



**Universidade Politécnica
A POLITÉCNICA**

INSTITUTO SUPERIOR DE GESTÃO, CIÊNCIAS E TECNOLOGIAS

Licenciatura em Engenharia Eléctrica

Dimensionamento de uma central fotovoltaica para fornecimento de energia eléctrica ao povoado de Tetene, distrito de Chongoene, província de Gaza

Nome do Estudante: Denilson Arlindo Silvano Siteo

Código: 530954

Supervisor: Lic. José Bento Machiana

Maputo, Novembro de 2024



**Universidade Politécnica
A POLITÉCNICA**

INSTITUTO SUPERIOR DE GESTÃO, CIÊNCIAS E TECNOLOGIAS

Licenciatura em Engenharia Eléctrica

Dimensionamento de uma central fotovoltaica para fornecimento de energia eléctrica ao povoado de Tetene, distrito de Chongoene, província de Gaza

Nome do Estudante: Denílson Arlindo Silvano Siteo

Código: 530954

Supervisor: Lic. José Bento Machiana

Monografia apresentada ao Instituto Superior de Gestão, Ciências e Tecnologias - Universidade Politécnica, como parte dos requisitos para obtenção do Grau de Licenciatura em Engenharia Eléctrica.

Maputo, Novembro de 2024

PARECER DO SUPERVISOR

Eu **José Bento Machiana**, Supervisor do Trabalho de final de curso do estudante Denílson Arlindo Silvano Siteo, com o tema Dimensionamento de uma central fotovoltaica para fornecimento de energia eléctrica ao povoado de Tetene, distrito de Chongoene, província de Gaza, apreciei o trabalho, não tendo assinalado incorreções, pois foram observados os procedimentos metodológicos em vigor na Universidade Politécnica para a obtenção do Grau de Licenciatura em Engenharia Eléctrica, por estes motivos considero o presente trabalho do candidato apto para ser submetido a avaliação e defesa pública perante o júri nomeado para efeito.

Supervisor

(Eng^o. José Bento Machiana)

Maputo, Novembro de 2024

DECLARAÇÃO DE HONRA

Eu **Denílson Arlindo Silvano Siteo**, declaro por minha honra que esta Monografia nunca foi apresentada para a obtenção de qualquer grau académico, constituindo essencialmente o resultado da minha investigação pessoal, feita com base nas referências bibliográficas e nos métodos descritos no texto.

Declarante

(Denílson Arlindo Silvano Siteo)

Maputo, Novembro de 2024

DEDICATÓRIA

Aos meus Pais: **Arlindo Silvano Siteo,**
e à minha Mãe **Celeste Nhaule.**

AGRADECIMENTOS

A Deus por ter-me dado a vida, saúde e força para superar as dificuldades. Que permitiu que tudo isso acontecesse, ao longo da vida, e não somente neste ano como universitário, mas que em todos os momentos é o maior Mestre que alguém pode conhecer.

À Universidade Politécnica, pelo ambiente criativo e amigável, a oportunidade de fazer o curso. A esta universidade, seu corpo docente, direcção e administração que oportunizaram a minha formação e pela confiança no mérito e ética aqui presente.

Ao Docente **José Bento Machiana**, o meu orientador, pelo empenho dedicado à elaboração deste trabalho.

Por fim, agradeço a todos que fizeram parte deste processo.

RESUMO

O presente trabalho tem como objectivo dimensionar uma central fotovoltaica para fornecimento de energia eléctrica ao povoado de Tetene, distrito de Chongoene, Província de Gaza. Para que se torne possível o dimensionamento do sistema através da metodologia proposta recorreu-se ao Chefe do quarteirão do povoado de Tetene para se obter o número de casas, que segundo o chefe de quarteirão são 119 casas. Foi possível verificar que o povoado de Tetene apresenta o nível de irradiação solar aceitável para a produção de energia eléctrica através de recurso solar, a central dimensionada tem a capacidade de geração de 188 kWp com capacidade efectiva do inversor de 250 kWp conectado à rede eléctrica. A central tem a capacidade de produzir cerca de 298 MWh por ano. Para a implementação deste projecto são necessários 512 módulos fotovoltaicos e 136 baterias acumuladores, o custo da central é avaliado em ordem de 12.283.461,33 Mts, e a central por ano tem capacidade de gerar lucros de 2.513.364,48 Mts. Esta central se implementada pode reduzir a preocupação da falta de energia eléctrica ao povoado de Tetene e também como esse projecto enquadra-se no plano de energia eléctrica para todos da EDM-FUNAE que tem como a meta electrificar todo Moçambique até o ano de 2030, seria sim uma das alternativas de fornecer a energia eléctrica e electrificar as zonas recônditas onde não há acesso a rede eléctrica nacional.

