



UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
CAMPUS UNIVERSITÁRIO DE TUCURUÍ
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA

ITALLO MONTEIRO TENORIO

**DIMENSIONAMENTO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO COM BASE NA
ÁREA DO TELHADO DO TECNÓLAGO EM TUCURUI-PA**

TUCURUÍ

2025

ITALLO MONTEIRO TENORIO

**DIMENSIONAMENTO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO COM BASE NA
ÁREA DO TELHADO DO TECNÓLAGO EM TUCURUI-PA**

Trabalho de Conclusão de Curso, apresentado
como requisito parcial para a obtenção de
grau de Bacharel em Engenharia Elétrica,
pela Universidade Federal do Pará.

Orientador:
Profa. Dra. Andrécia Pereira da Costa.

TUCURUÍ

2025

**Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP) de acordo com ISBD
Sistema de Bibliotecas da Universidade Federal do Pará
Gerada automaticamente pelo módulo Ficat, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)**

T289d TENORIO, ITALLO MONTEIRO.
DIMENSIONAMENTO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO
COM BASE NA ÁREA DO TELHADO DO TECNÓLAGO EM
TUCURUI-PA / ITALLO MONTEIRO TENORIO. — 2025.
68 f. : il. color.

Orientador(a): Prof^ª. Dra. Andrécia Pereirda da Costa
Trabalho de Conclusão (Graduação) - Universidade Federal do
Pará, Campus Universitário de Tucuruí, Faculdade de Engenharia
Elétrica, Tucuruí, 2025.

1. Sistema fotovoltaico conectado à rede. 2. Geração de
Energia. I. Título.

CDD 621.31098115

ITALLO MONTEIRO TENORIO

**DIMENSIONAMENTO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO COM BASE NA
ÁREA DO TELHADO DO TECNÓLAGO EM TUCURUI-PA**

Trabalho de Conclusão de Curso, apresentado como requisito parcial para a obtenção de grau de Bacharel em Engenharia Elétrica, pela Universidade Federal do Pará.

Data de aprovação: 09/09/2025

Banca Examinadora:

Profª. Dra. Andrécia Pereira da Costa
Orientador - FEE/CAMTUC/UFPA

Prof. Membro
Dr. Raphael Barros Teixeira -
FEE/CAMTUC/UFPA

Prof. Membro
Dr. Ianes Barbosa Grécia Coutinho

TUCURUÍ

2025



UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
CAMPUS UNIVERSITÁRIO DE TUCURUÍ
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA

TÍTULO:

DIMENSIONAMENTO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO COM BASE NA ÁREA DO TELHADO DO TECNÓLAGO EM TUCURUI-PA

DISCENTE: ITALLO MONTEIRO TENORIO

MATRÍCULA: 201933940020

#	BANCA EXAMINADORA	CONDIÇÃO
1	<i>Profa. Dra. Andrécia Pereira da Costa - UFPA</i>	Orientador
2	<i>Prof. Dr. Raphael Barros Teixeira, FEE/CAMTUC/UFPA</i>	Membro
3	<i>Dr. Ianes Barbosa Grécia Coutinho</i>	Membro

Data da Defesa: 09/09/2025

Hora Início: 08:05

Hora Término: 08:50

Trabalho Escrito (0 a 10 pontos por critério)	Examinador 1	Examinador 2	Examinador 3
Formatação	9,0	9,0	9,0
Linguagem (gramática e semântica)	9,0	8,5	9,0
Conteúdo técnico	9,0	9,0	8,5

Defesa Oral (0 a 10 pontos por critério)	Examinador 1	Examinador 2	Examinador 3
Sequência lógica de apresentação	9,5	9,5	10
Administração do tempo	9,5	9,5	9,5
Expressão oral	9,0	9,0	9,5
Domínio do tema	9,5	9,5	9,0

Média por examinador	9,21	9,14	9,21
Média Final	9,5		
Conceito Final	EXCELENTE		

Documento assinado digitalmente
gov.br ANDRECIA PEREIRA DA COSTA
Data: 09/09/2025 09:47:56-0300
Verifique em <https://validar.it.gov.br>

Tucuruí-PA, 09/09/2025.

Orientador

Documento assinado digitalmente
gov.br RAPHAEL BARROS TEIXEIRA
Data: 09/09/2025 11:00:37-0300
Verifique em <https://validar.it.gov.br>

Documento assinado digitalmente
gov.br IANES BARBOSA GRECIA COUTINHO
Data: 09/09/2025 10:58:20-0300
Verifique em <https://validar.it.gov.br>

Membro

Membro

Dedico este trabalho a Deus, sem ele eu não teria capacidade para desenvolver este trabalho.

AGRADECIMENTOS

Gostaria de expressar minha gratidão a todos que contribuíram para a sua realização.

Primeiramente, agradeço a Deus, por me conceder saúde, perseverança e sabedoria ao longo dessa jornada acadêmica.

A minha mãe Ivanilde Alves Monteiro, pela educação, apoio incondicional e incentivo em todos os momentos e ao meu pai Evandro Ananias Duarte Tenorio que apesar de não estar mais entre nós foi essencial para eu construir os meus valores e princípios. Sem vocês, esta conquista não seria possível. Também quero agradecer aos meus avós Raimunda Alves Monteiro e Luiz Gonzaga que foram essenciais na minha formação pessoal e educacional. Agradeço a minha esposa Helayne Jaqueline Santos Ferreira e minha filha Celina Ferreira Tenorio que me deram forças para não desistir.

A minha orientadora, pela paciência, dedicação e pelos valiosos ensinamentos que guiaram o desenvolvimento deste trabalho. Sua orientação foi essencial para que eu pudesse concluir esta etapa com êxito.

Aos meus amigos e colegas de curso, Denilson Costa, Kelso Sousa, Natã Barbosa e Wallas Ximenes pelas discussões construtivas, pela colaboração e pelos momentos de descontração que tornaram a caminhada mais leve e prazerosa.

Agradeço também aos professores e funcionários da UFPA, que, de diferentes maneiras, contribuíram para a minha formação acadêmica e pessoal.

Por fim, agradeço a todos que, direta ou indiretamente, contribuíram para a realização deste TCC. Cada um de vocês foi fundamental para a concretização deste projeto.

Sonhos determinam o que você quer. Ação determina o que você conquista.

Aldo Novak

RESUMO

Este Trabalho de Conclusão de Curso apresenta o dimensionamento de um sistema fotovoltaico conectado à rede, tendo como objeto de estudo o telhado do Parque Tecnológico do Lago de Tucuruí (Tecnolago), localizado em Tucuruí/PA. Inicialmente, discute-se a relevância da energia solar no contexto nacional, destacando seu crescimento expressivo na matriz elétrica brasileira e seu potencial para diversificação das fontes renováveis. A metodologia envolveu o levantamento das dimensões do telhado, a análise da irradiação solar da região e a definição dos parâmetros técnicos dos módulos fotovoltaicos, inversores, condutores, transformador e dispositivos de proteção, conforme normas vigentes. O projeto resultou em uma potência instalada aproximada de 2.580 kWp, capaz de gerar, em média, 336 MWh mensais. O dimensionamento contemplou a instalação de mais de 3.880 módulos fotovoltaicos distribuídos nos telhados norte e sul, integrados a inversores de diferentes potências, garantindo eficiência e segurança operacional. Conclui-se que a implementação do sistema contribui não apenas para a redução dos custos com energia elétrica, mas também para a mitigação dos impactos ambientais, reforçando a viabilidade técnica e o papel estratégico da energia fotovoltaica como fonte limpa e renovável.

Palavras-chave: Sistema fotovoltaico conectado à rede; Dimensionamento de sistema fotovoltaico; Geração de Energia.

ABSTRACT

This Undergraduate Thesis presents the design of a grid-connected photovoltaic system, using the roof of the Technological Park of Lake Tucuruí (Tecnolago), located in Tucuruí, Brazil, as the case study. Initially, the relevance of solar energy within the national context is discussed, emphasizing its significant growth in the Brazilian electricity matrix and its potential to diversify renewable energy sources. The methodology comprised the assessment of the roof dimensions, analysis of regional solar irradiation, and definition of the technical parameters for photovoltaic modules, inverters, conductors, transformer, and protection devices, in accordance with applicable standards. The project resulted in an installed capacity of approximately 2580 kWp, capable of generating an average of 336 MWh per month. The system design involved the allocation of over 3880 photovoltaic modules distributed across the north and south roofs, integrated with inverters of different capacities to ensure operational efficiency and safety. It is concluded that the implementation of the system contributes not only to reducing electricity costs but also to mitigating environmental impacts, reinforcing the technical feasibility and strategic role of photovoltaic energy as a clean and renewable source.

Keywords: *Grid-connected photovoltaic system; Photovoltaic system sizing; Power Generation..*

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Matriz elétrica mundial no ano de 2023	18
Figura 2 – Matriz elétrica no Brasil no ano de 2025	19
Figura 3 – Potência fotovoltaica instalada no mundo em 2024	19
Figura 4 – Evolução da energia solar no Brasil	20
Figura 5 – Efeito fotovoltaico	22
Figura 6 – Principais componentes do sistema isolado à rede	23
Figura 7 – Principais componentes do sistema conectado à rede	24
Figura 8 – Célula, módulo e arranjo fotovoltaico	25
Figura 9 – Inversor <i>string</i> e microinversor fotovoltaico	26
Figura 10 – <i>String</i>	27
Figura 11 – <i>MPP</i>	27
Figura 12 – <i>Overload</i>	28
Figura 13 – <i>String box</i> ou caixa de junção	29
Figura 14 – Mapa Solarimétrico do Brasil	32
Figura 15 – Localização tecnolago	36
Figura 16 – Capacidade de geração	47

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Distribuição da potência por telhado	37
Tabela 2 – Distribuição da potência dos inversores por telhado	38
Tabela 3 – Mínimo e máximo número de módulos por <i>string</i>	38
Tabela 4 – Distribuição de inversores por telhado e configuração	39
Tabela 5 – Distribuição de <i>Strings</i> , configuração A	39
Tabela 6 – Distribuição de <i>Strings</i> , configuração B	39
Tabela 7 – Distribuição de <i>Strings</i> , configuração C	39
Tabela 8 – Distribuição de <i>Strings</i> , configuração D	40
Tabela 9 – Distribuição de <i>Strings</i> , configuração E	40
Tabela 10 – Tensão de circuito aberto em função do número de módulos na <i>string</i> .	40
Tabela 11 – Parâmetros do dispositivo de proteção CC	41
Tabela 12 – Parâmetros do dispositivo de proteção CA	42
Tabela 13 – Potências e correntes dos inversores	42
Tabela 14 – Tabela de dimensionamento de cabos CA	44
Tabela 15 – Taxa de ocupação dos eletrodutos	45
Tabela 16 – Distribuição de condutores por leito	46
Tabela 17 – Dados de ocupação dos leitos	46

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

SFV	Sistema Fotovoltaico
CC	Corrente Contínua
CA	Corrente Alternada
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
DPS	Dispositivo de Proteção contra Surtos
SPDA	Sistema de Proteção contra Descargas Atmosféricas
OCPR	<i>OverCurrent Protection Rating</i>
GD	Geração Distribuída
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
REN	Resolução Normativa
NBR	Norma Brasileira
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IEA PVPS	<i>International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme</i>
INEE	Instituto Nacional de Eficiência Energética
CTA	Centro Técnico Aeroespacial
INT	Instituto Nacional de Tecnologia
USP	Universidade de São Paulo
CRESESB	Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica
XLPE	Polietileno Reticulado
MCB	<i>Miniature Circuit Breaker</i>
MCCB	<i>Molded Case Circuit Breaker</i>
kWp	Quilowatt-pico
MWh	Megawatt-hora
VOC	Tensão de Circuito Aberto

Sumário

1	INTRODUÇÃO	16
1.1	OBJETIVOS	16
1.2	OBJETIVO GERAL	16
1.3	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	17
2	REFERENCIAL TEÓRICO	18
2.1	VISÃO GERAL	18
2.2	HISTÓRICO	20
2.2.1	HISTÓRICO NO MUNDO	20
2.2.2	HISTÓRICO NO BRASIL	21
2.3	EFEITO FOTOVOLTAICO	22
2.4	TOPOLOGIAS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	22
2.4.1	SISTEMAS ISOLADOS (<i>OFF GRID</i>)	23
2.4.2	SISTEMAS CONECTADOS À REDE (<i>ON GRID</i>)	23
2.5	COMPONENTES DO SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A REDE	24
2.5.1	MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	24
2.5.2	INVERSOR CC-CA	25
2.5.3	SÉRIE FOTOVOLTAICA (<i>String</i>)	26
2.5.4	MPPT(<i>MAXIMUM POWER POINT TRACKING</i>)	27
2.5.5	<i>OVERLOAD</i>	27
2.5.6	<i>STRING BOX</i>	28
2.5.7	CHAVE SECCIONADORA	29
2.5.8	DISPOSITIVO DE PROTEÇÃO CONTRA SURTOS	30
2.5.9	FUSÍVEL	30
2.5.10	DISJUNTOR	30
2.5.11	CABO SOLAR	31
2.5.12	MEDIDOR BIDIRECIONAL	31
2.6	INCIDÊNCIA SOLAR NO BRASIL	32
2.7	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	33
3	METODOLOGIA	35
4	DIMENSIONAMENTO	36
4.1	DADOS PRELIMINARES	36
4.2	MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	36
4.3	INVERSOR	37
4.4	PROTEÇÃO CC	40
4.4.1	PROTEÇÃO CONTRA SOBRETENSÃO	40

4.4.2	PROTEÇÃO CONTRA SOBRECORRENTE	41
4.5	PROTEÇÃO CA	41
4.5.1	PROTEÇÃO CONTRA SOBRETENSÃO	41
4.5.2	PROTEÇÃO CONTRA SOBRECORRENTE	42
4.6	CONDUTORES	43
4.6.1	CIRCUITO CC	43
4.6.2	CIRCUITO CA	44
4.7	ELETRODUTOS	44
4.7.1	CIRCUITO CC	44
4.7.2	CIRCUITO CA	45
5	RESULTADOS	47
5.1	CAPACIDADE DE GERAÇÃO	47
5.2	CUSTO ESTIMADO	48
6	CONCLUSÃO	49
	REFERÊNCIAS	50
	APÊNDICE A – LAYOUT MÓDULOS	54
	APÊNDICE B – DIAGRAMA UNIFILAR INVERSOR	55
	APÊNDICE C – DIAGRAMA UNIFILAR STRINGS	56
	ANEXO A – APRESENTAÇÃO DA FOLHA DE DADOS DO MÓDULO FOTOVOLTAICO	57
	ANEXO B – FOLHA DE DADOS DO MÓDULO FOTOVOL- TAICO	58
	ANEXO C – FOLHA DE DADOS DO INVERSOR FOTO- VOLTAICO	59
	ANEXO D – TABELA C.2 NBR 16612	60
	ANEXO E – TABELA 43 NBR 5410	61
	ANEXO F – FOLHA DE DADOS CABO SOLAR	62
	ANEXO G – FOLHA DE DADOS ELETRODUTO AÇO GAL- VANIZADO	63
	ANEXO H – FOLHA DE DADOS CABO CA XLPE	64

ANEXO I – FOLHA DE DADOS LEITOS 65

ANEXO J – TABELA 43 NBR 5410 66

ANEXO K – TABELA 42 NBR 5410 67

1 INTRODUÇÃO

O Sol é uma estrela localizada no centro do nosso sistema solar. É uma esfera gigante de plasma, composta principalmente de hidrogênio e hélio, que emite uma quantidade imensa de energia na forma de luz e calor devido às reações nucleares que ocorrem em seu núcleo ([BRASIL ESCOLA, 2025](#)).

Essa energia emitida pelo Sol é crucial para a existência e sustentabilidade da vida na Terra. Além de fornecer a luz necessária para a fotossíntese das plantas, o calor solar influencia os padrões climáticos, regula as estações e proporciona condições ideais para o desenvolvimento da vida ([National Geographic Brasil, 2023](#)).

Além disso, o Sol desempenha um papel fundamental na produção de energia sustentável. A energia solar é uma fonte limpa e renovável, que utiliza a radiação solar para gerar eletricidade e calor. Com a tecnologia adequada, podemos aproveitar essa fonte abundante e inesgotável de energia para reduzir a dependência de combustíveis fósseis e mitigar os impactos ambientais associados a sua extração e queima. A energia fotovoltaica representa um marco crucial no caminho em direção a um futuro mais sustentável e energeticamente independente para a humanidade. Ao converter a luz do sol diretamente em eletricidade, essa tecnologia revolucionária elimina a necessidade de depender de fontes de energia não renováveis e poluentes, como o carvão e o petróleo ([IBERDROLA, 2023](#)).

Com a crescente conscientização sobre os impactos ambientais das energias convencionais, a adesão à energia fotovoltaica está em ascensão. Países ao redor do mundo estão investindo em infraestrutura solar, implementando políticas de incentivo e promovendo a pesquisa e desenvolvimento nessa área. O resultado é uma transição gradativa para uma matriz energética mais limpa e sustentável ([TALARICO, 2024](#)).

Portanto, a energia fotovoltaica é um pilar essencial no caminho para um futuro mais limpo, sustentável e tecnologicamente avançado. À medida que continuamos a investir em pesquisa e implementação, podemos estar confiantes de que a energia solar desempenhará um papel vital na construção de um mundo mais verde e equitativo para as gerações futuras ([BOA ENERGIA, 2025](#)).

1.1 OBJETIVOS

1.2 OBJETIVO GERAL

Dimensionar um sistema solar fotovoltaico conectado à rede elétrica, utilizando como base a área disponível no telhado do Parque Tecnológico do Lago de Tucuruí (Tecnolago), localizado em Tucuruí/PA, visando a geração de energia limpa, eficiente e sustentável.

