV-SY02, IP68

TEMPERATURE & MAXIMUM RATINGS

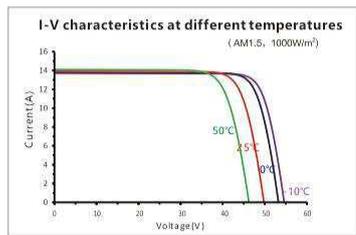
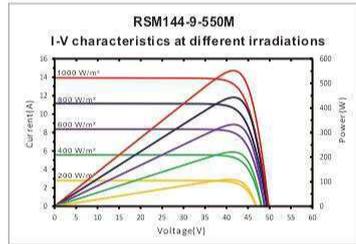
Nominal Module Operating Temperature (NMOT)	44°C±2°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.275%/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.045%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.34%/°C
Operational Temperature	-40°C~+85°C
Maximum System Voltage	1500VDC
Max Series Fuse Rating	25A
Limiting Reverse Current	25A

PACKAGING CONFIGURATION

	40ft(HQ)
Number of modules per container	720
Number of modules per pallet	36
Number of pallets per container	20
Packaging box dimensions (LxWxH) in mm	2295×1120×1260
Box gross weight[kg]	1044

CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.
 ©2023 Risen Energy. All rights reserved. Contents included in this datasheet are subject to change without notice.
 No special undertaking or warranty for the suitability of special purpose or being installed in extraordinary surroundings is granted unless as otherwise specifically committed by manufacturer in contract document.

THE POWER OF RISING VALUE



Our Partners:

REM144-M-10BB-EN-H2-2-2023

ANEXO D – Fluxo de Caixa do Modelo 2

Ano	Geração de energia (kWh/a.a.)	Tarifa (R\$/kWh)	Receitas (R\$)	Manutenção (R\$)	Fluxo de caixa
0					-R\$ 432.000,00
1	340.314,60	0,30	102.094,38	-4.000,00	R\$ 98.094,38
2	336.911,45	0,31	104.442,55	-4.000,00	R\$ 100.442,55
3	333.542,34	0,32	106.733,55	-4.000,00	R\$ 102.733,55
4	330.206,92	0,33	108.968,28	-4.000,00	R\$ 104.968,28
5	326.904,85	0,34	111.147,65	-4.000,00	R\$ 107.147,65
6	323.635,80	0,35	113.272,53	-4.000,00	R\$ 109.272,53
7	320.399,44	0,36	115.358,21	-4.000,00	R\$ 111.358,21
8	317.195,45	0,37	117.467,63	-4.000,00	R\$ 113.467,63
9	314.023,50	0,38	119.328,93	-4.000,00	R\$ 115.328,93
10	310.883,27	0,39	121.244,48	-4.000,00	R\$ 117.244,48
11	307.774,44	0,40	123.109,78	-4.000,00	R\$ 119.109,78
12	304.696,70	0,41	124.925,65	-4.000,00	R\$ 120.925,65
13	301.649,73	0,42	126.692,89	-4.000,00	R\$ 122.692,89
14	298.633,23	0,43	128.412,29	-4.000,00	R\$ 124.412,29
15	295.646,90	0,44	130.084,64	-4.000,00	R\$ 126.084,64
16	292.690,43	0,45	131.710,69	-4.000,00	R\$ 127.710,69
17	289.763,53	0,46	133.291,22	-4.000,00	R\$ 129.291,22
18	286.865,89	0,47	134.826,97	-4.000,00	R\$ 130.826,97
19	283.997,24	0,49	139.158,65	-4.000,00	R\$ 135.158,65
20	281.157,26	0,50	140.578,63	-4.000,00	R\$ 136.578,63
21	278.345,69	0,52	144.739,76	-4.000,00	R\$ 140.739,76
22	275.562,23	0,53	146.047,98	-4.000,00	R\$ 142.047,98
23	272.806,61	0,55	150.043,64	-4.000,00	R\$ 146.043,64
24	270.078,54	0,56	151.243,98	-4.000,00	R\$ 147.243,98
25	267.377,75	0,58	155.079,10	-4.000,00	R\$ 151.079,10

ANEXO E – Fluxo de Caixa do Modelo 3

Ano	Geração de energia (kWh/a.a.)	Tarifa (R\$/kWh)	Receitas (R\$)	Manutenção (R\$)	Acréscimo da demanda contratada (R\$)	Fluxo de caixa
0						-R\$ 648.000,00
1	510.471,96	0,30	153.141,89	-6.000,00	-32.688,00	R\$ 114.453,89
2	505.367,24	0,31	156.663,84	-6.000,00	-32.688,00	R\$ 117.975,84
3	500.313,57	0,32	160.100,34	-6.000,00	-32.688,00	R\$ 121.412,34
4	495.310,43	0,33	163.452,44	-6.000,00	-32.688,00	R\$ 124.467,44
5	490.357,32	0,34	166.721,49	-6.000,00	-32.688,00	R\$ 128.033,49
6	485.453,75	0,35	169.908,81	-6.000,00	-32.688,00	R\$ 131.220,81
7	480.599,22	0,36	173.015,72	-6.000,00	-32.688,00	R\$ 134.327,72
8	475.793,23	0,37	176.043,50	-6.000,00	-32.688,00	R\$ 137.355,50
9	471.035,29	0,38	178.993,41	-6.000,00	-32.688,00	R\$ 140.305,41
10	466.324,94	0,39	181.866,73	-6.000,00	-32.688,00	R\$ 143.178,73
11	461.661,69	0,40	184.664,68	-6.000,00	-32.688,00	R\$ 145.976,68
12	457.045,07	0,41	187.388,48	-6.000,00	-32.688,00	R\$ 148.700,48
13	452.474,62	0,42	190.039,34	-6.000,00	-32.688,00	R\$ 151.351,34
14	447.949,88	0,43	192.618,45	-6.000,00	-32.688,00	R\$ 153.930,45
15	443.470,38	0,44	195.126,97	-6.000,00	-32.688,00	R\$ 156.438,97
16	439.035,67	0,45	197.566,05	-6.000,00	-32.688,00	R\$ 158.878,05
17	434.645,32	0,46	199.936,85	-6.000,00	-32.688,00	R\$ 161.248,85
18	430.298,86	0,47	202.240,46	-6.000,00	-32.688,00	R\$ 163.552,46
19	425.995,88	0,49	208.737,98	-6.000,00	-32.688,00	R\$ 170.049,98
20	421.735,92	0,50	210.867,96	-6.000,00	-32.688,00	R\$ 172.179,96
21	417.518,56	0,52	217.109,65	-6.000,00	-32.688,00	R\$ 178.421,65
22	413.343,37	0,53	219.071,99	-6.000,00	-32.688,00	R\$ 180.383,99
23	409.209,94	0,55	225.065,47	-6.000,00	-32.688,00	R\$ 186.377,47
24	405.117,84	0,56	226.865,99	-6.000,00	-32.688,00	R\$ 188.177,99
25	401.066,66	0,58	232.618,66	-6.000,00	-32.688,00	R\$ 193.930,66