Palavras-chave: *Central fotovoltaica, radiação solar, energia solar fotovoltaica.*

ABSTRACT

The present work aims to design a photovoltaic plant to supply electrical energy to the village of Tetene, Chongoene district, Gaza Province. To make it possible to size the system using the proposed methodology, the block chief of the village of Tetene was asked to obtain the number of houses, which according to the block chief are 119 houses. It was possible to verify that the village of Tetene presents an acceptable level of solar irradiation for the production of electrical energy through solar resources, the sized plant has a generation capacity of 188 kWp with an effective inverter capacity of 250 kWp connected to the electrical grid. The plant has a production capacity of around 298 MWh per year. To implement this project, 512 photovoltaic modules and 136 accumulator batteries are needed, the cost of the plant is estimated at around 12,283,461.33 Mts, and the plant has the capacity to generate profits of 2,513,364.48 Mts per year. If this plant fails, it could reduce the concern about the lack of electricity in the town of Tetene and also as this project fits into EDM-FUNAE's electricity plan for all, which aims to electrify all of Mozambique by the year 2030, It would be one of the alternatives to supply electricity and electrify remote areas where there is no access to the national electricity grid.

Keywords: Photovoltaic plant, solar radiation, photovoltaic solar energy.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1- Localização geográfica do povoado de Tetene	4
Figura 2- Decomposição da radiação solar	8
Figura 3- Pireliómetro	9
Figura 4- Piranómetro	9
Figura 5- Heliógrafo.....	10
Figura 6- Movimentos de rotação e translação da Terra.....	11
Figura 7- Variação da declinação solar ao longo do ano	12
Figura 8- Ângulo do azimute solar.....	13
Figura 9- Representação do zénite solar e altitude solar	13
Figura 10- Ilustração da orientação de uma superfície inclinada em relação ao mesmo plano: β, γ, γ_s e θ	14
Figura 11- Declinação solar	15
Figura 12- Representação da linha do equador e meridiano de Greenwich.....	15
Figura 13- Ângulo da altitude solar.....	16
Figura 14- Efeito fotovoltaico	19
Figura 15- Da célula fotovoltaica ao arranjo.....	20
Figura 16- Módulo fotovoltaico de silício monocristalino.....	21
Figura 17- Módulo fotovoltaico de silício policristalino	22
Figura 18- Modulo fotovoltaico filmes fino amorfas.....	24
Figura 19- Curvas características I/V e P/V de uma célula fotovoltaica	25
Figura 20- Efeito causado pela temperatura numa célula fotovoltaica	27
Figura 21- Efeito causado pela variação de intensidade luminosa do sol.....	27
Figura 22- Associação de módulos fotovoltaicos em série.....	28
Figura 23- Associação em paralelo dos módulos fotovoltaicos.....	29
Figura 24- Associação mista de módulos fotovoltaicos.....	29
Figura 25- Bateria de chumbo ácido	31
Figura 26- Baterias alcalinas de Níquel-Cadmio	32
Figura 27- Baterias de lítio.....	33
Figura 28- Temperaturas máximas, médias e mínimas em Xai-Xai	38
Figura 29- Nebulosidade	39
Figura 30- Média diária de energia solar de ondas curtas incidente em Xai-Xai	40

Figura 31- Orientação azimutal do módulo solar, com sua face orientada ao norte geográfico	56
Figura 32- Latitudes geográficas de cidade de Xai-Xai	56
Figura 33- Esquema de perfil do espaçamento entre fileiras	58