1.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

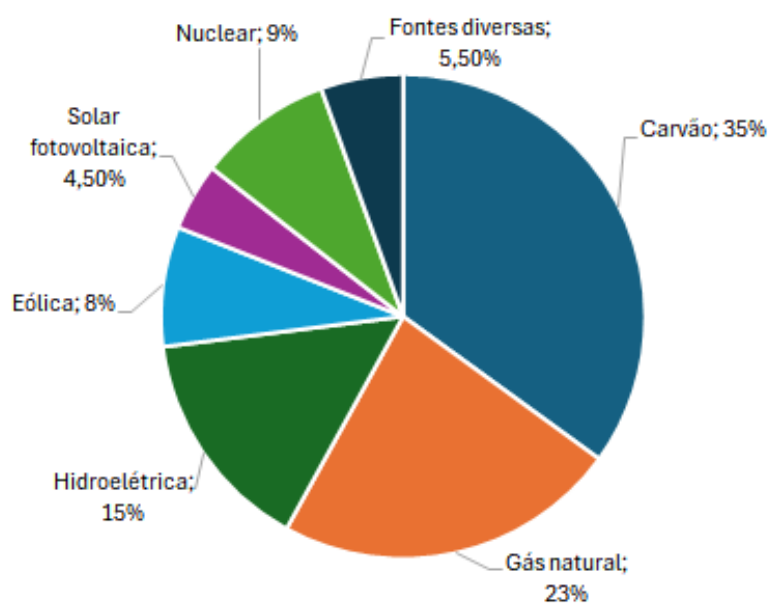
- Levantar as dimensões e características físicas do telhado do Tecnolago para avaliar a área útil disponível para instalação dos módulos fotovoltaicos.
- Analisar os níveis de irradiação solar da região de Tucuruí/PA com base em dados do Atlas Brasileiro de Energia Solar.
- Selecionar os módulos fotovoltaicos e inversores mais adequados, considerando eficiência, potência e compatibilidade com o projeto.
- Determinar a quantidade de módulos e inversores necessários, bem como a configuração das strings e MPPTs.
- Dimensionar os condutores, eletrodutos e dispositivos de proteção (CC e CA) conforme as normas técnicas vigentes (NBR 16690, NBR 5410).
- Estimar a capacidade de geração mensal e anual do sistema fotovoltaico com base na potência instalada e na irradiação local.
- Avaliar a viabilidade técnica e os benefícios ambientais da implantação do sistema solar no Tecnolago.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 VISÃO GERAL

A matriz elétrica corresponde ao conjunto de fontes utilizadas para a geração de energia elétrica. Essas fontes podem ser renováveis, como hidrelétricas, solar e eólica, ou não renováveis, como termelétricas a carvão, gás natural e nuclear. De acordo com o relatório *World Energy Outlook 2024*, publicado pela *International Energy Agency (IEA)*, com base em dados referentes ao ano de 2023, a energia solar fotovoltaica representou 4,5% da matriz elétrica mundial (IEA, 2024), conforme ilustrado na Figura 1.

Figura 1 – Matriz elétrica mundial no ano de 2023



Fonte: IEA, (2024)

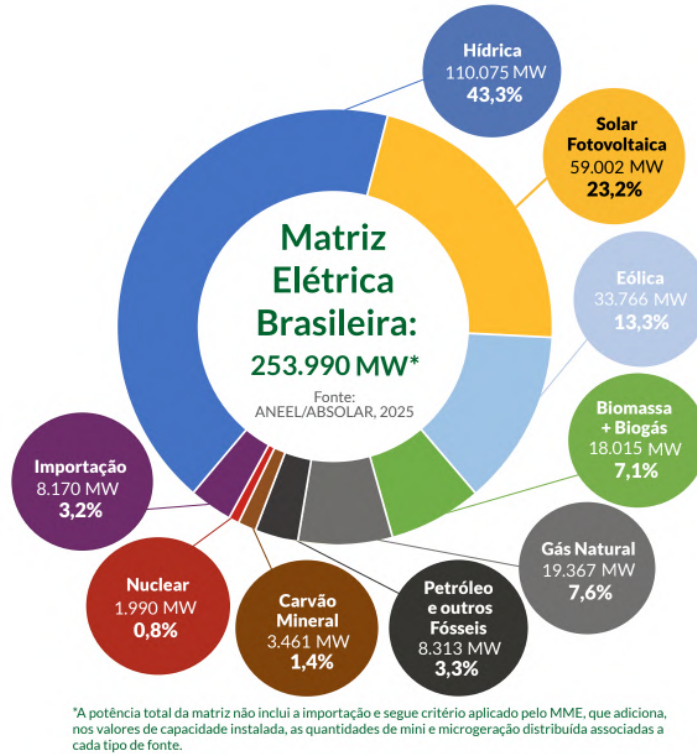
No âmbito nacional, segundo dados levantados pela Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR), o Brasil atingiu a significativa marca de mais de 3,6 milhões de sistemas solares fotovoltaicos implementados. Esse marco representa uma capacidade total de 59 gigawatts (GW) distribuídos em residências, estabelecimentos comerciais, indústrias, propriedades rurais e edifícios públicos (ABSOLAR, 2025).

A energia solar superou a fonte eólica, que utiliza a força do vento, conquistando assim a segunda posição na matriz elétrica brasileira. Do total da capacidade instalada no país, 23,2% são provenientes da energia solar, ficando atrás apenas da energia hídrica, que contribui com 43,3%, como pode ser visto na figura 2.

De acordo com a pesquisada da ABSOLAR, 3,6 milhões de sistemas fotovoltaicos conectados na rede envolvem 6,4 milhões de unidades consumidoras que são tanto geradores quanto participantes do sistema de compensação de energia. Contudo, esse número representa apenas 6,8% do total de unidades consumidoras existentes no Brasil (ABSOLAR,

2025). Os dados da Absolar revelam que a tecnologia fotovoltaica já está presente em 5.530 municípios e abrange todos os estados do país,(AGÊNCIA BRASIL, 2025).

Figura 2 – Matriz elétrica no Brasil no ano de 2025



Fonte: ABSOLAR, (2025)

De acordo com os dados da *International Energy Agency* (IEA, 2025) é apresenta no relatório sobre o mercado fotovoltaico global (*Snapshot of Global PV Markets - 2025*), que durante o ano de 2024 foram instalados aproximadamente 447GW de potência instalada de sistemas fotovoltaicos (FV) no mundo, e no Brasil, ocupando a 6º posição , foram instalados 14,3GW que corresponde aproximadamente a 4% da potência total mundial instalada no ano de 2024, como pode ser visto na figura 3.

Figura 3 – Potência fotovoltaica instalada no mundo em 2024

Potência instalada no ano de 2024				Potência total até no ano de 2024			
1		China	357.3 GW*	1		China	1048.5 GW*
(2)		União Europeia	62.6 GW	(2)		União Europeia	339.4 GW
2		EUA	47.1 GW	2		EUA	224.1 GW
3		India	31.9 GW	3		India	124.6 GW
4		Parquistão	17.0 GW	4		Alemanha	99.8 GW
5		Alemanha	16.7 GW	5		Japão	96.9 GW
6		Brasil	14.3 GW	6		Brasil	52.1 GW
7		Espanha	7.5 GW	7		Espanha	47.2 GW
8		Italia	6.6 GW	8		Austrália	38.6 GW
9		França	5.9 GW	9		Italia	37.0 GW
10		Japão	5.5 GW	10		Coreia do Sul	31.7 GW

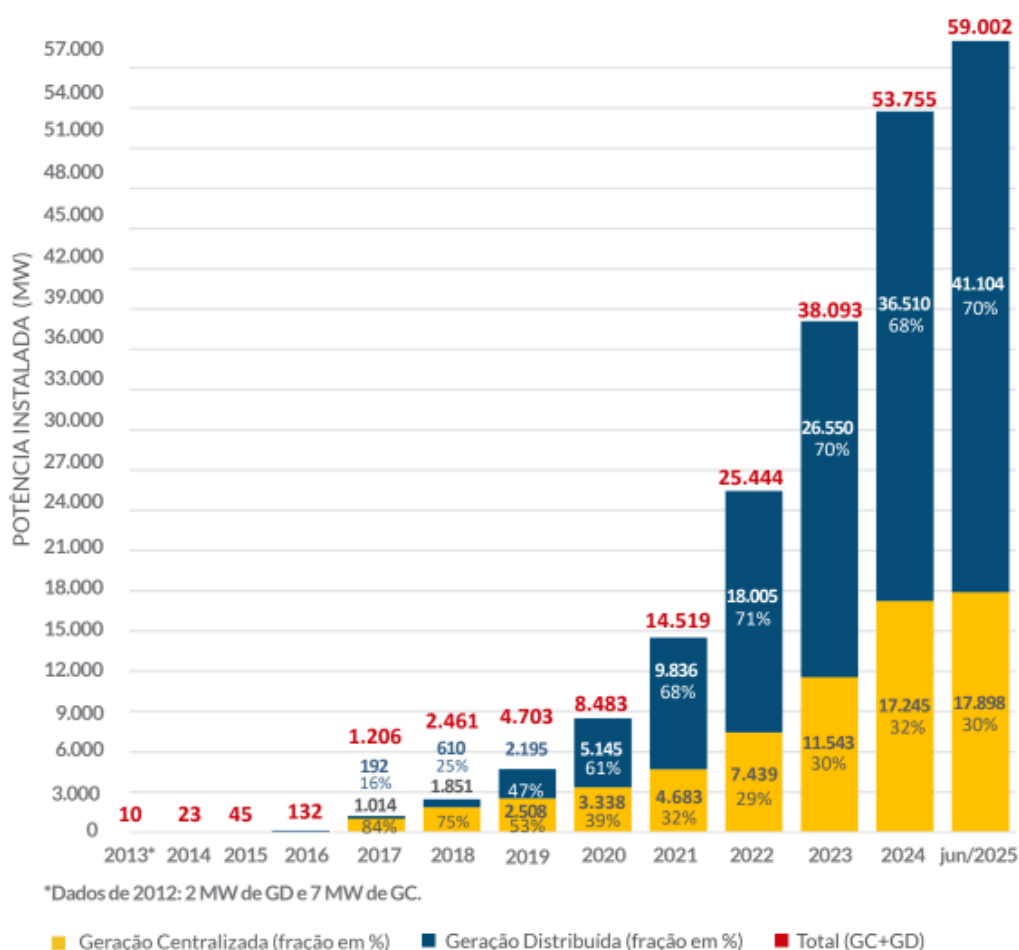
Fonte: Adaptado de IEA PVPS, (2025)

O Brasil tem passado por uma verdadeira revolução no setor de energia solar, marcada por um crescimento exponencial nos últimos anos. Esse avanço é impulsionado por diversos fatores, como o aumento das tarifas de energia elétrica, a atratividade do investimento, a busca por conforto e sustentabilidade, além do fato de o país apresentar elevados índices de irradiação solar ao longo do ano. A Figura 4 ilustra a evolução desse crescimento no território nacional (ABSOLAR, 2025).

Figura 4 – Evolução da energia solar no Brasil

Evolução da Fonte Solar Fotovoltaica no Brasil

Fonte: ANEEL/ABSOLAR, 2025.



Fonte: ABSOLAR, (2025)

2.2 HISTÓRICO

2.2.1 HISTÓRICO NO MUNDO

O efeito fotovoltaico foi observado pela primeira vez no ano de 1839, pelo físico francês Alexandre-Edmond Becquerel. Ele descobriu que certos materiais produzem

pequenas quantidades de corrente elétrica quando expostos à luz, ele fez isso mergulhando um eletrodo em uma solução de eletrólito (TAVARES; ANTONIO, 2014).

Em 1873, Willoughby Smith descobre a fotocondutividade no selênio sólido. Em 1876, Adams e Day percebem que uma junção de selênio e platina desenvolve o efeito fotovoltaico quando exposta à luz solar (ZILLES et al., 2016).

Inicialmente o desenvolvimento da tecnologia fotovoltaica apoiou-se na busca por empresas do setor de telecomunicações de fontes de energia para sistemas instalados em localidades remotas. O segundo agente impulsionador foi a chamada "corrida espacial". A célula fotovoltaica era, e continua sendo, o meio mais adequado (menor custo, peso e segurança) para fornecer a quantidade de energia necessária para longos períodos de alimentação de equipamentos eletroeletrônicos no espaço (TAVARES; ANTONIO, 2014).

Outro fato histórico que contribuiu para evolução da tecnologia fotovoltaica, foi a crise do petróleo em 1973, onde as empresas que eram dependentes desse produto tiveram que buscar outras formas para produzir energia. Com isso, as empresas começaram a investir em pesquisa e desenvolvimento desta tecnologia para que houvesse melhoria na eficiência e barateamento (TAVARES; ANTONIO, 2014).

2.2.2 HISTÓRICO NO BRASIL

Nos anos 50, iniciou-se o desenvolvimento de módulos fotovoltaicos no Instituto Nacional de Tecnologia (INT) e no Centro Tecnológico de Aeronáutica (CTA) – hoje Centro Técnico Aeroespacial, sendo realizado, em 1958, o Primeiro Simpósio Brasileiro de Energia Solar. O início do desenvolvimento de células fotovoltaicas de silício cristalino na Universidade de São Paulo (USP) teve por base o conhecimento em microeletrônica. As atividades foram focadas no desenvolvimento de lingotes de silício monocristalino com o método Czochralski (Si-Cz), que, utilizados para a fabricação de células fotovoltaicas, resultaram em dispositivos com eficiência da ordem de 12,5% (TAVARES; ANTONIO, 2014).

No início do século XXI, com o avanço industrial na fabricação de células e módulos fotovoltaicos, verificado principalmente na China, e aumento do número de instalações de sistemas fotovoltaicos interligados à rede elétrica, o Brasil não conseguiu acompanhar a evolução que estava ocorrendo no mundo. Em 2001, entretanto, uma iniciativa do Governo Federal, caracterizada pela criação do Fundo Setorial de Energia (CT-ENERG), resultou em um crescimento das atividades de P&D em energia solar fotovoltaica e na formação de grupos de pesquisa e programas de pós-graduação (TAVARES; ANTONIO, 2014).

A regulamentação para sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição, associados a unidades consumidoras, foi definida em 2012 pela Aneel, a partir da publicação (ANEEL REN 482, 2012), que trata da micro e mini geração distribuída. A regulamentação

prevê o sistema de compensação de energia elétrica, de acordo com o qual é feito um balanço entre a energia consumida e a gerada na unidade consumidora (modelo net metering). A partir desta regulamentação o crescimento de sistemas fotovoltaicos instalados foram crescendo exponencialmente (TAVARES; ANTONIO, 2014).

2.3 EFEITO FOTOVOLTAICO

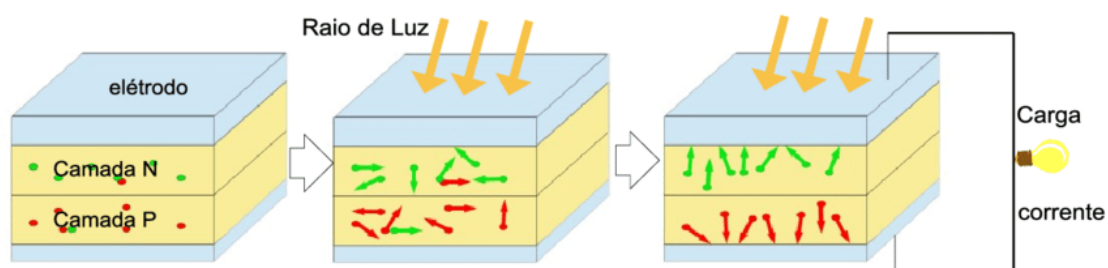
O efeito fotovoltaico, figura 5 ocorre em materiais semicondutores capazes de absorver a energia dos fótons da radiação luminosa, convertendo-a em eletricidade. Essa energia rompe ligações químicas, liberando elétrons e iniciando a geração de corrente elétrica (TAVARES; ANTONIO, 2014).

Nas células fotovoltaicas, os semicondutores são organizados em camadas tipo "p" e tipo "n". A camada "p" possui lacunas, caracterizando deficiência de elétrons, enquanto a camada "n" é dopada com materiais doadores, gerando elétrons livres. Essa dopagem cria uma diferença de potencial essencial para o funcionamento da célula (TAVARES; ANTONIO, 2014).

A migração de elétrons da região "n" para a "p" exige uma força externa, fornecida pela luz solar. Os fótons estimulam os elétrons na camada "p" a se moverem para a "n", gerando corrente elétrica contínua. O silício é o material mais utilizado, por ser abundante, barato e eficiente. Destacam-se o silício monocristalino, com estrutura uniforme e maior eficiência, e o policristalino, mais econômico e com múltiplos cristais (TAVARES; ANTONIO, 2014).

Outros materiais também são empregados, como o telureto de cádmio (CdTe), com alta absorção e flexibilidade, e o seleneto de cobre, índio e gálio (CIGS), eficiente e versátil. As perovskitas têm se destacado recentemente por sua alta eficiência e baixo custo, embora ainda estejam em fase de desenvolvimento comercial (TAVARES; ANTONIO, 2014).

Figura 5 – Efeito fotovoltaico



Fonte: SURICHAQUI, (2015)

2.4 TOPOLOGIAS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Os Sistemas Fotovoltaicos (SFV) podem ser classificados em duas categorias principais: isolados, também chamados de *Off-Grid*, e conectados à rede, também chamado de

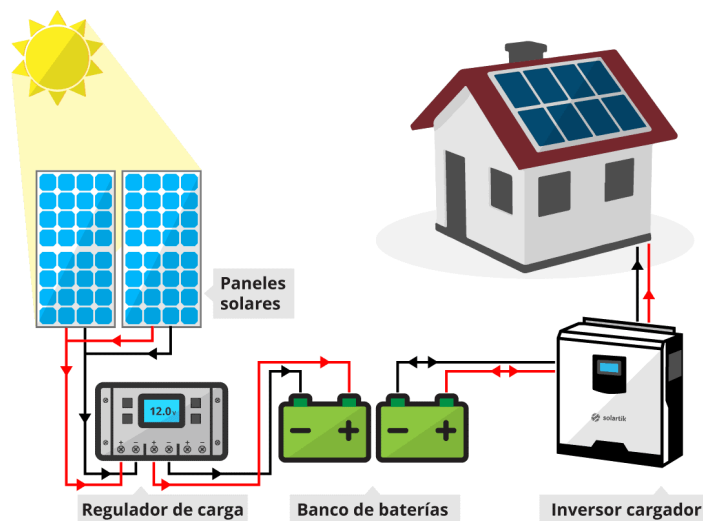
On-Grid. Em ambos os casos, podem operar a partir da fonte fotovoltaica ou combinados com uma ou mais fontes de energia, quando são chamados de híbridos. A utilização de cada uma dessas opções depende da aplicação e/ou da disponibilidade dos recursos energéticos. Cada um deles pode ser de complexidade variável, dependendo da aplicação em questão e das restrições específicas de cada projeto (TAVARES; ANTONIO, 2014).