LISTA DE TABELAS

Tabela 1- Irradiação solar anual diária retirada em Xai-Xai	40
Tabela 2- Número e tipos de casas do povoado de Tetene, distrito de Chongoene-Gaza	41
Tabela 3- Casa do tipo 1	42
Tabela 4- Casa do tipo 2	42
Tabela 5- Casa do tipo 3	43
Tabela 6- Especificações técnicas do inversor SMA	46
Tabela 7- Principais informações do módulo fotovoltaico escolhido	47
Tabela 8- Custos totais do projecto de sistema fotovoltaico	66

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

AC/CA	Alternating current (corrente contínua)
ANEEL	Autoridade Nacional de Energia Eléctrica
BT	Baixa Tensão
DC/CC	Direct current (corrente contínua)
DPS	Dispositivos de protecção contra descargas atmosféricas
EDM	Electricidade de Moçambique
FCD	Factor de crescimento de demanda
FUNAE	Fundo Nacional de Energia
P	Potência eléctrica
Qtd	Quantidade
SADC	Comunidade para o Desenvolvimento da África Austral
SFV	Sistemas fotovoltaicos
V	Tensão eléctrica
Vcc	Tensão em corrente contínua

DEFINIÇÕES DE UNIDADES RELEVANTES DO TRABALHO

kW, também designado por quilowatt ou kilowatt - é uma unidade de potência eléctrica que equivale a 10^3 watts.

kWh ou kilowatt-hora, que se trata da energia eléctrica produzida ou consumida. Essa unidade indica a quantidade de energia eléctrica que pode ser gerada por meio de um sistema dentro de uma hora.

MWh ou Megawatt-hora - é quantidade energia eléctrica produzida ou consumida. Essa unidade indica a quantidade de energia eléctrica que pode ser gerada por meio de um sistema dentro de uma hora, é uma unidade de energia eléctrica que equivale a 10^6 watts por hora.

ÍNDICE

PARECER DO SUPERVISOR.....	I
DECLARAÇÃO DE HONRA	II
DEDICATÓRIA.....	III
AGRADECIMENTOS	IV
RESUMO	V
ABSTRACT	VI
LISTA DE FIGURAS	VII
LISTA DE TABELAS	IX
DEFINIÇÕES DE UNIDADES RELEVANTES DO TRABALHO	XI
CAPÍTULO I- INTRODUÇÃO	1
1. Contextualização	1
1.1. Delimitação do tema.....	1
1.2. Problema de investigação	2
1.2.1. Hipóteses	2
1.3. Objectivos.....	3
1.3.1. Objectivo geral	3
1.3.2. Objectivos específicos	3
1.4. Justificativa.....	3
1.5. Características do ambiente do estudo	4
1.6. Organização do trabalho.....	5
CAPÍTULO II- REVISÃO DA LITERATURA	6
2.1. Central fotovoltaica	6
2.2. Radiação solar	6
2.2.1. Componentes da radiação.....	7
2.2.2. Medição da radiação solar	8

2.3. Geometria Solar.....	10
2.4. Posição do sol.....	12
2.5. Energia solar fotovoltaica.....	17
2.6. Princípio de funcionamento de uma célula fotovoltaica	18
2.8. Componentes do sistema fotovoltaico ligado a rede	20
2.8.1. Paineis solar fotovoltaico ou módulos fotovoltaicos	20
2.8.1.1. Tipos de módulos fotovoltaicos	20
2.8.1.1.1. Módulo fotovoltaico de silício monocristalino	20
2.8.1.1.4. Módulo fotovoltaico de filme fino amorfas	23
2.9. Curvas características das células fotovoltaicas	25
2.10. Associação dos módulos fotovoltaicos	28
2.10.1. Associação em série	28
2.10.2. Associação em paralelo	29
2.10.3. Associação mista	29
2.11. Baterias.....	30
2.11.1. As baterias mais utilizadas neste tipo de aplicação são as seguintes:	31
2.11.1.1. Baterias de chumbo ácido (Pb-Ácido)	31
2.11.1.3. Bateria de Iões de Lítio (Li-íon).....	33
2.12. Inversor para sistemas ligados à rede	34
CAPÍTULO III- METODOLOGIA	36
3.1. Classificação da pesquisa:	36
3.1.1. Quanto ao tipo	36
3.1.2. Técnicas e instrumentos de recolha de dados.....	36
3.1.3. Do ponto de vista a forma de abordagem.....	37
3.1.4. Objetivos da pesquisa.....	37
3.1.5. Técnicas de análise dos dados	37
CAPÍTULO IV – APRESENTAÇÃO, INTERPRETAÇÃO E ANÁLISE DE DADOS.....	38

4.1	Clima e condições meteorológicas médias em Xai-Xai no ano todo.....	38
4.1.1.	Temperaturas máximas, médias e mínimas em Xai-Xai.....	38
4.1.2	Nuvens.....	39
4.1.3	Irradiação solar no povoado de Tetene	40
4.2.	Caracterização do local de pesquisa.....	41
4.2.1.	Levantamento de consumo de carga instalada no povoado de Tetene, distrito de Chongoene-Gaza.....	41
4.2.2.	Energia demandada no povoado de Tetene:.....	43
4.2.2.2.	Energia consumida por mês para cada tipo de casa	44
4.3.	Dimensionamento da central fotovoltaica.....	45
4.3.1.	Dimensionamento do inversor	46
4.3.2.	Escolha e disposição do módulo fotovoltaico	47
4.3.3.	Tensão máxima de entrada do inversor.....	48
4.3.4.	Cálculo do Vocmáx do módulo fotovoltaico	48
4.3.6.	Número mínimo de módulos por fileira.....	50
4.3.8.	Número máximo módulos em paralelo	51
4.3.9.	Dimensionamento dos componentes de armazenamento.....	53
4.3.9.3.	Número de baterias em série:	54
4.3.9.4.	Número de baterias em paralelo:.....	55
4.5.1.	Orientação e inclinação dos módulos fotovoltaicos.....	55
4.6.	Fenómeno de sombreamento.....	58
4.7.	Área necessária para alojamento da central	59
4.8.	Dimensionamento de cabos.....	60
4.8.1.	Dimensionamento do cabo principal DC	60
4.8.2.	Dimensionamento de cabos eléctricos de corrente alternada.....	62
4.9.	Dimensionamento de dispositivos de protecção	63
4.9.1	Dimensionamento de disjuntores de C.A.....	63

4.9.2. Dimensionamento de dispositivos de protecção C.C	64
4.9.3 Díodo de bloqueio	64
4.10. Dispositivos de protecção contra surto-DPS	65
4.11. Análise económica	65
4.11.1. Custo total da central.....	65
V. DISCUSSÃO DOS RESULTADOS.....	69
VI. CONCLUSÃO	70
VII. RECOMENDAÇÕES.....	71
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	72
ANEXOS.....	78
Anexo 1 - Mapa-mundo com escala de energia W/m^2 que resume as médias de radiação solar nas diferentes zonas.....	78
Anexo 2- Fichas técnicas dos módulos fotovoltaicos	79
Anexo 3 - Fichas técnicas do inversor	81
Anexo 4- Fichas técnicas das baterias para aplicação nesse projecto	84
Anexo 5- Fichas técnicas dos cabos utilizados em sistemas fotovoltaicos	85
Anexo 6- Fichas técnicas dos cabos de BT	86
Anexo 7- Fichas técnicas do disjuntor de caixa Moldada para redes de Baixa Tensão.....	87
Anexo 8- Fichas técnicas de disjuntores de corrente contínua.....	88
Anexo 9- Díodos de Alta Tensão	89
Anexo 10 - Dados técnicos de DPS de corrente contínua.....	90
Anexo 11- Dados técnicos de DPS de corrente alternada	91
Anexo 12- Tarifa de energia disponibilizada pela EDM.....	92

CAPÍTULO I- INTRODUÇÃO

1. Contextualização

Moçambique é um dos países da região da SADC que enfrenta uma crise de energia eléctrica sem precedentes, sobretudo a província de Gaza é uma das mais afectadas pela problemática da escassez de energia eléctrica, sendo que o povoado de Tetene não está isento a essa situação.