2.4.1 SISTEMAS ISOLADOS (*OFF GRID*)

Sistemas *off-grid* de energia fotovoltaica, também conhecidos como sistemas solares autônomos, são configurações que utilizam a energia do sol para gerar eletricidade em locais onde não há acesso à rede elétrica convencional. Esses sistemas são compostos principalmente por módulos fotovoltaicos, conversores CC-CA, baterias para armazenamento de energia e componentes eletrônicos para controlar e distribuir a eletricidade produzida, conforme mostra na figura 6, (ALVES, 2019).

Os sistemas off-grid de energia fotovoltaica são uma solução sustentável e eficaz para fornecer eletricidade em áreas remotas, ilhas, veículos recreativos e em situações onde a expansão da rede elétrica é inviável (ALVES, 2019).

Figura 6 – Principais componentes do sistema isolado à rede



Fonte: SEM LIMITE SOLAR, (2025)

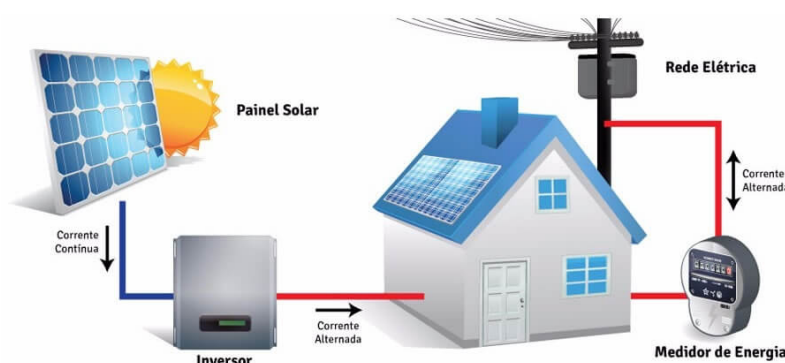
2.4.2 SISTEMAS CONECTADOS À REDE (*ON GRID*)

Os sistemas conectados à rede estão interligados à rede de distribuição de energia elétrica da concessionária: se conectam a esta rede e alimentam as cargas em corrente alternada, necessariamente (AYRÃO, 2018).

Neste tipo de sistema, quando a quantidade de energia consumida é menor do que a quantidade gerada, o excesso é enviado de volta para a rede da empresa fornecedora de energia, assemelhando-se a um empréstimo que será restituído quando a geração for

inferior ao consumo. Na prática, a empresa fornecedora de energia atua como uma espécie de reserva de energia. Uma característica importante de um sistema conectado à rede é que, na falta de fornecimento de energia pela empresa fornecedora, mesmo que haja incidência de luz solar nos painéis fotovoltaicos, as cargas não serão alimentadas. Na figura 7 é mostrado os principais componentes desse tipo de sistema (BESSO, 2017).

Figura 7 – Principais componentes do sistema conectado à rede



Fonte: RIBEIRO, (2024)

Além do sistema convencional conectado a rede, existe o grid zero, sua principal característica é que não há injeção de energia na rede da concessionária, a rede é utilizada apenas como referência e o excedente de energia gerada pode ser armazenada em baterias ou simplesmente pode não haver armazenamento (BESSO, 2017).

2.5 COMPONENTES DO SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A REDE

2.5.1 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

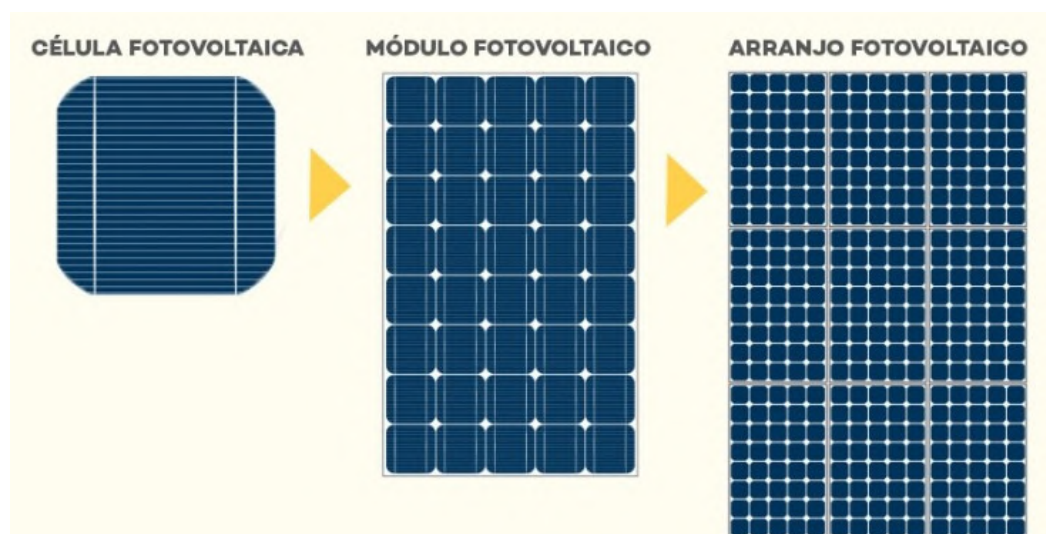
Os painéis solares, conhecidos como módulos fotovoltaicos, desempenham a função de transformar a luz solar em eletricidade. Esses dispositivos são compostos por células fotovoltaicas, conforme demonstrado na figura 8 interligadas eletricamente e mecanicamente, com o objetivo de maximizar a geração de energia (UTFPR, 2025).

Cada módulo fotovoltaico é composto por diversas células fotovoltaicas interconectadas. As principais propriedades elétricas desses módulos são descritas pela relação entre a tensão e a corrente, características típicas de uma célula ou módulo fotovoltaico (UTFPR, 2025).

Todos os módulos fotovoltaicos exibem uma curva característica denominada Curva I-V, que ilustra a relação entre a corrente elétrica e a tensão (UTFPR, 2025).

As duas principais tecnologias comerciais de módulos fotovoltaicos são de silício monocristalino e o policristalino: Os módulos monocristalinos têm uma eficiência maior que os policristalinos. Os monocristalinos apresentam custo um pouco superior quando comparados com os policristalinos, e, normalmente, perdem mais capacidade de geração de energia em temperaturas elevadas, em comparação aos policristalinos. Os módulos policristalinos são fabricados por um processo de produção mais barato do que aquele usado na produção dos módulos monocristalinos, mas sua eficiência é menor. Sofrem uma variação menor de perda de potência pela temperatura (DA SILVA, JOÃO, 2025).

Figura 8 – Célula, módulo e arranjo fotovoltaico



Fonte: NEOSOLAR, (2025)

2.5.2 INVERSOR CC-CA

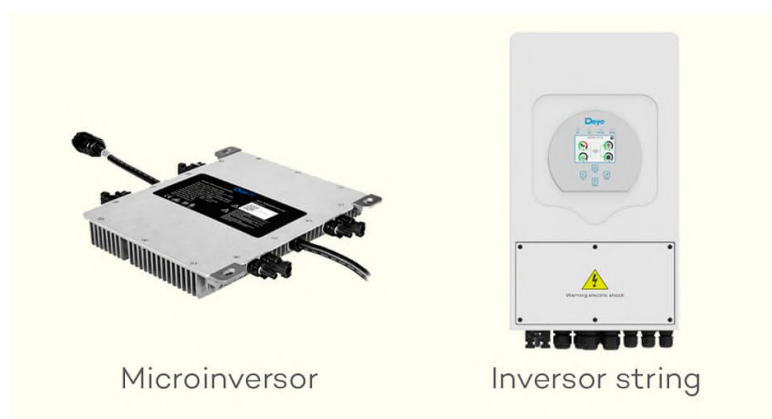
O inversor CC/CA pode ser considerado o coração do sistema fotovoltaico. A seleção de um inversor de boa qualidade é fundamental para assegurar um bom desempenho em termos de produtividade e segurança. Os inversores são circuitos estáticos, ou seja, não possuem partes móveis, e têm por finalidade efetuar a conversão da potência CC, fornecida pelo gerador fotovoltaico, em potência CA, no qual sistemas *On grid* serão direcionadas para a carga e também injetadas diretamente na rede elétrica, sincronizando com a tensão e a frequência de operação no ponto de conexão do inversor com a rede elétrica. Em contrapartida, em sistema *Off Grid* a energia será enviada somente para a carga (GUEDES, 2025).

Além disso, esse dispositivo tem por função efetuar o seguimento do ponto de máxima potência dos módulos fotovoltaicos, fazendo com que sempre esteja disponível, na entrada do inversor, a máxima potência que os módulos fotovoltaicos podem suprir em determinado momento (GUEDES, 2025).

Atualmente, em caráter comercial, há dois tipos de tecnologia de inversores *On Grid*: Inversor *string* e os microinversores, conforme demonstrado na figura 9. Os inversores de *string* são instalados em grupos ou *strings* de painéis solares. Vários painéis solares são conectados em série para formar uma *string*, e esta *string* é conectada ao inversor. Esse sistema costuma ser economicamente mais em conta do que o microinversor, porém essa tecnologia é suscetível a sombreamento, por exemplo, caso haja sombreamento sobre um módulo isso afetará o rendimento de toda *string* em que este módulo está conectado (ENERGIA, 2025).

Nos microinversores, cada painel tem seu próprio inversor que converte a corrente contínua em alternada, isso faz com que caso haja sombreamento afetará somente aquele módulo. Porém, essa tecnologia geralmente é mais cara do que os inversores *strings* e como esses inversores são instalados sob os módulos a manutenção se torna a ser mais difícil (SOLAR, 2022).

Figura 9 – Inversor *string* e microinversor fotovoltaico

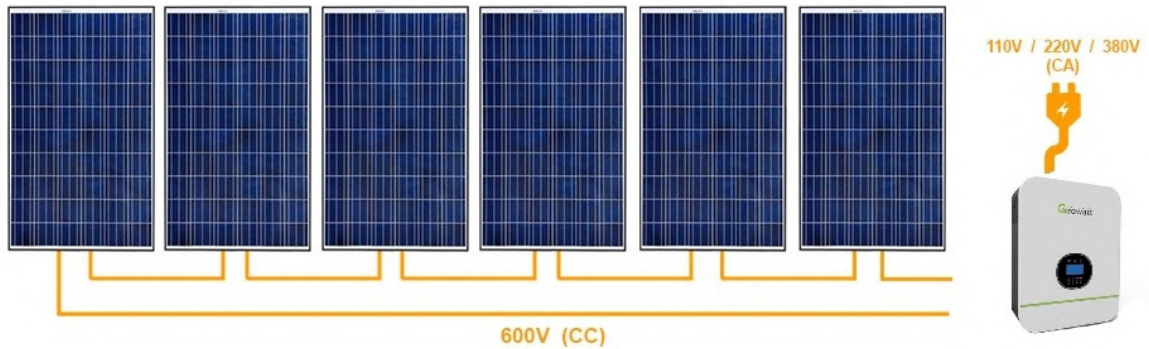


Fonte: NEOSOLAR, (2025)

2.5.3 SÉRIE FOTOVOLTAICA (*String*)

Em sistemas fotovoltaicos, uma *string* corresponde à associação em série de módulos fotovoltaicos, conforme demonstrado na figura 10. Essa configuração é utilizada para elevar a tensão de saída do arranjo fotovoltaico, já que a corrente elétrica permanece constante em ligações em série. O número de módulos que compõem uma *string* é definido principalmente pela tensão máxima de entrada do inversor, pela tensão em circuito aberto dos módulos (V_{oc}) e pelas condições ambientais de operação (VILLALVA, 2020).

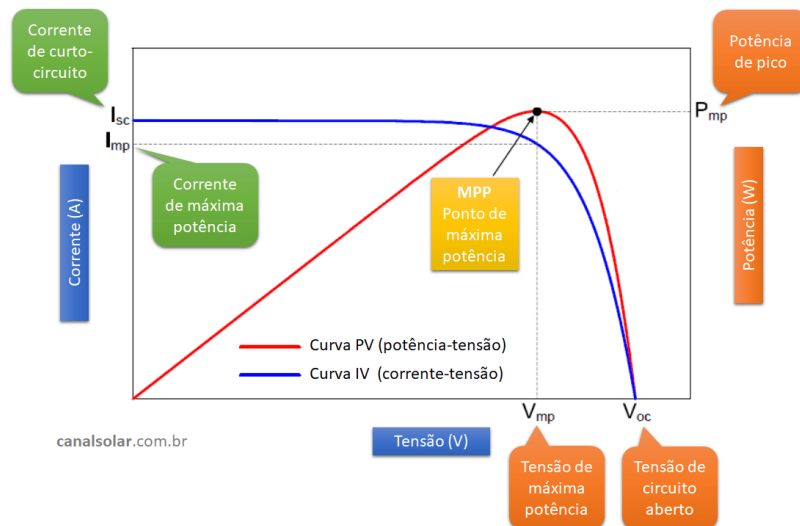
A correta definição do número de módulos em cada *string* é essencial para garantir a eficiência do sistema e a segurança elétrica. Caso a tensão ultrapasse o limite suportado pelo inversor, pode ocorrer falha ou redução da vida útil do equipamento. Por outro lado, tensões muito baixas podem impedir que o inversor atinja sua faixa de operação de rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT) (ABNT - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2019).

Figura 10 – *String*

Fonte: [BASE SOLAR ENERGIA](#), (2025)

2.5.4 MPPT (*MAXIMUM POWER POINT TRACKING*)

O *Maximum Power Point Tracking* (MPPT), traduzindo para o português rastreador de ponto de máxima potência, é uma técnica utilizada em sistemas fotovoltaicos para otimizar a extração de energia das células solares. Baseia-se na busca contínua pelo ponto de operação onde a potência gerada pelo painel fotovoltaico é máxima. A curva característica de um painel fotovoltaico possui um ponto específico onde o produto da corrente pela tensão é máximo, e o MPPT ajusta para operar exatamente nesse ponto ([SILVESTRE](#), 2024).

Figura 11 – *MPP*

Fonte: [SOLAR](#), (2025)

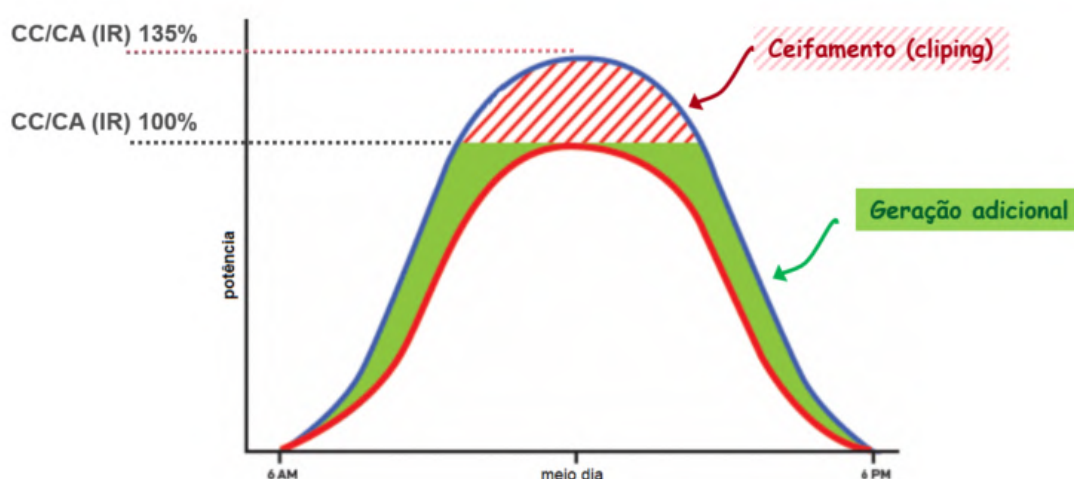
2.5.5 *OVERLOAD*

O termo *overload* em sistemas fotovoltaicos refere-se à prática de conectar uma potência de módulos superior à potência nominal do inversor, conforme demonstrado na figura 12. Essa abordagem é amplamente adotada em projetos de geração distribuída com

o objetivo de otimizar o desempenho energético do sistema, especialmente em regiões com alta irradiação solar (IEC, 2010).

Os inversores fotovoltaicos modernos são projetados para operar com *overloads* dentro de limites seguros, geralmente entre 10% e 50%, conforme especificações do fabricante. Essa prática permite que o inversor funcione próximo à sua capacidade máxima durante períodos de alta produção solar, aumentando a eficiência da conversão energética. Em contrapartida, durante períodos de baixa irradiação, o sistema mantém uma produção mais estável, compensando as perdas naturais causadas por fatores como temperatura elevada, sujeira nos módulos e degradação dos componentes (SOLAR, 2025).

Figura 12 – *Overload*



Fonte: BAHIA, (2024)

A adoção do *overload* também está relacionada à curva de geração dos módulos fotovoltaicos, que raramente atinge o pico de potência nominal. Ao superdimensionar a entrada de potência, o sistema aproveita melhor os momentos de maior incidência solar, sem comprometer a integridade do inversor, conforme mostrado na figura 12, desde que respeitados os limites térmicos e elétricos estabelecidos (SOLAR, 2025).

2.5.6 STRING BOX

A *string box*, também chamada de caixa de junção CC (caixa de *strings* ou *combiner box*), é um equipamento essencial nos sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. Sua função principal é reunir (combinar) várias *strings* de módulos fotovoltaicos em um único barramento, de forma a simplificar a conexão com o inversor. Além de organizar a instalação, a *string box* desempenha um papel importante na proteção elétrica do sistema (ABNT - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2019).

Esses dispositivos geralmente contêm chaves seccionadoras em corrente contínua (CC), fusíveis, de proteção para cada *string* dispositivos de proteção contra surtos (DPS) e barramentos de aterramento, conforme demonstrado na figura 13. O seccionamento é necessário para permitir a manutenção e a segurança durante intervenções, enquanto os fusíveis evitam que correntes de retorno prejudiquem os módulos em caso de falhas em alguma *string*. Já os DPS protegem contra sobretensões transitórias, como descargas atmosféricas e manobras na rede (TAVARES; ANTONIO, 2014).

Figura 13 – *String box* ou caixa de junção



Fonte: SOLAR, (2025)

2.5.7 CHAVE SECCIONADORA

As chaves seccionadoras em CC são dispositivos fundamentais em sistemas fotovoltaicos conectados à rede, pois permitem o desligamento seguro do circuito em situações de manutenção, operação ou emergência. Sua principal função é garantir a isolação elétrica entre o campo fotovoltaico e o inversor, evitando riscos de choque elétrico e incêndios durante intervenções (VILLALVA, 2020).