Entretanto este trabalho enquadra-se no plano de projecto de energia eléctrica para todos, é um projecto de dimensionamento de uma central fotovoltaica para fornecimento de energia eléctrica ao povoado de Tetene, distrito de Chongoene província de Gaza.

No que diz à expansão da rede eléctrica e fornecimento de energia eléctrica a nível nacional como almeja o governo de Moçambique que pretende implementar o projecto energia para todos, em inglês *Mozambique Energy for All Project*. O projecto tem por objectivo intensificar o acesso a electricidade para mais famílias e empresas a nível nacional até o ano de 2030 aprovada pelo Conselho de Ministros a 16 de Outubro de 2018. O projeto apoiará a expansão e acesso de energia eléctrica às áreas periurbanas e rurais em todo o país, aproveitando e ampliando a rede eléctrica nacional existente e implantando mini-redes na base de geração de energia eléctrica através energia solar em áreas não cobertas pela rede nacional (EDM/FUNAE, 2019).

Neste ponto da província de Gaza, considerado como capital económica, os residentes isolados da rede eléctrica pública optam pelo uso de sistemas fotovoltaicos, cujos equipamentos são na sua maioria trazidos da vizinha República Sul Africana. A utilização de fontes alternativas de energia em comunidades isoladas tem sido apresentada como uma alternativa bastante promissora sob o ponto de vista social e ambiental. Desta feita, torna-se necessária a divulgação de conhecimentos sobre o melhor uso desta tecnologia para satisfação de necessidades energéticas.

1.1. Delimitação do tema

É de referir na primeira instância que delimitar uma pesquisa é estabelecer limites para uma investigação, quanto ao assunto e quanto à extensão (Marconi & Lakatos, 2011).

A pesquisa estuda *quanto ao assunto*, dimensionamento de uma central fotovoltaica para fornecimento de energia eléctrica ao povoado de Tetene, distrito de Chongoene, província de Gaza (2024).

Quanto à extensão, a pesquisa abrangerá a localidade de Tetene, distrito de Chongoene; na província de Gaza.

1.2. Problema de investigação

Do segundo semestre do ano 2023 até ano presente de 2024, tem-se noticiado a Televisão de Moçambique, reclamações na voz do chefe da localidade de Tetene, distrito de Chongoene, província de Gaza, a demanda de energia eléctrica, com vista a suprir as necessidades energéticas naquele povoado. Todavia a utilização de fontes alternativas de energia em comunidades isoladas tem sido apresentada como uma alternativa bastante promissora sob o ponto de vista social e ambiental.

Uma característica desta forma descentralizada de geração é que tanto a manutenção como a operação do sistema é, normalmente, de responsabilidade do proprietário do sistema. Neste caso, quando as comunidades isoladas são economicamente carentes, surgem dificuldades adicionais quanto a confiabilidade e continuidade dos serviços destes pequenos sistemas eléctricos. Estas dificuldades não só estão associadas à falta de recursos financeiros para troca de equipamentos inúteis no sistema, como também está associada à falta de conhecimento sobre a instalação e uso adequado destes sistemas, de modo a garantir-se um uso sustentável e duradouro.

Assim, a falta de conhecimentos científicos sólidos, acerca da implementação de sistemas fotovoltaicos, desde o dimensionamento, escolha e aquisição de equipamentos até a instalação e uso destes, ainda constitui uma barreira para que os sistemas de energia renovável, especificamente, os sistemas fotovoltaicos possam dar rumo ao uso abrangente e credível.

Assim, aliado aos aspectos descritos nos parágrafos acima e, acreditando-se que o desenvolvimento de estudos nesta senda de energias renováveis constitua uma base de desenvolvimento destas tecnologias, surge a seguinte questão de pesquisa:

- ◆ *Como dimensionar uma central fotovoltaica para fornecimento de energia eléctrica ao povoado de Tetene, distrito de Chongoene-Gaza?*

1.2.1. Hipóteses

Hipótese 1- Através do levantamento do consumo energético pode-se dimensionar uma central fotovoltaica para fornecimento de energia eléctrica ao povoado de Tetene, distrito de Chongoene, província de Gaza.