Esses dispositivos podem está integrados ao próprio inversor, recurso comum em equipamentos modernos que já incorporam uma chave seccionadora interna de CC para simplificar a instalação e atender às exigências normativas. Alternativamente, as chaves seccionadoras podem ser instaladas de forma externa, normalmente em caixas de proteção próximas ao inversor ou no quadro de distribuição CC, o que facilita o acesso e aumenta a flexibilidade do sistema em projetos de maior porte (ABNT - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2019).

2.5.8 DISPOSITIVO DE PROTEÇÃO CONTRA SURTOS

Os Dispositivos de Proteção contra Surtos (DPS) são componentes essenciais em sistemas fotovoltaicos, destinados a proteger equipamentos e instalações contra sobretensões transitórias provocadas por descargas atmosféricas, manobras na rede elétrica ou falhas internas. Em sistemas fotovoltaicos, os DPS são instalados tanto na corrente contínua (CC) do campo de módulos quanto na corrente alternada (CA) do lado do inversor, garantindo proteção abrangente para todo o sistema (TAVARES; ANTONIO, 2014).

No lado CC, os DPS são conectados próximo às *strings* de módulos fotovoltaicos ou dentro das *string boxes*, evitando que picos de tensão atinjam o inversor. Já no lado CA, os dispositivos são instalados entre o inversor e a rede elétrica, protegendo não apenas o inversor, mas também os equipamentos conectados à rede (TAVARES; ANTONIO, 2014).

Os principais parâmetros dos DPS incluem a tensão máxima contínua (U_c), que indica a tensão máxima que o dispositivo pode suportar permanentemente; a corrente de descarga nominal (I_n), que define a corrente que o DPS consegue conduzir sem dano; e a tensão de proteção (U_p), que indica a tensão máxima que o equipamento conectado verá durante um surto. Além disso, a classe do DPS (I, II ou III) determina sua aplicação (ABNT - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2017).

2.5.9 FUSÍVEL

O fusível é um dispositivo de proteção elétrica que atua como mecanismo de defesa contra sobrecorrentes e curto-circuitos, interrompendo o circuito quando a corrente excede seu valor nominal. Em sistemas fotovoltaicos, os fusíveis devem ser dimensionados para corrente contínua (CC) e alta tensão, garantindo a segurança de módulos, *strings* e inversores (SOLAR, 2023).

Os fusíveis específicos para aplicações fotovoltaicas são do tipo gPV, projetados para suportar as características elétricas dos sistemas solares. Eles oferecem proteção tanto contra sobrecorrente quanto contra curto-circuito, com a capacidade de operar de forma segura em tensões CC típicas de instalações fotovoltaicas, que podem chegar a 1000 V ou mais. A designação “PV” indica que o fusível é adequado para corrente contínua e que mantém sua função mesmo durante condições de falha específicas do ambiente fotovoltaico (SOLAR, 2023).

2.5.10 DISJUNTOR

Os disjuntores em corrente alternada (CA) são dispositivos de proteção essenciais em sistemas fotovoltaicos, localizados no lado de saída do inversor, entre este e a rede elétrica. Sua função principal é proteger o circuito contra sobrecorrentes, curto-circuitos e

falhas na rede, garantindo a segurança do inversor, das cargas conectadas e dos usuários (ENERGY, 2023).

O funcionamento de um disjuntor CA baseia-se em mecanismos termomagnéticos ou eletrônicos. A proteção térmica atua contra sobrecargas prolongadas, utilizando elementos que se aquecem com a corrente elevada e provocam a abertura gradual dos contatos. A proteção magnética, por sua vez, responde rapidamente a correntes de curto-circuito, acionando a abertura instantânea do circuito. Alguns disjuntores modernos incluem dispositivos de desligamento remoto e monitoramento eletrônico para integração com sistemas de automação e supervisão (ENERGY, 2023).

Os disjuntores são classificados conforme sua construção e aplicação. Os disjuntores de caixa aberta são robustos, indicados para instalações de alta potência, como indústrias e subestações. Possuem alta capacidade de interrupção e permitem ajustes finos de proteção. Já os disjuntores moldados (MCCB) apresentam invólucro compacto e são amplamente utilizados em baixa tensão, oferecendo proteção contra sobrecarga e curto-circuito, com ajustes de corrente e disparo. Por fim, os disjuntores DIN (MCB) são mini disjuntores para montagem em trilho DIN, ideais para quadros de distribuição de baixa tensão, ocupando pouco espaço e facilitando manutenção (ELETRICA, 2022).

2.5.11 CABO SOLAR

Os cabos solares são componentes essenciais em sistemas fotovoltaicos, responsáveis por interligar os módulos solares aos inversores e demais equipamentos elétricos, garantindo a transmissão segura de energia elétrica gerada. Diferentemente dos cabos elétricos comuns, os cabos solares são projetados para suportar altas tensões contínuas (CC), variações de temperatura, radiação ultravioleta (UV), umidade e exposição a intempéries, garantindo durabilidade e confiabilidade do sistema. Geralmente possuem isolamento de polietileno termoplástico (XLPE) ou EVA, além de condutores de cobre ou alumínio com alta condutividade, oferecendo baixa resistência elétrica e eficiência energética (POTÊNCIA, 2025).

2.5.12 MEDIDOR BIDIRECIONAL

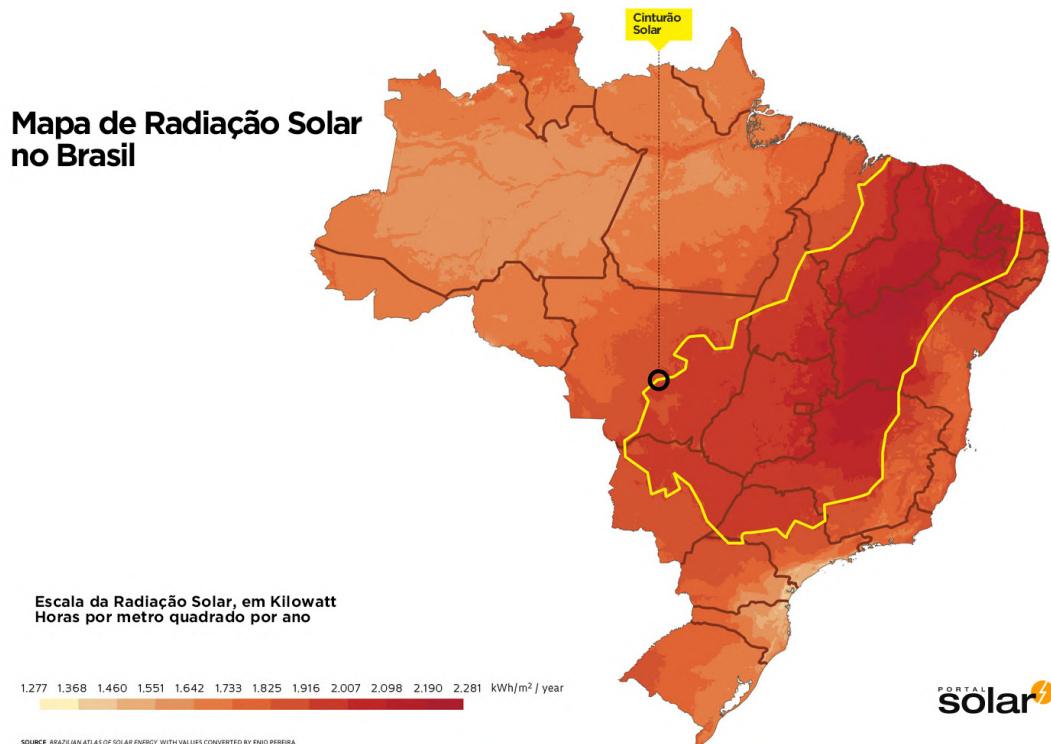
O medidor bidirecional desempenha um papel essencial nos sistemas de energia solar fotovoltaica conectados à rede das concessionárias de energia elétrica. Diferentemente do medidor convencional, conhecido como relógio, o medidor bidirecional não apenas registra a quantidade de energia consumida por uma instalação, mas também mensura a energia gerada e injetada na rede elétrica. Em residências equipadas com energia solar, o medidor bidirecional monitora tanto a energia injetada à rede pela usina fotovoltaica quanto a energia consumida (SOLIS ENERGIA, 2023).

2.6 INCIDÊNCIA SOLAR NO BRASIL

A irradiação solar se relaciona com a quantidade de radiação solar que incide sobre uma superfície em um determinado período de tempo. Essa medida, expressa em watts-hora por metro quadrado (Wh/m^2), representa a quantidade total de energia solar recebida ao longo de um intervalo específico. Essa métrica é fundamental na avaliação da viabilidade de instalação de sistemas fotovoltaicos, uma vez que fornece informações sobre a intensidade da radiação solar que uma área específica recebe (ALDO SOLAR, 2024).

No território brasileiro, os níveis de exposição solar apresentam considerável variação em diferentes regiões. Essa disparidade é atribuída à extensa e diversificada geografia do país, que resulta em variados perfis de relevo, altitudes, latitudes e climas. Nesse contexto, a região Nordeste se destaca como a área que recebe a maior quantidade de irradiação solar, enquanto a região Sul é caracterizada pela menor incidência solar. Como pode ser observado na figura 14.

Figura 14 – Mapa Solarimétrico do Brasil



Fonte: PEREIRA et al., (2017)

Apesar da variação nas incidências solares pelo país, o potencial fotovoltaico do Brasil é extraordinário. De acordo com o Atlas Brasileiro de Energia Solar, até mesmo em locais com menor exposição solar no território brasileiro, é possível gerar mais energia solar fotovoltaica do que em áreas mais ensolaradas na Alemanha (CRESESB, 2024).

O Atlas revela que a irradiação solar global horizontal média no Brasil é de aproximadamente $5.153 \text{ Wh}/\text{m}^2$. Para acessar informações detalhadas sobre a irradiação

solar em qualquer região do país, é possível utilizar o site do Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica (Cresesb). Este site foi criado com o propósito de facilitar a consulta de dados sobre irradiação solar e apoiar a disseminação de sistemas fotovoltaicos no Brasil ([CRESESB, 2024](#)).

O Cresesb disponibiliza dados provenientes do Atlas Brasileiro de Energia Solar, permitindo a verificação da irradiação solar diária e mensal em qualquer ponto do território nacional. Basta inserir as coordenadas geográficas do local desejado para interpretar os dados ([CRESESB, 2024](#)).

A região com maior incidência de irradiação solar no Brasil é o chamado Cinturão Solar, que engloba a região Nordeste até o bioma do Pantanal, como pode ser visto na figura 14.

2.7 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A definição de Geração Distribuída (GD) ainda não possui consenso entre os autores, visto que diferentes instituições a conceituam de maneiras distintas. Segundo o Instituto Nacional de Eficiência Energética (INEE), a GD consiste na geração de energia elétrica realizada junto ou próxima às unidades consumidoras, independentemente da potência instalada, da tecnologia utilizada ou da fonte primária de energia. Além disso, observa-se que, ao longo dos últimos anos, as tecnologias associadas à GD têm evoluído de forma significativa, permitindo aplicações em potências cada vez menores ([AYRÃO, 2018](#)).

Até o ano de 2012, o marco regulatório brasileiro apresentava diversas restrições que inviabilizavam a injeção de energia excedente na rede de distribuição das concessionárias, de modo que a geração local era, praticamente, restrita ao consumo instantâneo. Esse cenário se modificou com a publicação da Resolução Normativa nº 482/2012 da ANEEL, que estabeleceu as condições gerais para o acesso da microgeração e minigeração distribuída às redes elétricas. Essa normativa permitiu que consumidores economicamente ativos pudessem injetar na rede a energia excedente proveniente de fontes renováveis e, em contrapartida, receber créditos energéticos equivalentes, a serem utilizados em momentos posteriores de consumo. Assim, instituiu-se um sistema de compensação de energia elétrica, também conhecido como net metering, que fomentou a expansão da geração distribuída no país ([ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2012](#)).

Posteriormente, a Resolução Normativa nº 1000/2021 da ANEEL consolidou as regras de prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica. Nela, a geração distribuída é definida como a produção de energia elétrica proveniente de microgeração ou minigeração distribuída, conectada diretamente ao sistema de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras ([ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021](#)).

Em sequência, a Lei nº 14.300/2022, conhecida como Marco Legal da Geração Distribuída, reforçou e detalhou os critérios para o funcionamento do sistema de compensação de energia elétrica. A lei definiu a geração distribuída como a produção de energia elétrica realizada por unidade consumidora, a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada, conectada à rede de distribuição por meio de instalações próprias (BRASIL, 2022). Essa legislação trouxe maior segurança jurídica, estimulando investimentos e consolidando a GD como um dos principais vetores de descentralização e diversificação da matriz elétrica brasileira (BRASIL, 2022).

3 METODOLOGIA

Este capítulo apresenta os procedimentos adotados para o dimensionamento de um sistema fotovoltaico, considerando a capacidade de instalação dos módulos solares no telhado. A metodologia contempla desde a coleta de dados preliminares até a definição dos componentes do sistema, levando em conta restrições físicas, orientação solar e eficiência energética.

Inicialmente, foram coletadas as informações essenciais para o projeto, incluindo as dimensões do telhado, a fim de determinar a área disponível para a instalação dos módulos fotovoltaicos. Também foram obtidos dados de radiação solar da região, fundamentais para estimar a capacidade de geração de energia. A escolha do modelo de módulo foi realizada com base em parâmetros como eficiência, dimensões e potência nominal, garantindo compatibilidade com os objetivos do projeto.

A etapa de dimensionamento envolveu cálculos para determinar a quantidade de painéis solares que poderiam ser instalados, bem como a capacidade total de geração de energia do sistema. Para isso, definiu-se inicialmente o espaço útil do telhado destinado à instalação dos módulos, considerando sua orientação e inclinação ideais para maximizar a captação solar. A quantidade de módulos foi obtida pela divisão da área disponível pela área de cada módulo, enquanto a potência total foi calculada multiplicando-se o número de módulos pela potência nominal individual.

Além do dimensionamento básico, foram considerados fatores complementares para assegurar a viabilidade técnica do projeto. Entre eles, destacaram-se a análise de sombras, que avaliou possíveis obstruções que pudessem reduzir a eficiência dos módulos; a seleção do inversor adequado à potência gerada; e a consideração de perdas no sistema decorrentes de temperatura, resistência dos cabos e outros elementos.

Por fim, foi realizado o dimensionamento das proteções elétricas da instalação, garantindo a adequada conexão do sistema à rede elétrica. Esses procedimentos asseguraram que o projeto fosse seguro, eficiente e tecnicamente viável.

4 DIMENSIONAMENTO

4.1 DADOS PRELIMINARES

Nesta seção foi feito o levantamento de dados preliminares para que, com base nestes dados, pudesse ser realizado o devido dimensionamento. Estes dados foram: localização, dimensões do telhado e orientações do telhado. O imóvel que foi utilizado como base neste trabalho foi o prédio do PARQUE TECNOLÓGICO DO LAGO DE TUCURUÍ (TECNOLAGO), situado na Avenida Brasília, S/N, UFPA - CAMTUC. E possuía as coordenadas geográficas: latitude: -3.830968, longitude: -49.665758. Na figura 15 é demonstrado a localização e situação do telhado que foi utilizado.

Figura 15 – Localização tecnolago



Fonte: [GOOGLE](#), (2025)

Outra informação que foi essencial foram as características e dimensões do telhado. Este era composto de telha metálica e possuía duas quedas. Os dados foram levantados no local e, após isso, através do site do Google Maps, foi feita a análise das orientações das quedas do telhado. Com isso, foi observado que o telhado possuía uma queda para o norte e outra para o sul. Para maior clareza, foi realizado um desenho no software Autocad para melhor visualização destes dados, conforme apresentado no Apêndice A.

4.2 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Com base nas dimensões do telhado apresentadas no tópico anterior, foi determinada a quantidade de módulos que cabiam no telhado. Não fez parte do escopo deste trabalho a

análise da suportabilidade estrutural, pois foge das habilidades de disciplinas desenvolvidas pela Engenharia Elétrica. Para realizar a alocação dos módulos, foi necessário escolher um modelo, e o escolhido foi da marca TSUN POWER, modelo TS-8G66M665W, com potência de 665Wp, pois era um módulo com uma das maiores potências no mercado, havendo assim uma maior eficiência no aproveitamento da área. Com isso, foram coletadas as dimensões na folha de dados e desenhado no software Autocad. Dessa forma, foi possível alocar os módulos no desenho do telhado e determinar a quantidade que o telhado comportava, conforme apresentado no Apêndice A. O resultado obtido foi que no telhado sul couberam 2120 módulos e no telhado norte 1760. No projeto também foi deixado um espaço entre as fileiras de módulos de 50cm para eventual manutenção futura. Com a quantidade de módulos, pôde-se determinar a potência total dos módulos, bastando multiplicar a quantidade de módulos pela potência de cada um. O resultado encontra-se na tabela 1.

Tabela 1 – Distribuição da potência por telhado

	Potência módulo (Wp)	Quantidade	Potência arranjo (kWp)
Telhado sul	665	2120	1409,8
Telhado norte	665	1760	1170,4
Total		3880	2580,2

Fonte: Autoria própria (2025)

4.3 INVERSOR

Nesta seção foi determinada a potência do inversor, a quantidade de MPPT's e a quantidade de módulos por *strings*. Para designar a potência dos inversores foi utilizada a potência total dos módulos fotovoltaicos e o *overload* do inversor. Neste trabalho foi adotado o *overload* de 50%, visto que atualmente a maior parte dos inversores comercializados vem com esse fator de *overload*. Com isso, pôde-se determinar a potência mínima do inversor com base na equação 1, utilizando a potência total dos módulos presente na tabela 1 e o *overload* adotado citado anteriormente.

$$P_{inv} = \frac{P_{módulos}}{Overload} \quad (1)$$

Conforme demonstrado, a potência mínima necessária dos inversores foi de 1720,13kWp. Neste trabalho, optou-se por utilizar mais de um inversor, sendo utilizados ao todo 15 inversores: no telhado sul foram utilizados 8 inversores da marca Growatt com potência de 120kW e modelo MAX 120KTL3-X LV; no telhado norte foram utilizados 7 inversores da mesma marca, sendo 6 com potência de 110kW e modelo MAX 110KTL3-X LV, e 1 inversor com potência de 125kW e modelo MAX 125KTL3-X LV, resultando em uma potência total de inversores de 1865kW, conforme demonstrado na tabela 2.

Para especificar a quantidade de MPPT, o ponto de partida foi a quantidade de quedas que o telhado possuía, ou seja, o número mínimo de MPPT foi igual ao número de

Tabela 2 – Distribuição da potência dos inversores por telhado

Telhado	Min. inversor (kW)	Marca/modelo	Inversor (kW)
Sul	1409,8	8x Growatt MAX 120KTL3-X LV	980
Norte	1170,4	6x MAX 110KTL3-X LV 1x MAX 125KTL3-X LV	785
Total	15		1865

Fonte: Autoria própria (2025)

quedas do telhado. Neste caso, o número foi de 2 (duas) MPPT, haja vista que o telhado possuía duas quedas. Como foram utilizados mais de um inversor, não houve problemas com a quantidade de MPPT.

Para determinar a quantidade de módulos por *string*, foram definidos os números máximo e mínimo de módulos. O máximo foi determinado de acordo com a tensão máxima por MPPT especificada na folha de dados do inversor, presente no anexo C. Ou seja, para determinar a quantidade máxima, dividiu-se a tensão máxima da MPPT do inversor pela tensão de circuito aberto dos módulos fotovoltaicos, conforme a equação 2.

$$S_{\max} = \frac{V_{\max}}{V_{oc_{\text{modulo}}}} \quad (2)$$

E para determinar o número mínimo, baseou-se na tensão de partida do inversor. Ou seja, para determinar a quantidade mínima, dividiu-se a tensão de partida do inversor pela tensão de funcionamento do módulo. Como os inversores eram da mesma linha, possuíam o mesmo valor de tensão de partida e de tensão máxima de MPPT, conforme presente na folha de dados no anexo C. Da mesma forma, como foi utilizado apenas um modelo de módulo, a tensão de circuito aberto pôde ser coletada na folha de dados presente no anexo B. Com isso, o número máximo e mínimo foi o mesmo para todos os inversores, conforme apresentado na tabela 3.

Tabela 3 – Mínimo e máximo número de módulos por *string*

Potência inversor	Nº mínimo módulos string	Nº máximo módulos string
125kW	4	21
120kW	4	21
110kW	4	21

Fonte: Autoria própria (2025)

Com isso, conhecendo os valores máximo e mínimo, pôde-se determinar o número de módulos de cada *string*. De acordo com a folha de dados do inversor, o número de *strings* por MPPT era de 2 (dois), desta forma, o par de *strings* de cada MPPT deveria conter o mesmo número de módulos, para que não houvesse corrente reversa por diferença de potencial.

Para o telhado sul, onde houve 2120 módulos distribuídos em 8 inversores de 120kW, foram utilizadas duas configurações que foram denominadas de A e B, em que a configuração A foi utilizada em 4 inversores e a configuração B foi utilizada nos outros 4 inversores.

Para o telhado norte, onde houve 1760 módulos distribuídos em 7 inversores: sendo 6 inversores de 110kW e 1 inversor de 125kW, foram utilizadas três configurações denominadas de C, D e E. A configuração C foi utilizada em 4 inversores de 110kW, a D em 2 inversores de 110kW e a E no inversor de 125kW. A tabela 4 demonstra como foi feita a divisão, e as tabelas de 5 a 9 representam como foi feita cada divisão. Na Apêndice A encontra-se o diagrama unifilar das configurações.

Tabela 4 – Distribuição de inversores por telhado e configuração

Telhado	Configuração	Qtd	Inversor
Sul	A	4	120 kW
Sul	B	4	120 kW
Norte	C	4	110 kW
Norte	D	2	110 kW
Norte	E	1	125 kW

Fonte: Autoria própria (2025)

Tabela 5 – Distribuição de *Strings*, configuração A

String	MPPT	Nº de módulos	Soma módulos
1 a 6	1,2,3	14	84
7 a 20	4 a 10	13	182
Total			266

Fonte: Autoria própria (2025)

Tabela 6 – Distribuição de *Strings*, configuração B

String	MPPT	Nº de módulos	Soma módulos
1 a 4	1,2	14	56
5 a 20	3 a 10	13	208
Total			264

Fonte: Autoria própria (2025)

Tabela 7 – Distribuição de *Strings*, configuração C

String	MPPT	Nº de módulos	Soma módulos
1 a 14	1 a 7	12	168
15 a 20	8 a 10	13	78
Total			246

Fonte: Autoria própria (2025)

Tabela 8 – Distribuição de Strings, configuração D

String	MPPT	Nº de módulos	Soma módulos
1 a 12	1 a 6	12	144
13 a 20	7 a 10	13	78
Total			248

Fonte: Autoria própria (2025)

Tabela 9 – Distribuição de Strings, configuração E

String	MPPT	Nº de módulos	Soma módulos
1 a 20	1 a 10	14	280
Total			280

Fonte: Autoria própria (2025)

4.4 PROTEÇÃO CC

No lado de corrente contínua foram utilizados dispositivos de proteção contra sobrecorrentes e sobretensão, que puderam ser internos ou externos ao inversor. A proteção contra sobretensão foi realizada por meio de dispositivos de proteção contra surtos (DPS), enquanto a proteção contra sobrecorrentes foi feita com fusíveis ou disjuntores CC. Contudo, essa proteção foi analisada conforme a NBR 16690 para verificar sua real necessidade.

4.4.1 PROTEÇÃO CONTRA SOBRETENSÃO

Como citado, foram utilizados dispositivos de proteção contra surtos (DPS), sendo necessário determinar suas características e parâmetros: U_c , I_n , I_{max} e a classe. Para determinar o primeiro parâmetro, a tensão máxima de operação contínua, foi utilizada a tabela 10, que contém a tensão de circuito aberto de acordo com o número de módulos em cada *string*.

Tabela 10 – Tensão de circuito aberto em função do número de módulos na *string*

Nº de módulos na <i>string</i>	Tensão circuito aberto (Voc)
12	554,88
13	601,12
14	647,36

Fonte: Autoria própria (2025)

Com os valores de tensão de circuito aberto conhecidos, foi possível dimensionar o parâmetro de tensão máxima de operação U_c , que deveria ser, no mínimo, maior que a tensão de circuito aberto de cada *string*. A corrente I_n do DPS foi definida pela zona de instalação. Como este projeto foi realizado em uma zona urbana, foi utilizada uma I_n de 20kA. Conseqüentemente, a I_{max} foi o dobro da I_n , ou seja, 40kA. A classe do DPS foi definida conforme a presença de SPDA na instalação: se houvesse, seria classe 1; se não houvesse, classe 2; e classe 3 para equipamentos sensíveis. Como a instalação utilizada não possuía SPDA, foi adotado um DPS classe 2. Com isso, o valor comercial de U_c que

atendeu ao requisito mínimo foi de 800Vcc, podendo ser utilizado em todas as strings. Os dados do DPS estão apresentados na tabela 12.

Tabela 11 – Parâmetros do dispositivo de proteção CC

Parâmetro	Valor
Classe	2
Uc	800Vcc
In	20kA
Imax	40kA

Fonte: Autoria própria (2025)

4.4.2 PROTEÇÃO CONTRA SOBRECORRENTE

A proteção contra sobrecorrente foi avaliada conforme os requisitos descritos na NBR 16690, para verificar se seria necessária a utilização de dispositivos específicos, considerando que a corrente de curto-circuito era limitada. A proteção contra sobrecorrente foi considerada necessária apenas se atendessem à equação 3.

$$((S_A - 1) \times I_{SC\ MOD}) > I_{MOD\ MÁX.\ OCPR} \quad (3)$$

- S_A : Número de séries fotovoltaicas conectadas em paralelo
- $I_{SC\ MOD}$: Corrente de curto-circuito no ponto de acoplamento do módulo
- $I_{MOD\ MÁX.\ OCPR}$: Corrente máxima admissível pelo módulo segundo as características do dispositivo de proteção (*OCPR – OverCurrent Protection Rating*)

Neste projeto, todos os arranjos foram compostos por 2 (duas) séries fotovoltaicas conectadas em paralelo, ou seja, o item S_A foi igual a 2. A corrente de curto-circuito e a corrente máxima suportada foram consultadas na folha de dados do módulo fotovoltaico presente no anexo B, sendo esses valores de 18,75A e 35A, respectivamente. Com os dados obtidos e utilizando a equação 3, verificou-se que a condição não foi atendida. Dessa forma, concluiu-se que não foi necessária a proteção contra sobrecorrente.

4.5 PROTEÇÃO CA

4.5.1 PROTEÇÃO CONTRA SOBRETENSÃO

Para a proteção contra sobretensão no circuito de corrente alternada foram utilizados dispositivos de proteção contra surtos (DPS), da mesma forma que foi feito no circuito de corrente contínua. Dessa forma, foram definidos os mesmos parâmetros, com a única diferença sendo a tensão máxima de operação, que em corrente alternada foi definida com base na tensão nominal da rede entre fase e terra. Os parâmetros definidos foram:

Tensão Máxima de Operação Contínua (U_c), Corrente de Descarga Nominal (I_n), Corrente Máxima de Descarga (I_{max}) e Classe do DPS. A rede de corrente alternada que alimentou o sistema fotovoltaico possuía tensão de 220V entre fase e terra, portanto, a U_c do DPS foi escolhida para ser igual ou superior a essa tensão. A corrente I_n do DPS foi definida pela zona de instalação. Como este projeto foi realizado em uma zona urbana, foi utilizada uma I_n de 20kA. Conseqüentemente, a I_{max} foi o dobro da I_n , ou seja, 40kA. A classe do DPS foi definida conforme a presença de SPDA na instalação: se houvesse, seria classe 1; se não houvesse, classe 2; e classe 3 para equipamentos sensíveis. Como a instalação utilizada não possuía SPDA, foi adotado um DPS classe 2. O valor comercial de U_c mais próximo da tensão nominal da rede que alimentou o sistema foi de 275V. Os dados do DPS estão apresentados na tabela 12.

Tabela 12 – Parâmetros do dispositivo de proteção CA

Parâmetro	Valor
Classe	2
U_c	275V
I_n	20kA
I_{max}	40kA

Fonte: Autoria própria (2025)

4.5.2 PROTEÇÃO CONTRA SOBRECORRENTE

A proteção contra sobrecorrente no circuito de corrente alternada foi realizada por meio de disjuntores termomagnéticos. Foi utilizado um disjuntor para cada inversor, de modo que, caso ocorresse um curto-circuito ou sobrecorrente em determinado circuito de um inversor específico, a proteção fosse seletiva, desenergizando apenas o circuito com falha. Também foi utilizado um disjuntor geral protegendo todos os circuitos, para que, caso o disjuntor individual falhasse, o disjuntor geral atuasse, garantindo a coordenação das proteções.

Para determinar a corrente de cada inversor, foi utilizada a corrente nominal de cada modelo, conforme especificado na folha de dados presente no anexo C. Após a coleta dos dados de corrente nominal, os valores foram resumidos na tabela 13, com a potência de cada inversor e sua respectiva corrente.

Tabela 13 – Potências e correntes dos inversores

Potência (kVA)	Quantidade	Corrente (A)	Soma correntes(A)
110	6	183,8	1102,8
120	8	200,5	1604
125	1	208,9	208,9
Total			2915,7

Fonte: Autoria própria (2025)

Com base na tabela 13, para os circuitos dos inversores com potência de 110kVA foram utilizados disjuntores de 200A, e para os circuitos dos inversores de 120kVA e 125kVA foram utilizados disjuntores de 225A. Como disjuntor geral, foi utilizado um modelo de 3200A do tipo caixa aberta.

4.6 CONDUTORES

4.6.1 CIRCUITO CC

Os condutores do circuito de corrente contínua foram compostos por dois cabos por *string*, um positivo e um negativo, que interligaram os módulos fotovoltaicos à *string box*, onde ficaram as proteções, e desta à ligação com o inversor.

Para dimensionar esses cabos, foi utilizada como base a corrente de cada *string* e os conceitos presentes na NBR 16612, que regulamenta esse tipo de cabo. A corrente de cada *string* foi igual à máxima corrente do módulo, pois em circuito em série a corrente é a mesma. Dito isto, todas as *strings* tiveram o mesmo valor de corrente, pois todas utilizaram o mesmo módulo.

A corrente máxima do módulo, que é a corrente de curto-circuito, teve o valor de 18,78 A. Com a corrente conhecida, foi necessário considerar as condições de temperatura e agrupamento de condutores. Para isso, foi utilizada a tabela C.2 da NBR 16612, que determina a capacidade de corrente por seção do cabo em temperatura ambiente de 40°C.

Também foi utilizada a tabela 42 da NBR 5410, que determina a desclassificação do cabo de acordo com a quantidade de condutores em cada eletroduto. Ambas as tabelas estão presentes nos anexos D e K.

Conforme determinado nas tabelas 5, 6, 7, 8, 9, o projeto contou com um total de 300 *strings*. Como comentado anteriormente, cada *string* possuía dois cabos, então o projeto teve 600 condutores de corrente contínua.

Dessa forma, como houve uma grande quantidade de condutores, foram utilizados 8 eletrodutos. Com isso, com o número de condutores agrupados, foi possível utilizar a tabela 42 da NBR 5410 para determinar o fator de agrupamento. Para 80 condutores agrupados, o fator de agrupamento foi de 0,38.

Dito isto, foi utilizada a equação da razão entre a corrente da *string* e o fator de agrupamento, conforme a equação 4. Dessa forma, foi obtido o valor de corrente real que o condutor precisou suportar, levando em consideração o fator de agrupamento.

$$I_{\text{corrigida}} = \frac{I_{\text{circuito}}}{F_{\text{agrupamento}}} \quad (4)$$

Utilizando a equação 4 e os valores já obtidos, a corrente real que o condutor precisou suportar foi de 49,42A. Com esse valor, foi utilizada a tabela C.2 da NBR

16612 com o modo de instalação 2, que corresponde à instalação em eletroduto fechado. Utilizando a tabela, a seção nominal que atendeu aos requisitos foi de 6mm².

4.6.2 CIRCUITO CA

O trecho do circuito de corrente alternada foi responsável por interligar a saída dos inversores à rede da concessionária para sistemas com a topologia *On Grid*. A isolação do cabo utilizado neste projeto foi XLPE.

Para determinar a bitola dos condutores, foram considerados três componentes: corrente dos disjuntores de proteção, fator de agrupamento e fator de temperatura. A corrente dos disjuntores foi determinada no tópico de proteções. O fator de agrupamento foi definido a partir da quantidade de circuitos que passaram no mesmo eletroduto. O fator de temperatura foi considerado como 30°C, tendo em vista que no projeto a sala dos inversores foi refrigerada.

Dito isto, como a temperatura ambiente foi de 30°C, o fator de correção foi igual a 1 (um), ou seja, não houve desclassificação. Com isso, foi utilizado apenas o fator de correção de agrupamento. O eletroduto utilizado foi do tipo leito, que contou com no máximo 5 camadas de cabos por leito e no máximo 8 circuitos por bandeja.

Consultando a tabela 43 da NBR 5410 presente no anexo E, foi obtido o fator de correção de 0,51. Para determinar a corrente corrigida, foi utilizada a equação 4.

Com os resultados obtidos de corrente corrigida e consultando a tabela 39 da NBR 5410, presente no anexo J, foi utilizado o método F com 3 condutores carregados. De acordo com a NBR 5410, para seções maiores que 25 mm², os condutores de neutro e aterramento devem ter metade da seção do condutor fase.

As seções definidas estão presentes na tabela 14.

Tabela 14 – Tabela de dimensionamento de cabos CA

Inversor (kW)	I Corrigida (A)	Fase (mm ²)	Neutro e aterramento (mm ²)
110	360,39	120	70
120	393,14	120	70
125	409,61	150	95

Fonte: Autoria própria (2025)

4.7 ELETRODUTOS

4.7.1 CIRCUITO CC

O circuito de corrente contínua que interligou os módulos fotovoltaicos ao inversor contou, ao todo, com 600 condutores de 6mm². Como havia uma quantidade considerável de cabos, foi necessário dividir os condutores em mais de um eletroduto. Dessa forma, foram

utilizados 8 (oito) eletrodutos. Para fazer o dimensionamento da seção dos eletrodutos, foi utilizado o item 6.2.11.1.6 da NBR 5410, que determina que para circuitos com mais de 3 condutores, a taxa de ocupação deve ser de até 40%. Com isso, foi determinado 1 (um) eletroduto para cada 2 (dois) inversores, exceto para o inversor de 125kW, que teve um eletroduto exclusivo e possuía 40 condutores.

O primeiro passo foi determinar a área total dos condutores. Para isso, foi necessário o diâmetro externo do condutor, que foi obtido no manual do fabricante dos condutores de cabo solar, presente no anexo F. O valor do diâmetro externo do cabo de 6mm² foi de 7,4mm. Com os valores do diâmetro externo e a quantidade de cabos por eletroduto, foi utilizada a equação 5.

$$A = \frac{\pi d^2 \times Q_{\text{condutores}}}{4} \quad (5)$$

Utilizando a equação 5 e os dados obtidos anteriormente, obteve-se uma área de ocupação de 3440mm² para eletrodutos com 80 condutores e 1720mm² para eletrodutos com 40 condutores.

O segundo passo foi calcular o diâmetro interno de um eletroduto cuja área interna, considerando 40% de taxa de ocupação, fosse maior ou igual à área de ocupação dos cabos. Inserindo o valor da taxa de ocupação dos cabos na equação 6.

$$d = \sqrt{\frac{4A_c}{0,4\pi}} \quad (6)$$

Utilizando a equação 6, obteve-se o valor de 104,64mm para eletrodutos com 80 condutores e 74mm para o eletroduto com 40 condutores. Com esses valores, consultando o catálogo de eletrodutos de aço galvanizado presente no anexo G, os eletrodutos que atenderam à área de ocupação de 40% dos condutores foram os de aço galvanizado de 5"(polegadas) para eletrodutos com 80 condutores e de 3"(polegadas) para o eletroduto com 40 condutores. Conforme demonstrado na tabela 15, foram utilizados ao todo 7 eletrodutos de 5" e 1 eletroduto de 3".

Tabela 15 – Taxa de ocupação dos eletrodutos

Condutores (Qtd)	Área cabos	Eletroduto	Taxa de ocupação
80	3440 mm ²	5"	28,0%
40	1720 mm ²	3"	34,2%

Fonte: Autoria própria (2025)

4.7.2 CIRCUITO CA

No circuito de corrente alternada que interligou a saída dos inversores à rede da concessionária, foram utilizados leitos de cabos devido à grande quantidade de cabos e à

espessura dos mesmos.