Hipótese 2- Através do levantamento do consumo energético não pode-se dimensionar uma central fotovoltaica para fornecimento de energia eléctrica ao povoado de Tetene, distrito de Chongoene, província de Gaza.

1.3. Objectivos

1.3.1. Objectivo geral

- Dimensionar uma central fotovoltaica para fornecimento de energia eléctrica ao povoado de Tetene, distrito de Chongoene, província de Gaza.

1.3.2. Objectivos específicos

- Avaliar o nível de radiação solar no local de instalação da central fotovoltaica;
- Descrever todos elementos principais de uma central fotovoltaica;
- Determinar a potência, componentes necessários na central fotovoltaica para fornecimento de energia eléctrica ao povoado de Tetene, Distrito de Chongoene, província de Gaza;
- Fazer análise económica do sistema a implementar.

1.4. Justificativa

A razão da escolha do tema: *dimensionamento de uma central fotovoltaica para fornecimento de energia eléctrica ao povoado de Tetene, distrito de Chongoene, província de Gaza*, advém pelo facto de se ter constatado que o povoado supracitado, ao qual pertence o pesquisador, ainda não é abrangida pela rede eléctrica.

Outro motivo que impulsiona o dimensionamento de uma central fotovoltaica para o fornecimento de energia eléctrica ao povoado de Tetene, distrito de Chongoene, alia-se ao facto de se perceber que o povoado de Tetene está cada vez mais com crescente número da demanda de energia, devido a pequenos e médios empreendimentos que tem surgido e que para a realização desses empreendimentos carecem da energia eléctrica.

A efectivação deste estudo mostrar-se-á relevante na perspectiva social, pois fornecerá bases para a eletrificação do povoado através de sistema fotovoltaico com vista a melhorar seus empreendimentos que requerem a energia eléctrica.

Na perspectiva científica, o estudo contribuirá para a ampliação do acervo bibliográfico e os pesquisadores emergentes inspirar-se-ão nela para prosseguirem com as suas actividades investigativas ligadas ao dimensionamento de uma central fotovoltaica para fornecimento de energia eléctrica.

1.5. Características do ambiente do estudo

O povoado de Tetene tem limites a norte com o distrito de Manjacaze; a sul com a localidade de Nhamavila; a este com o oceano Índico e oeste com localidade de Lipango. Tem uma superfície de 1739 km² e uma população recenseada em 2019 de 212459 habitantes, tendo como resultado uma densidade populacional de 122,2 habitantes/km².

A actividade económica do distrito assenta fundamentalmente na agricultura e na pecuária. Outras actividades que contribuem no aumento da produção e geração de rendimento são a pesca, o comércio e as indústrias alimentares e de bebidas.

Figura 1- Localização geográfica do povoado de Tetene



Fonte: Google Maps (2024).

1.6. Organização do trabalho

O trabalho encontra-se dividido em seis capítulos, discriminados a seguir:

- Capítulo I – Introdução, neste capítulo será feito o enquadramento da pesquisa, onde o tema é apresentado juntamente com seus problemas de pesquisa, hipóteses, a justificação e seus devidos objectivos;
- Capítulo II – Revisão da literatura, neste capítulo serão apresentados os marcos teóricos e conceptuais do projecto, onde tem o referencial teórico que define os conceitos da pesquisa, as relações entre esses conceitos;
- Capítulo III – Metodologia, neste capítulo tem-se todos os métodos utilizados para elaboração do projecto, bem como o tipo de pesquisa desde o início até a sua conclusão;
- Capítulo IV – neste capítulo faz-se apresentação, interpretação e análise de dados acolhidos e o dimensionamento do sistema;
- Capítulo V- discussão dos resultados - é apresentada uma análise dos resultados obtidos.
- Capítulo VI- neste capítulo serão apresentados as conclusões face aos objectivos apresentados;
- Para concluir são apresentadas as referências bibliográficas e em seguida são apresentados todos os anexos de catálogos consultados.

CAPÍTULO II- REVISÃO DA LITERATURA

Apresenta-se o enquadramento teórico de *central fotovoltaica, radiação solar, energia solar fotovoltaica*.