Como citado anteriormente, o circuito de corrente alternada possuía, ao todo, 15 circuitos trifásicos, em que cada circuito continha 5 condutores: sendo 3 fases, 1 neutro e 1 aterramento, resultando em um total de 75 cabos. Dessa forma, foram utilizados 2 leitos de cabos.

O processo para o dimensionamento foi o mesmo utilizado para o circuito de corrente contínua. Primeiro, foi calculada a área de ocupação dos cabos e, em seguida, foi determinado qual leito atendia ao requisito de que a taxa de ocupação dos condutores fosse de até 40%.

A divisão dos cabos nas bandejas foi feita conforme a tabela 16.

Tabela 16 – Distribuição de condutores por leito

Leito	Fase	Neutro e Aterramento	Quantidade
1	$18 \times 120\text{mm}^2 + 3 \times 150\text{mm}^2$	$12 \times 70\text{mm}^2 + 2 \times 95\text{mm}^2$	35
2	$24 \times 120\text{mm}^2$	$16 \times 70\text{mm}^2$	40

Fonte: Autoria própria (2025)

Dessa forma, foi necessário obter o diâmetro externo dos cabos de 150mm^2 , 120mm^2 , 95mm^2 e 70mm^2 , conforme a folha de dados presente no anexo H. Utilizou-se a equação 5 para calcular a área de ocupação.

Os valores obtidos utilizando a equação 5 foram de $8032,8\text{mm}^2$ para o leito 1 e de $8985,14\text{mm}^2$ para o leito 2. Para encontrar o valor da área necessária que o leito deveria ter para atender aos requisitos, bastou dividir a área de ocupação dos condutores por 40%, conforme a equação 7.

$$A_{leito} = \frac{A_{cabos}}{40\%} \quad (7)$$

Os valores obtidos a partir da equação 7 foram de 20082mm^2 para o leito 1 e de $22462,86\text{mm}^2$ para o leito 2. Consultando o catálogo do fabricante de leitos, presente no anexo I, as dimensões definidas para cada leito estão na tabela 17. Também pode ser observado suas localizações na Apêndice C.

Tabela 17 – Dados de ocupação dos leitos

Leito	Área condutores (mm^2)	Dimensões (mm)	Área (mm^2)	Taxa ocupação
1	8032,80	200×150	30000	26,8%
2	8985,14	200×150	30000	30%

Fonte: Autoria própria (2025)

5 RESULTADOS

5.1 CAPACIDADE DE GERAÇÃO

A simulação da capacidade de geração do sistema fotovoltaico foi realizada utilizando o Atlas Brasileiro de Energia Solar, considerando a potência instalada de 2580,2 kWp distribuída entre os telhados norte e sul do Tecnolago. Os resultados obtidos indicam uma produção média mensal de aproximadamente 336 MWh, totalizando uma geração anual estimada de 3,911 MWh. Conforme mostrado na figura 16

Figura 16 – Capacidade de geração



Fonte: GLOBAL SOLAR ATLAS, (2025)

Esse desempenho é diretamente influenciado pela irradiação solar média anual da região, que foi de 1965,8 kWh/m², conforme dados do Atlas. Essa condição solar favorável contribui para a eficiência energética do sistema, permitindo uma conversão robusta da radiação solar em eletricidade.

A geração mensal apresenta variações sazonais, com valores entre 250 MWh e 350 MWh, refletindo as mudanças na incidência solar ao longo do ano. Essa variação foi considerada no dimensionamento do sistema, garantindo que a produção anual seja compatível com os objetivos energéticos do projeto.

A elevada capacidade de geração reforça a viabilidade técnica e econômica do sistema, evidenciando seu potencial para atender demandas energéticas significativas, reduzir custos com energia elétrica e contribuir para a sustentabilidade ambiental por meio da utilização de uma fonte limpa e renovável.

5.2 CUSTO ESTIMADO

O custo de implantação de sistemas fotovoltaicos no Brasil tem se tornado cada vez mais acessível, impulsionado pelo avanço tecnológico e pela ampliação da oferta no mercado. Em 2025, o valor médio por quilowatt-pico (kWp) varia entre R\$ 2.930 e R\$ 4.212, dependendo da escala do projeto e da região de instalação. Com base na potência instalada de 2.580,2 kWp projetada para o telhado do Tecnolago, o custo total estimado do sistema varia entre R\$ 7,5 milhões e R\$ 10,8 milhões. Esses valores incluem os equipamentos, mão de obra e demais componentes necessários para a instalação, reforçando a viabilidade econômica da geração solar em larga escala.

6 CONCLUSÃO

O presente Trabalho de Conclusão de Curso permitiu a análise e o dimensionamento de um sistema fotovoltaico conectado à rede, aplicado ao Parque Tecnológico do Lago de Tucuruí (Tecnolago). A partir da avaliação do consumo energético e da aplicação das metodologias de cálculo estabelecidas por normas técnicas e regulatórias da ANEEL, foi possível desenvolver um projeto tecnicamente consistente e adequado às condições reais da instalação.

Os resultados obtidos demonstraram a viabilidade do sistema proposto, tanto em termos de capacidade de geração quanto em seu potencial de contribuição para a redução da dependência da energia proveniente do sistema convencional. Além disso, evidenciou-se a relevância da utilização da energia solar como fonte renovável, sustentável e estratégica para a diversificação da matriz elétrica nacional.

O estudo reforça a importância da expansão da geração distribuída no Brasil, não apenas como alternativa econômica, mas também como mecanismo de incentivo à eficiência energética e à preservação ambiental. Como perspectivas futuras, recomenda-se a análise de cenários de armazenamento de energia, integração com outras fontes renováveis e estudos de custo-benefício detalhados, visando ampliar a aplicabilidade prática dos resultados aqui apresentados.

Como trabalhos futuros, sugere-se uma avaliação econômica e financeira deste projeto, um estudo deste projeto com a inserção de baterias e outras tecnologias.

Dessa forma, conclui-se que o sistema fotovoltaico projetado é tecnicamente viável e alinhado às diretrizes atuais de sustentabilidade e inovação no setor elétrico, contribuindo para o avanço das pesquisas e aplicações na área de geração distribuída.

REFERÊNCIAS

- ABNT - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. *NBR IEC 61643-11:2017 – Dispositivos de proteção contra surtos (DPS) – Parte 11: Requisitos e ensaios para DPS para baixa tensão*. Rio de Janeiro: ABNT, 2017. Citado na página 30.
- ABNT - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. *NBR 16690:2019 – Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos – Requisitos de projeto*. Rio de Janeiro: ABNT, 2019. Citado 3 vezes nas páginas 26, 28 e 29.
- ABSOLAR. *Infográfico Absolar Energia Fotovoltaica no Brasil*. 2025. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>>. Acesso em: 15 de agosto 2025. Citado 3 vezes nas páginas 18, 19 e 20.
- AGÊNCIA BRASIL. *Brasil chega a 2 milhões de sistemas de energia solar*. 2025. Disponível em: <<https://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2023-06/brasil-alcanca-marca-de-2-milhoes-de-sistemas-de-energia-solar>>. Acesso em: 23 de agosto 2025. Citado na página 19.
- ALDO SOLAR. *Entenda o que é irradiação solar e como produzir energia fotovoltaica até em dias nublados*. 2024. Disponível em: <<https://www.aldo.com.br/blog/irradiacao-solar>>. Acesso em: 25 de fevereiro 2024. Citado na página 32.
- ALVES, M. D. O. L. *Energia solar: estudo da geração de energia elétrica através dos sistemas fotovoltaicos on-grid e off-grid*. 2019. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Ouro Preto, Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas. Disponível em: <https://www.monografias.ufop.br/bitstream/35400000/2019/6/MONOGRAFIA_EnergiaSolarEstudo.pdf>. Citado na página 23.
- ANEEL REN 482. *Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências*. Brasília, 2012. Citado na página 21.
- ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012*. 2012. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica. Brasília: ANEEL. Citado na página 33.
- ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Resolução Normativa nº 1000, de 7 de dezembro de 2021*. 2021. Estabelece as regras de prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica. Brasília: ANEEL. Citado na página 33.
- AYRÃO, V. *Energia solar fotovoltaica no brasil: Conceitos, aplicações e estudo de caso*. *International Copper Association Brazil, Rio de Janeiro*, 2018. Citado 2 vezes nas páginas 23 e 33.
- BAHIA, E. *Overload em inversor solar: aumente a eficiência do seu sistema fotovoltaico*. 2024. <<https://blog.luvik.com.br/>>

[overload-em-inversor-solar-aumente-a-eficiencia-do-seu-sistema-fotovoltaico/](#)>. Acesso em: 25 ago. 2025. Citado na página 28.

BASE SOLAR ENERGIA. *Micro inversor solar grid tie*. 2025. <https://www.basesolarenergia.com.br/noticia/168/micro_inversor_solar_grid_tie.html>. Acessado em 21 de agosto de 2025. Citado na página 27.

BESSO, R. *Sistema Solar Fotovoltaico Conectado à Rede – Estudo de Caso no Centro de Tecnologia da UFRJ*. 2017. Disponível em: <<https://drhima.poli.ufrj.br/images/documentos/tcc/2017/rachel-besso-2017.pdf>>. Acesso em: 20 de agosto 2025. Citado na página 24.

BOA ENERGIA. *A importância da energia solar para o planeta em 2025*. 2025. Disponível em: <<https://boaenergia.com.br/a-importancia-da-energia-solar-para-o-planeta/>>. Acesso em: 18 de agosto de 2025. Citado na página 16.

BRASIL. *Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022*. 2022. Institui o Marco Legal da Geração Distribuída. Diário Oficial da União, Brasília. Citado na página 34.

BRASIL ESCOLA. *Sol: tudo sobre a estrela central do Sistema Solar*. 2025. Disponível em: <<https://brasilecola.uol.com.br/fisica/sol.htm>>. Acesso em: 18 de agosto de 2025. Citado na página 16.

CRESESB. *Potencial Solar - SunData V 3.0*. 2024. Disponível em: <<https://cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata&>>. Acesso em: 20 de janeiro 2024. Citado 2 vezes nas páginas 32 e 33.

DA SILVA, JOÃO. *Análise de Desempenho de Diferentes Tecnologias de Módulos Fotovoltaicos*. 2025. Disponível em: <<https://repositorio.jesuita.org.br/handle/UNISINOS/6096>>. Acesso em: 20 de agosto de 2025. Citado na página 25.

ELETRICA, P. *Mini Disjuntor, Disjuntor Caixa Moldada e Disjuntor Caixa Aberta: você sabe a diferença?* 2022. Acessado em 21 de agosto de 2025. Disponível em: <<https://periciaeletrica.com.br/mini-disjuntor-disjuntor-caixa-moldada-e-disjuntor-caixa-aberta-voce-sabe-a-diferenca/>>. Citado na página 31.

ENERGIA, O. *Inversor string ou microinversor: qual escolher?* 2025. Origo Energia. Disponível em: <<https://blog.origoenergia.com.br/inversor-string-ou-microinversor/>>. Acesso em: 20 ago. 2025. Citado na página 26.

ENERGY, A. *Disjuntor solar - uma parte essencial do sistema fotovoltaico*. 2023. Acessado em 21 de agosto de 2025. Disponível em: <<https://www.aforenergy.com/pt/solar-circuit-breaker-an-essencial-part-in-pv-system/>>. Citado na página 31.

GLOBAL SOLAR ATLAS. *Site-specific solar resource data for Tucuruí, PA, Brazil*. 2025. <<https://globalsolaratlas.info/detail?c=-3.830968,-49.665758,11&s=-3.830968,-49.665758&m=site&pv=medium,0,9,2580.2>>. Acesso em: 25 ago. 2025. Citado na página 47.

GOOGLE. *Google Maps*. 2025. Disponível em: <<https://www.google.com.br/maps>>. Acesso em: 05 de janeiro 2025. Citado na página 36.

GUEDES, A. R. M. *Análise e implementação do inversor CC/CA monofásico Zeta Cuk integrado aplicado a sistemas fotovoltaicos*. 2025. Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Disponível em: <<https://repositorio.utfpr.edu.br/jspui/handle/1/37269>>. Acesso em: 20 ago. 2025. Citado na página 25.

IBERDROLA. *Energia solar: como funciona e suas vantagens*. 2023. Disponível em: <<https://www.iberdrola.com/quem-somos/nossa-atividade/energia-solar-fotovoltaica/energia-solar>>. Acesso em: 18 de agosto de 2025. Citado na página 16.

IEA. *World Energy Outlook 2024*. 2024. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024>>. Acesso em: 18 de agosto de 2025. Citado na página 18.

IEA PVPS. *Snapshot of Global PV Markets 2025*. 2025. Disponível em: <<https://iea-pvps.org/snapshot-reports/snapshot-of-global-pv-markets-2025/>>. Acesso em: 18 de agosto de 2025. Citado na página 19.

IEC. *IEC 62109-1 e IEC 62109-2: Safety of power converters for use in photovoltaic power systems*. 2010. International Electrotechnical Commission. Genebra. Citado na página 28.

National Geographic Brasil. *Qual é a importância do Sol para a vida na Terra?* 2023. Disponível em: <<https://www.nationalgeographicbrasil.com/espaco/2023/10/qual-e-a-importancia-do-sol-para-a-vida-na-terra>>. Acesso em: 18 de agosto de 2025. Citado na página 16.

NEOSOLAR. *Diferença entre microinversor e inversor string*. 2025. <<https://www.neosolar.com.br/aprenda/saiba-mais/microinversor/diferenca-micro-inversor-inversor-string>>. Acesso em: 20 ago. 2025. Citado na página 26.

NEOSOLAR. *Placa Solar Fotovoltaica: Tudo Sobre*. 2025. Disponível em: <<https://www.neosolar.com.br/aprenda/saiba-mais/placa-solar-fotovoltaica>>. Acesso em: 20 de agosto de 2025. Citado na página 25.

PEREIRA, E. B. et al. Atlas brasileiro de energia solar. *São José dos Campos: Inpe*, v. 1, 2017. Citado na página 32.

POTÊNCIA, R. *Características dos cabos para instalações fotovoltaicas*. 2025. <<https://revistapotencia.com.br/portal-potencia/instalacoes-eletricas/caracteristicas-dos-cabos-para-instalacoes-fotovoltaicas/>>. Acesso em: 21 ago. 2025. Citado na página 31.

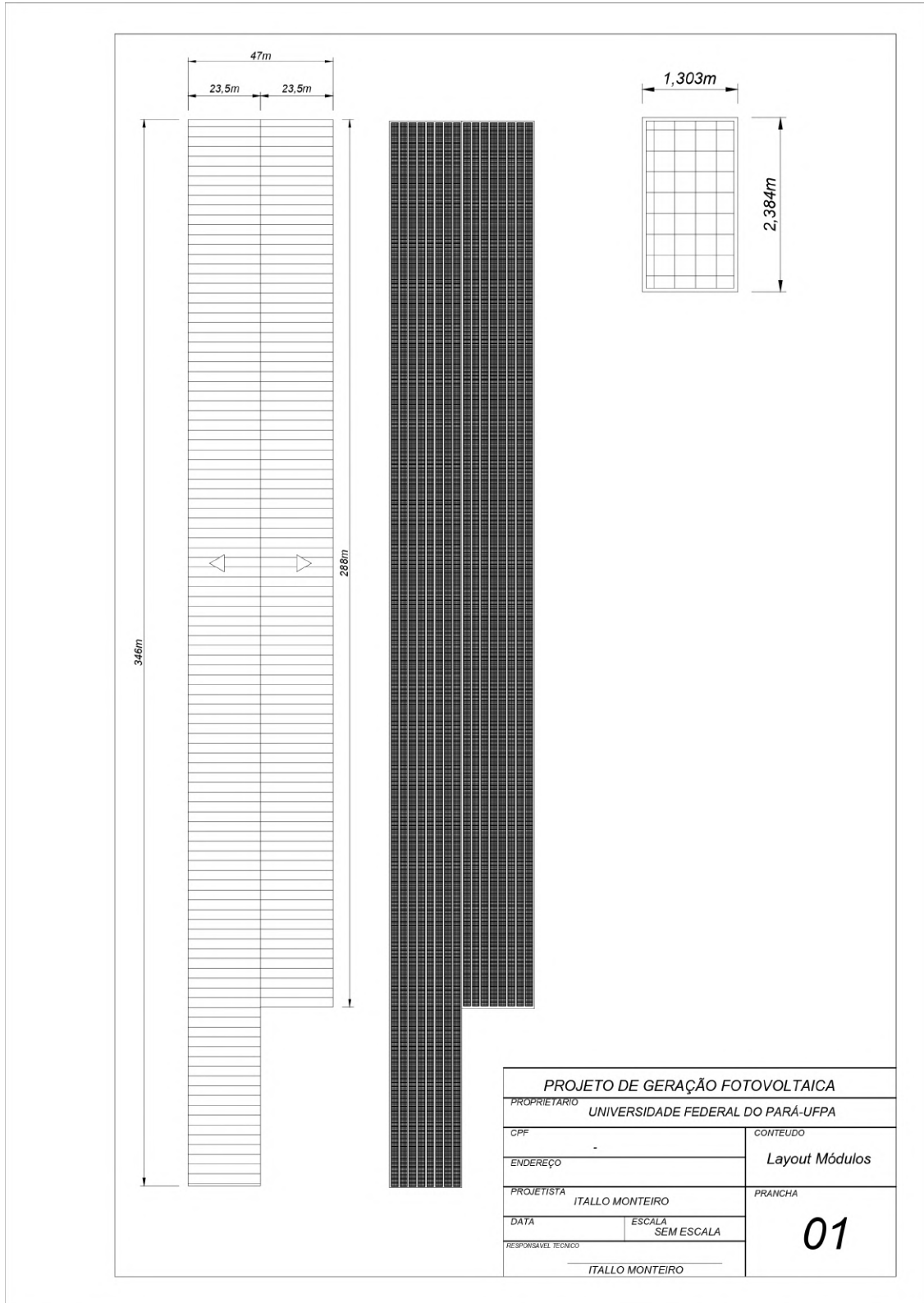
RIBEIRO. *Sistema On Grid: O processo de produção de energia solar fotovoltaica*. 2024. Disponível em: <<https://baoribeiro.com.br/blog/sistema-de-energia-on-grid-como-funciona/>>. Acesso em: 15 de janeiro 2024. Citado na página 24.

SEM LIMITE SOLAR. *Sistema Off-Grid: Energia solar independente da rede elétrica*. 2025. Disponível em: <<https://semlimitesolar.com.br/off-grid/>>. Acesso em: 20 de agosto 2025. Citado na página 23.

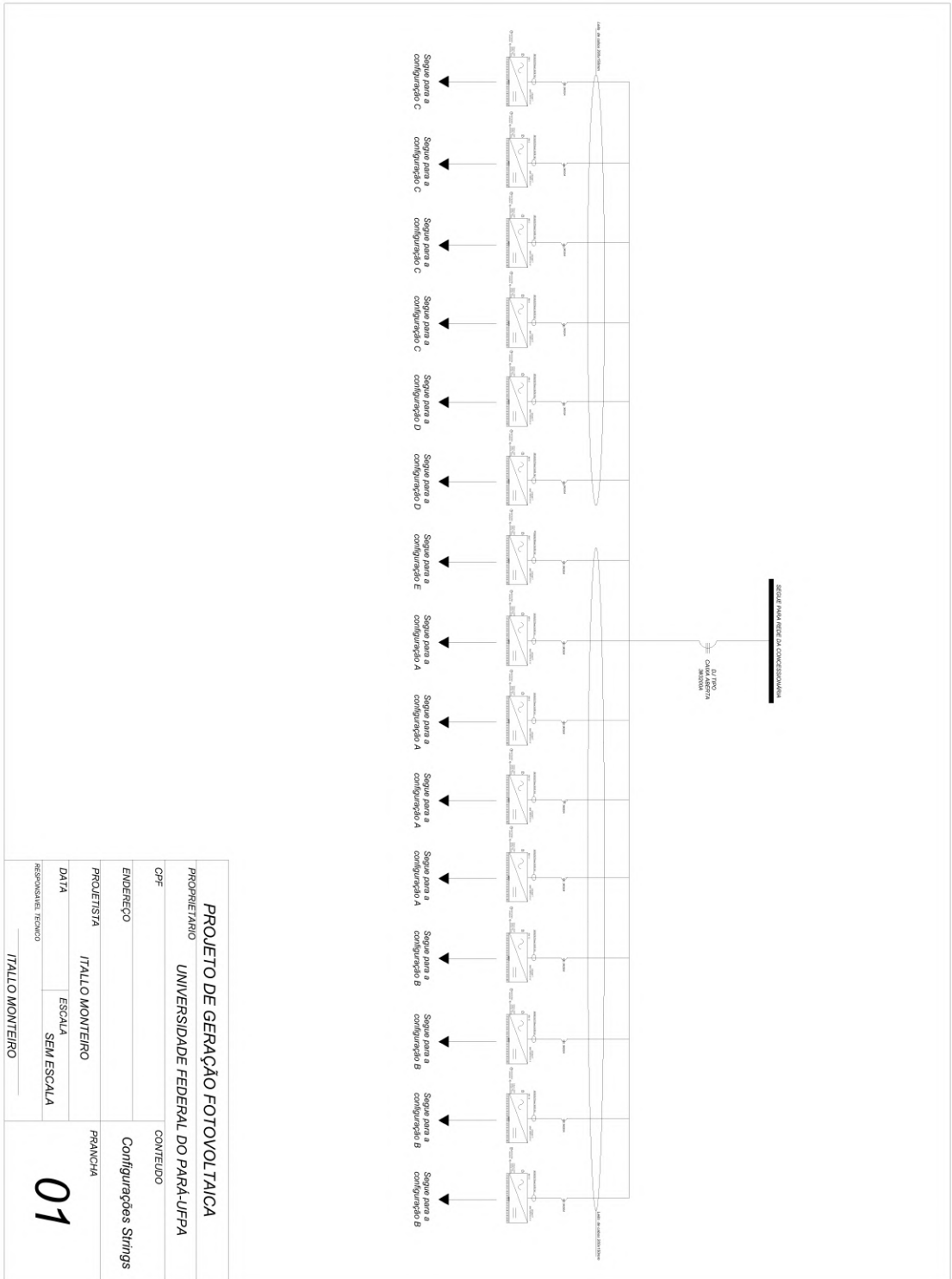
SILVESTRE, M. G. *Estudo de Algoritmos de MPPT para Sistemas Solares Fotovoltaicos baseados em Inteligência Artificial*. 2024. <<https://repositorio.ufsc.br/handle/123456789/262150>>. Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade Federal de Santa Catarina, Campus Araranguá. Acesso em: 20 ago. 2025. Citado na página 27.

- SOLAR, A. *STRING BOX – 24E/6S*. 2025. <<https://alumifixsolar.com.br/product/string-box-24e-6s/>>. Acesso em: 12 ago. 2025. Citado na página 29.
- SOLAR, C. *Inversores com múltiplos MPPT: entenda as vantagens*. 2025. <<https://canalsolar.com.br/inversores-com-multiplos-mppt/>>. Acesso em: 20 ago. 2025. Citado na página 27.
- SOLAR, N. *Vantagens e desvantagens do Microinversor*. 2022. Nação Solar. Disponível em: <<https://nacaosolar.com.br/blog/vantagens-e-desvantagens-do-microinversor/>>. Acesso em: 20 ago. 2025. Citado na página 26.
- SOLAR, P. S. publicado no C. *Fusíveis: o que são e quando utilizá-los de maneira correta?* 2023. <<https://canalsolar.com.br/fusiveis-o-que-sao-e-quando-utiliza-los-de-maneira-correta/>>. Acesso em: 20 jun. 2025. Citado na página 30.
- SOLAR, T. E. *Overload em inversores: o que é e como aplicar corretamente*. 2025. <<https://techlux.com.br/blog/overload-em-inversores-o-que-e-e-como-aplicar-corretamente/>>. Acesso em: 25 ago. 2025. Citado na página 28.
- SOLIS ENERGIA. *Como funciona o medidor bidirecional da energia solar?* 2023. Disponível em: <<https://solisenergia.com.br/como-funciona-o-medidor-bidirecional-da-energia-solar/>>. Acesso em: 22 de outubro 2023. Citado na página 31.
- SURICHAQUI, R. C. C. *Avaliação teórica e experimental do uso de conversores CC-CC na eficiência da conversão fotovoltaica em condições adversas de operação*. 169 p. Dissertação (Dissertação (Mestrado em Metrologia para Qualidade e Inovação)) — Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2015. Citado na página 22.
- TALARICO, I. *Políticas públicas de incentivo à geração de energia por fonte solar fotovoltaica no fomento à disseminação da tecnologia no Brasil*. 2024. Disponível em: <<https://revistaft.com.br/politicas-publicas-de-incentivo-a-geracao-de-energia-por-fonte-solar-fotovoltaica-no-fomento-a-disseminacao-da-tecnologia-no-brasil/>>. Acesso em: 18 de agosto de 2025. Citado na página 16.
- TAVARES, P. J.; ANTONIO, G. M. *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos*. [S.l.]: CRESESB, 2014. v. 2º ed. Rio de Janeiro. Citado 5 vezes nas páginas 21, 22, 23, 29 e 30.
- UTFPR. *Energia Solar Fotovoltaica: Princípios Fundamentais*. 2025. Disponível em: <https://utfpr-ct-static-content.s3.amazonaws.com/utfpr.curitiba.br/wp-content/uploads/sites/85/2022/10/Energia_solar_fotovoltaica_Principios_Fund.pdf>. Acesso em: 20 de agosto de 2025. Citado na página 24.
- VILLALVA, M. G. *Energia Solar Fotovoltaica: conceitos e aplicações*. 2. ed. São Paulo: Érica, 2020. Citado 2 vezes nas páginas 26 e 29.
- ZILLES, R. et al. *Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica*. [S.l.]: Oficina de textos, 2016. Citado na página 21.

APÊNDICE A – LAYOUT MÓDULOS

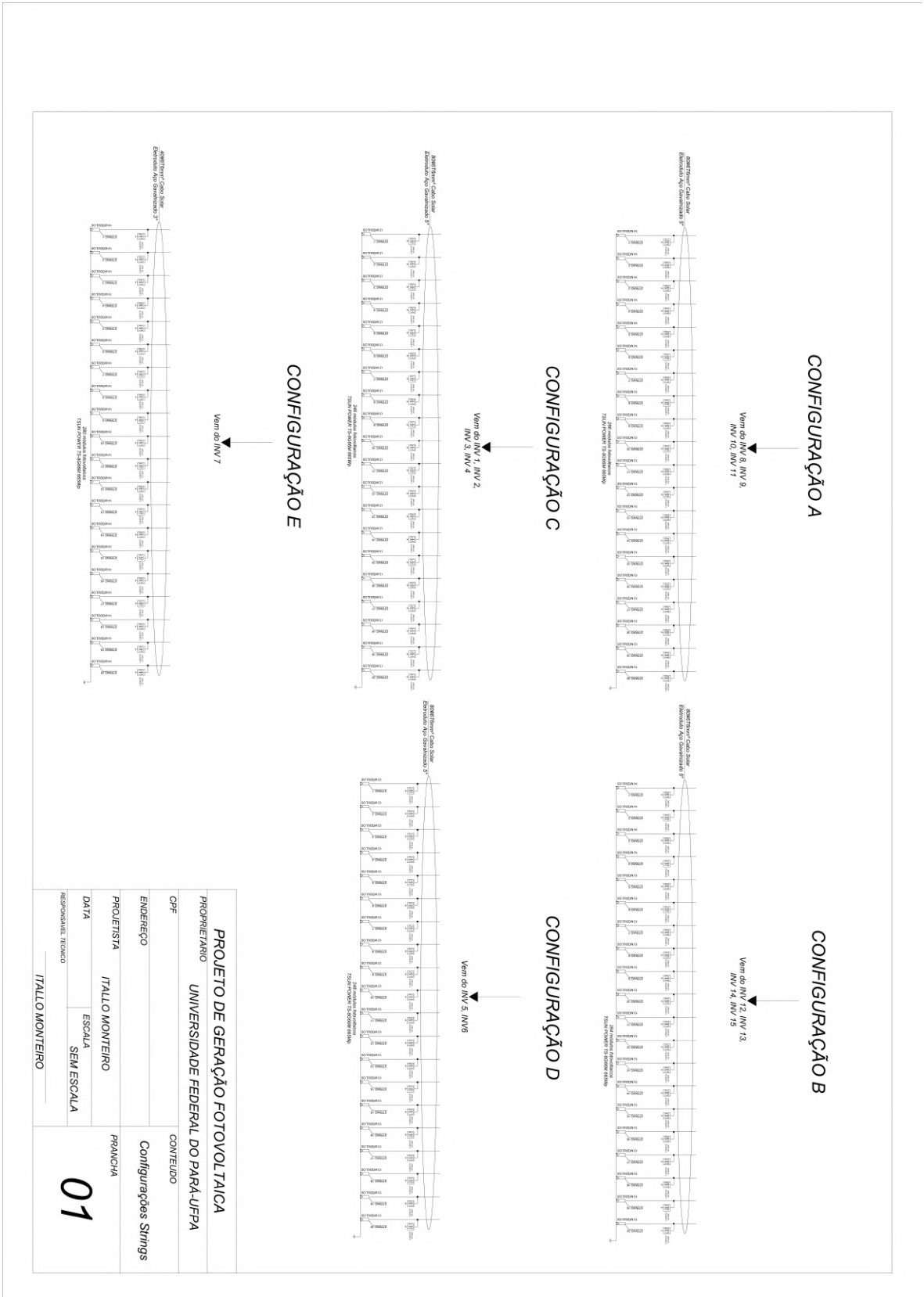


APÊNDICE B – DIAGRAMA UNIFILAR INVERSOR



PROJETO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA		CONTEUDO
PROPRIETARIO UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ-UFPA		
CPF		Configurações Strings
ENDERECO		
PROJETISTA	ITALLO MONTEIRO	PRANCHIA
DATA	ESCALA SEM ESCALA	
RESPONSABIL TECNICO	ITALLO MONTEIRO	01

APÊNDICE C – DIAGRAMA UNIFILAR STRINGS



ANEXO A – Apresentação da folha de dados do módulo fotovoltaico

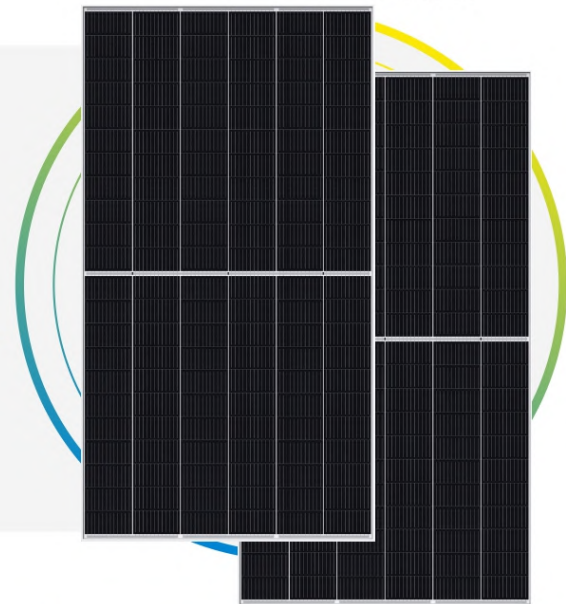


TPOWER

TS-8G66M **132-cell**

645 - 665W

bifacial dual glass
9BB half-cut mono perc



KEY FEATURES

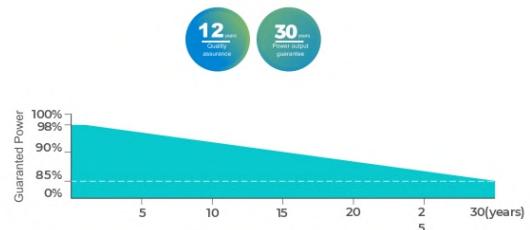
- Higher output power
Module efficiency up to 21.4%
Lower temperature coefficient
Up to 30% additional power gain from back side depending on albedo
- Lower LCOE (Levelized Cost Of Energy)
High Power output lead to lower BOS cost
- Salt Mist Corrosion Protect
Ammonia Resistance
- Excellent Potential Induced Degradation Resistance
- Excellent Wind Load 2400Pa & Snow Load 5400Pa Under Certain Installation Method

SYSTEM & PRODUCT CERTIFICATES

- ISO 9001: 2015 Quality Management System
- ISO 14001: 2015 Environment Management System
- ISO 45001: 2018 Occupational Health and Safety Management Systems



PERFORMANCE WARRANTY



ANEXO B – Folha de dados do módulo fotovoltaico

ELECTRICAL PARAMETERS

Performance at STC (Power Tolerance 0 - +3%)

Power Output(Wp)	645	650.0	655	660	665
Max Power Tolerance(W) Module	0-5	5.20.9	0-5	0-5	0-5
Efficiency(%)	20.8	37.72	21.1	21.2	21.4
Voltage Mpp-Vmpp(V) Current	37.52	17.23	37.91	38.08	38.28
Mpp-Impp(A)	17.19	45.68	17.28	17.33	17.37
Voltage Open Circuit-Voc(V) Short	45.50	18.63	45.87	46.03	46.24
Circuit Current-Isc(A)	18.58		18.68	18.73	18.78

Performance at NMOT

Power Output (Wp)	495.51	499.35	503.19	507.03	510.88
Voltage Mpp-Vmpp(V)	34.20	34.39	34.55	34.71	34.90
Current Mpp-Impp(A)	14.49	14.52	14.56	14.61	14.64
Voltage Open Circuit-Voc(V)	42.01	42.18	42.35	42.50	42.69
Short Circuit Current-Isc(A)	15.80	15.84	15.88	15.92	15.97

STC: Irradiance 1000W/m2, Cell Temperature 25°C, Air Mass AM15 NMOT: Irradiance at 800W/m2, Ambient Temperature 20°C, Air Mass AM15, Wind Speed 1m/s

Electrical characteristics

Power Output (Wp)	710	715	721	726	732
Voltage Mpp-Vmpp(V)	37.52	37.72	37.91	38.08	38.28
Current Mpp-Impp(A)	18.91	18.95	19.01	19.06	19.11
Voltage Open Circuit-Voc(V)	45.50	45.68	45.87	46.03	46.24
Short Circuit Current-Isc(A)	20.44	20.49	20.55	20.60	20.66

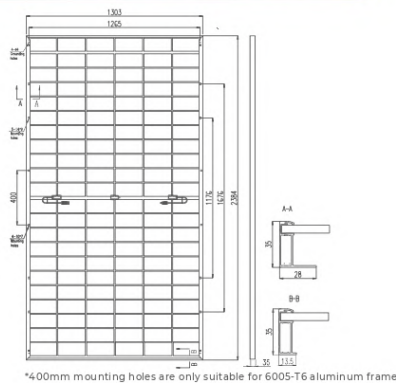
MECHANICAL DATA

Dimension Of Module	2384*1303*35mm
Weight	38kg
Front/Back Glass	2.0mm heat strengthened glass
Cables	4mm ² /300mm or Customized Length
Junction Box	IP68,3 Bypass-Diode
Connector	MC4 compatible

PACHAGING CONFIGURATION

Loading Capacity	558 pcs/40'HQ
------------------	---------------

MODULE STRUCTURE DRAWING



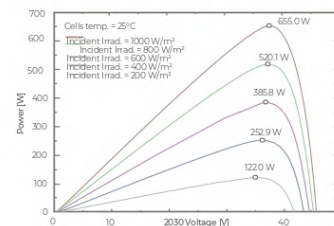
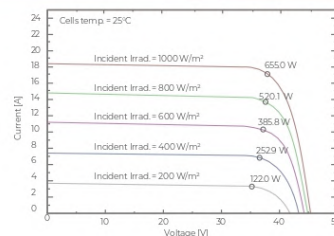
WORKING CONDITIONS

Max System Voltage(VDC)	1500V
Max Series Fuse Rating	35A
Maximum Load Capacity	Snow 5400Pa/Wind
Operating Temperature	2400Pa -40S~+85S
Safety Class	#
Power Bifaciality	70±5%

TEMPERATURE RATINGS

Temperature Coefficients of Isc(%/S)	0.026
Temperature Coefficients of Voc(%/S)	-0.272
Temperature Coefficients of Pmpp(%/S)	-0.353
NMOT	45±2S

CURVES (655W)



Room 102, Building 1, Changshu Science and Technology Park, ShanghaiJiaotong University, No. 1 Xianshi Road, High-tech Zone, Changshu City

ANEXO C – Folha de dados do inversor fotovoltaico

Ficha de dados	MAX 100KTL3-X LV	MAX 110KTL3-X LV	MAX 120KTL3-X LV	MAX 125KTL3-X LV
Dados de entrada				
Máxima tensão CC			1100V	
Tensão de partida			195V	
Tensão nominal			600V	
Faixa de tensão MPP			180V-1000V	
Números de MPP trackers			10	
Número de strings PV por MPP trackers			2	
Máxima corrente de entrada por MPP Tracker			32A	
Máxima corrente de curto-circuito por MPP tracker			40A	
Saída				
Potência nominal de saída CA	100000W	110000W	120000W	125000W
Potência máxima aparante CA.	110000VA	121000VA	132000VA	137500VA
Tensão nominal de saída	220V/380V(340-440VAC)			
Frequência da rede CA	50/60 Hz(45~55Hz/55-65 Hz)			
Corrente máxima de saída.	167.1A	183.8A	200.5A	208.9A
Fator de potência ajustável	0.8leading ...0.8lagging			
THDI	<3%			
Tipo de conexão da rede CA	3W/N/PE			
Eficiência				
Máx. Eficiência			98.80%	
Eficiência europeia	98.40%	98.50%	98.50%	98.50%
Eficiência MPPT	99.90%			
Dispositivos de proteção				
Proteção polaridade reversa CC	Sim			
Interruptor CC	Sim			
Proteção de surtos CA/CC	Type II / Type II			
Monitoramento de resistência de isolamento	Sim			
Proteção de curto-circuito CA	Sim			
Monitoramento de falta à terra	Sim			
Deteção de string	Sim			
Função Anti-PID	Opcional			
Deteção de falha de arco	Opcional			
Dados gerais				
Dimensões (L/A/P)	1010/600/340mm			
Peso	84kg			
Temperatura de operação	-30°C ... +65°C			
Consumo noturno	< 1W			
Topologia	Sem transformador			
Resfriamento	Convenção natural			
Grau de proteção	Ip65			
Humidade relativa	0~100%			
Altitude	4000m			
Conexão CC	H4/MC4			
Conexão CA	Conector			
Display	LED/WIFI+APP			
Interfaces: RS485 / USB / PLC	Sim/Sim/Opc			
Garantia : 10 anos	Sim			
CE,IEC62116, IEC61727, CQC, VDE0126, VFR2014, EN50549-1, C10/C11, UNE206007, G99 ROHS, CEI 0-21/0-16, N4105&N4110, UNE206006,MEA, PEA, KSC8565				

* The AC voltage range and frequency range may vary depending on specific country grid standard.
All specifications are subject to change without notice.

ANEXO D – Tabela C.2 NBR 16612

Tabela C.2 – Capacidade de condução de corrente para cabos instalados em temperatura ambiente de 30 °C e temperatura no condutor em regime permanente de 90 °C

Seção mm ²	Instalação ao ar livre protegida do sol				Instalação ao ar livre exposta ao sol			
	Modo de instalação				Modo de instalação			
	1	2	3	4	1	2	3	4
1,5	26	26	30	26	23	22	27	23
2,5	35	35	40	35	31	30	36	31
4	47	46	53	47	41	40	48	41
6	60	59	68	60	51	51	61	52
10	83	82	95	84	71	71	85	73
16	110	110	125	113	93	93	112	97
25	146	147	166	151	123	124	147	129
35	181	183	207	189	151	153	182	161
50	229	232	260	240	189	193	228	204
70	285	290	325	301	234	239	283	254
95	343	349	390	364	279	287	339	306
120	402	410	458	428	325	335	396	359
150	463	473	527	495	371	384	453	413
185	528	540	600	566	420	435	513	470
240	633	647	719	681	499	518	612	563
300	732	749	831	789	573	596	705	650
400	880	901	998	952	682	710	842	780

ANEXO E – Tabela 43 NBR 5410

Licença de uso exclusivo para Target Engenharia e Consultoria Ltda
Cópia impressa pelo sistema GEDWEB em 28/09/2004

ABNT NBR 5410:2004

Tabela 43 — Fatores de correção aplicáveis a agrupamentos consistindo em mais de uma camada de condutores – Métodos de referência C (tabelas 36 e 37), E e F (tabelas 38 e 39)

		Quantidade de circuitos trifásicos ou de cabos multipolares por camada				
		2	3	4 ou 5	6 a 8	9 e mais
Quantidade de camadas	2	0,68	0,62	0,60	0,58	0,56
	3	0,62	0,57	0,55	0,53	0,51
	4 ou 5	0,60	0,55	0,52	0,51	0,49
	6 a 8	0,58	0,53	0,51	0,49	0,48
	9 e mais	0,56	0,51	0,49	0,48	0,46

NOTAS

1 Os fatores são válidos independentemente da disposição da camada, se horizontal ou vertical.

2 Sobre condutores agrupados em uma única camada, ver tabela 42 (linhas 2 a 5 da tabela).

3 Se forem necessários valores mais precisos, deve-se recorrer à ABNT NBR 11301.

Tabela 44 — Fatores de agrupamento para linhas com cabos diretamente enterrados

Número de circuitos	Distâncias entre cabos ¹⁾ (a)				
	Nula	Um diâmetro de cabo	0,125 m	0,25 m	0,5 m
2	0,75	0,80	0,85	0,90	0,90
3	0,65	0,70	0,75	0,80	0,85
4	0,60	0,60	0,70	0,75	0,80
5	0,55	0,55	0,65	0,70	0,80
6	0,50	0,55	0,60	0,70	0,80

1)

Cabos multipolares

Cabos unipolares

NOTA Os valores indicados são aplicáveis para uma profundidade de 0,7 m e uma resistividade térmica do solo de 2,5 K.m/W. São valores médios para as dimensões de cabos abrangidas nas tabelas 36 e 37. Os valores médios arredondados podem apresentar erros de até ± 10% em certos casos. Se forem necessários valores mais precisos, deve-se recorrer à ABNT NBR 11301.

ANEXO F – Folha de dados cabo solar

CABO CORTOX SOLAR (0,6/ 1KV)



CONSTRUÇÃO

Formado por fios de cobre eletrolítico estanhado, têmpera mole, encordoamento classe 5.

ISOLAÇÃO

Composto termofixo não halogenado com baixa emissão de fumaça e não propagante a chama.

COBERTURA

Composto termofixo com baixa emissão de fumaça, não propagante a chama e com proteção contra raios UV.

IDENTIFICAÇÃO

Os cabos são fornecidos nas cores preta e vermelha.

TEMPERATURA MÁXIMA DO CONDUTOR

120 °C em serviço contínuo; 250 °C em curto-circuito.

APLICAÇÃO

Os cabos CORTOX SOLAR da Cordeiro Cabos Elétricos têm potência para sistema fotovoltaico, isolados e com cobertura não halogenada para as tensões de até 1,8 kV C.C. Os condutores foram projetados para instalação entre a célula fotovoltaica e os terminais de corrente contínua do inversor e os demais equipamentos do sistema fotovoltaico, em função de sua resistência a intempéries (proteção UV). Os cabos podem ser instalados em eletrocalhas, leitos ou eletrodutos de instalações em ambientes internos e externos.

ESPECIALIZAÇÃO

ABNT NBR: 16612

SEÇÃO	Nº DE CONDUTORES	ESPESSURA ISOLAÇÃO NOMINAL	ESPESSURA COBERTURA NOMINAL	Ø EXTERNO MÁXIMO	RESISTENCIA MÁXIMA A 20 °C	MASSA NOMINAL
		mm	mm	mm	Ω / KM	Kg / Km
1,50 mm ²	1	0,7	0,80	5,40	13,7	34
2,50 mm ²	1	0,7	0,80	5,90	8,21	47
4,00 mm ²	1	0,7	0,80	6,60	5,09	61
6,00 mm ²	1	0,7	0,80	7,40	3,39	83
10,0 mm ²	1	0,7	0,80	8,80	1,95	128
16,0 mm ²	1	0,7	0,90	10,10	1,24	190
25,0 mm ²	1	0,9	1,00	12,50	0,795	291
35,0 mm ²	1	0,9	1,10	14,00	0,565	390

ANEXO G – Folha de dados eletroduto aço galvanizado

ELETRODUTOS PESADOS



Eletroduto Galvanizado à fogo NBR 5598 - NBR 5597



Nominal pol.	Diâmetro DN	Externo m/m	Esp. Parede m/m - 5597	Esp. Parede m/m - 5598	Kg. Br de 3 metros
1/2"	15	21,3	2,25	2,25	3,49
3/4"	20	26,7	2,25	2,25	4,47
1"	25	33,4	2,65	2,65	6,54
1 1/4"	32	42,2	3,00	3,00	9,33
1 1/2"	40	48,3	3,00	3,00	10,77
2"	50	60,3	3,35	3,35	15,00
2 1/2"	65	73,0 (npt)	3,35	3,35	19,29
2 1/2"	65	76,1 (bsp)	3,35	3,35	19,29
3"	80	88,9	3,75	3,35	25,14
4"	100	114,3	4,25	3,75	36,48
5"	125	139,7	4,50	4,50	45,00
6"	150	165,1	4,50	4,50	53,46

CURVA GALVANIZADA À FOGO, NBR 5597 (NPT) E NBR 5598 (BSP)

Diâmetro Nominal	Bitola	Diâmetro externo (mm)		Esp. De parede (mm)	
		NBR 5597 NPT	NBR 5598 BSP	NBR 5597 NPT	NBR 5598 BSP
15	1/2"	21,30	21,30	2,25	2,25
20	3/4"	26,70	26,90	2,25	2,25
25	1"	33,40	33,70	2,65	2,65
32	1 1/4"	42,20	42,40	3,00	3,00
40	1 1/2"	48,30	48,30	3,00	3,00
50	2"	60,30	60,30	3,35	3,35
65	2 1/2"	73,00	76,10	3,75	3,35
80	3"	88,90	88,90	3,75	3,75
100	4"	114,30	114,30	4,25	4,25
125	5"	141,30	141,30	6,35	6,35
150	6"	168,30	168,30	6,35	6,35

LUA GALVANIZADA À FOGO, NBR 5597 (NPT) E NBR 5598 (BSP)

Diâmetro Nominal	Bitola	Diâmetro Externo (mm)		Com. Mínimo (mm)	
		NBR 5597 NPT	NBR 5598 BSP	NBR 5597 NPT	NBR 5598 BSP
15	1/2"	25,70	25,70	40	25
20	3/4"	31,80	31,80	41	28
25	1"	38,70	38,70	51	34
32	1 1/4"	47,50	47,50	52	38
40	1 1/2"	54,70	54,70	52	38
50	2"	67,30	67,30	54	44
65	2 1/2"	80,00	80,00	79	48
80	3"	94,80	94,80	83	53
100	4"	122,80	122,80	89	72
125	5"	159,90	159,90	95	80

ANEXO H – Folha de dados cabo CA XLPE



BAIXA TENSÃO



Cabo XLPE 1kV

Dimensões Nominais

Seção (mm ²)	Diâmetro do Condutor (mm)	Espessura da Isolação (mm)	Cabo Singelo		Cabo Triplexado	
			Diâmetro Externo (mm)	Peso Nominal (kg/km)	Diâmetro da Reunião (mm)	Peso Nominal (kg/km)
1,5	1,59	1,2	4,1	25,0	9,6	75,1
2,5	2,08	1,2	4,6	36,7	10,8	109
4	2,6	1,2	5,1	53,0	12,0	157
6	3,14	1,2	5,7	72,0	13,3	215
10	3,7	1,6	7,3	120	16,5	371
16	4,7	1,6	8,3	180	18,8	556
25	5,9	1,6	9,5	265	21,6	819
35	7,0	1,6	10,7	360	24,2	1.112
50	8,2	2,0	12,8	490	28,9	1.514
70	9,6	2,0	14,2	685	32,3	2.117
95	11,3	2,0	16,1	935	36,5	2.889
120	12,9	2,4	18,5	1.185	42,0	3.662
150	13,7	2,4	19,4	1.435	44,0	4.434
185	15,8	2,4	21,6	1.785	48,9	5.516
240	18,2	2,4	24,1	2.325	54,7	7.185

ANEXO I – Folha de dados leitos

A / B	50	75	100	150	200
50	X	-	-	-	-
75	X	X			
100	X	X	X		
150	X	X	X	X	
200	X	X	X	X	X
250	X	X	X	X	X
300	X	X	X	X	X
350	X	X	X	X	X
400	X	X	X	X	X
450	X	X	X	X	X
500	X	X	X	X	X
550	X	X	X	X	X
600	X	X	X	X	X
650	X	X	X	X	X
700	X	X	X	X	X
750	X	X	X	X	X
800	X	X	X	X	X

A – Largura | B – Altura

Sistema ideal para distribuição de cabos.

Oferece vantagens como: elimina qualquer tipo de fixação de cabos nos dutos; possibilita a reserva de área para futuras ampliações; facilita a inspeção e manutenção prévia das linhas elétricas.

A instalação torna-se extremamente rápida e fácil, pois os dutos e demais acessórios são fornecidos prontos para serem montados, não requerendo ferramentas especiais.

Exemplo de Especificação

Código + Medida + Espessura + Acabamento

Ex.: EL 1302 200 x 100 #18 GF

Observações:


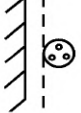
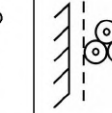
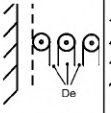
- O código das tampas dos acessórios está destacado ao lado dos códigos das respectivas peças.
- Tampas de pressão não são fabricadas para acessórios. Para isso, indicamos as presilhas de pressão para tampa (1428), sendo mais práticas e econômicas.
- Acessórios são sextavados e podem ser fornecidos como Tipo "C" (virola).
- Suportes de suspensão acima de 500 mm de largura, indicamos o uso de perfilados ou cantoneiras para maior segurança de instalação.
- Parafuso ideal para fixação: 1/4" x 1/2".

ANEXO J – Tabela 43 NBR 5410

Licença de uso exclusivo para Target Engenharia e Consultoria Ltda
Cópia impressa pelo sistema GEDWEB em 28/09/2004

ABNT NBR 5410:2004

Tabela 39 (conclusão)

Seções nominais dos condutores mm ²	Métodos de referência indicados na tabela 33						
	Cabos multipolares		Cabos unipolares ¹⁾				
	Dois condutores carregados	Três condutores carregados	Dois condutores carregados, justapostos	Três condutores carregados, em trifólio	Três condutores carregados, no mesmo plano		
	Método E	Método E	Método F	Método F	Justapostos	Espaçados	
					Método F	Horizontal Método G	Vertical Método G
							
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
Cobre							
35	185	158	200	169	176	226	201
50	225	192	242	207	216	275	246
70	289	246	310	268	279	353	318
95	352	298	377	328	342	430	389
120	410	346	437	383	400	500	454
150	473	399	504	444	464	577	527
185	542	456	575	510	533	661	605
240	641	538	679	607	634	781	719
300	741	621	783	703	736	902	833
400	892	745	940	823	868	1 085	1 008
500	1 030	859	1 083	946	998	1 253	1 169
630	1 196	995	1 254	1 088	1 151	1 454	1 362
800	1 396	1 159	1 460	1 252	1 328	1 696	1 595
1 000	1 613	1 336	1 683	1 420	1 511	1 958	1 849
Alumínio							
16	91	77	90	76	79	103	90
25	108	97	121	103	107	138	122
35	135	120	150	129	135	172	153
50	164	146	184	159	165	210	188
70	211	187	237	206	215	271	244
95	257	227	289	253	264	332	300
120	300	263	337	296	308	387	351
150	346	304	389	343	358	448	408
185	397	347	447	395	413	515	470
240	470	409	530	471	492	611	561
300	543	471	613	547	571	708	652
400	654	566	740	663	694	856	792
500	756	652	856	770	806	991	921
630	879	755	996	899	942	1 154	1 077
800	1 026	879	1 164	1 056	1 106	1 351	1 266
1 000	1 186	1 012	1 347	1 226	1 285	1 565	1 472

¹⁾ Ou, ainda, condutores isolados, quando o método de instalação permitir.

ANEXO K – Tabela 42 NBR 5410

Tabela 42 — Fatores de correção aplicáveis a condutores agrupados em feixe (em linhas abertas ou fechadas) e a condutores agrupados num mesmo plano, em camada única

Ref.	Forma de agrupamento dos condutores	Número de circuitos ou de cabos multipolares												Tabelas dos métodos de referência
		1	2	3	4	5	6	7	8	9 a 11	12 a 15	16 a 19	≥20	
1	Em feixe: ao ar livre ou sobre superfície; embutidos; em conduto fechado	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38	36 a 39 (métodos A a F)
2	Camada única sobre parede, piso, ou em bandeja não perfurada ou prateleira	1,00	0,85	0,79	0,75	0,73	0,72	0,72	0,71	0,70				36 e 37 (método C)
3	Camada única no teto	0,95	0,81	0,72	0,68	0,66	0,64	0,63	0,62	0,61				
4	Camada única em bandeja perfurada	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72				38 e 39 (métodos E e F)
5	Camada única sobre leito, suporte etc.	1,00	0,87	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78				

NOTAS

- 1 Esses fatores são aplicáveis a grupos homogêneos de cabos, uniformemente carregados.
- 2 Quando a distância horizontal entre cabos adjacentes for superior ao dobro do seu diâmetro externo, não é necessário aplicar nenhum fator de redução.
- 3 O número de circuitos ou de cabos com o qual se consulta a tabela refere-se
 - à quantidade de grupos de dois ou três condutores isolados ou cabos unipolares, cada grupo constituindo um circuito (supondo-se um só condutor por fase, isto é, sem condutores em paralelo), e/ou
 - à quantidade de cabos multipolares que compõe o agrupamento, qualquer que seja essa composição (só condutores isolados, só cabos unipolares, só cabos multipolares ou qualquer combinação).
- 4 Se o agrupamento for constituído, ao mesmo tempo, de cabos bipolares e tripolares, deve-se considerar o número total de cabos como sendo o número de circuitos e, de posse do fator de agrupamento resultante, a determinação das capacidades de condução de corrente, nas tabelas 36 a 39, deve ser então efetuada:
 - na coluna de dois condutores carregados, para os cabos bipolares; e
 - na coluna de três condutores carregados, para os cabos tripolares.
- 5 Um agrupamento com N condutores isolados, ou N cabos unipolares, pode ser considerado composto tanto de N/2 circuitos com dois condutores carregados quanto de N/3 circuitos com três condutores carregados.
- 6 Os valores indicados são médios para a faixa usual de seções nominais, com dispersão geralmente inferior 5%.