2.1. Central fotovoltaica

Central fotovoltaica é um sistema de energia fotovoltaica conectado à rede eléctrica em grande escala projectado para o fornecimento de energia eléctrica comercial. Eles se diferem da energia solar descentralizada que é montada em edifícios, porque fornecem energia eléctrica ao nível da concessionária, e não para um usuário local (Saíde, 2022).

O funcionamento de uma central fotovoltaica começa nos módulos fotovoltaicos, formados por células solares, que transformam a energia solar (efeito fotovoltaico) em energia eléctrica em corrente contínua, continua nos inversores, que converte corrente contínua (DC) para corrente alternada (AC) e, finalmente para a rede de distribuição eléctrica.

2.2. Radiação solar

O sol fornece anualmente a atmosfera terrestre cerca de $1,5 \times 10^8$ kWh de energia o que corresponde aproximadamente 1000 vezes o consumo mundial de energia eléctrica na actualidade este facto leva a concluir que para além de ser responsável pela manutenção da vida no planeta, a radiação solar é uma inesgotável fonte de energia, cuja exploração pode contribuir para desenvolvimento económico e social do país, sobretudo das comunidades rurais localizadas além das redes de fornecimento de energia eléctrica convencional (Mc Daniel, 1984).

Cerca de metade desta energia é emitida como luz visível na parte de frequência mais alta dos espectros electromagnético e o restante na banda do infravermelho e como radiação ultravioleta (Varejão, 2006).

Esta radiação quando medida de forma instantânea é denominada de irradiância da mesma forma que quando medida de forma integrada, ou seja, ao longo de um determinado período de tempo, é denominada irradiação (Urbanetz, 2015). Tanto a irradiância quanto a irradiação possuem parcelas diretas e difusas que quando somadas formam àquela denominada global. Quando se considera também a irradiância/irradiação devido ao albedo juntamente com a global têm-se, portanto a total (Urbanetz, 2015). Esta energia pode ser aproveitada tanto de forma indireta pela conversão térmica em forma de calor quanto de forma direta a partir do efeito fotovoltaico.

Radiação solar possui frequência, comprimento de onda e velocidade da propagação, sendo que estas grandezas se relacionam pela seguinte fórmula:

$$c = f \times \lambda \quad (2.1)$$

Onde:

$$c = 2,997925 * 10^{10} \text{ cm/s};$$

f – frequência de radiação;

λ – comprimento de onda.

Irradiância solar- representa a potência solar incidente por unidade de área de uma determinada superfície. Esta grandeza expressa-se em W/m^2 .

Irradiação solar - corresponde a quantidade de radiação solar num determinado intervalo de tempo por unidade de área de uma dada superfície e é expressa em Wh/m^2 ou (ou J/m^2).

2.2.1. Componentes da radiação

Quando incidente num qualquer receptor, a radiação solar pode ser dividida em três principais componentes (Pereira & Oliveira, 2011):

- **Radiação directa** (S) - representa todos os raios solares que são recebidos pelo receptor quando em linha reta com sol, ou seja, a que incide directamente na superfície;
- **Radiação difusa** (D) - diz respeito à luz solar recebida de forma indireta, ou seja, que é proveniente da difração nas nuvens, nevoeiro, poeiras suspensas na atmosfera, assim como de outros obstáculos atmosféricos;
- **Radiação de albedo ou reflectida** (L) - refere-se à radiação que é proveniente do solo e com origem na reflexão da radiação incidente em nuvens e na superfície terrestre. O termo albedo traduz-se como a razão entre a radiação reflectida e a incidente.

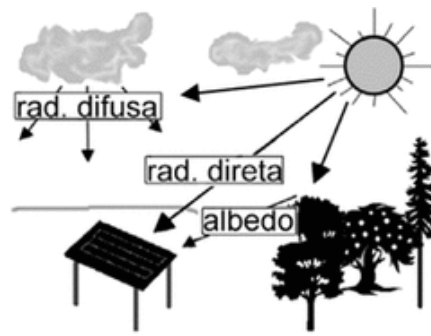
Para além das componentes anteriormente referidas, pode ainda definir-se a radiação de duas formas:

- Radiação global, respeitante às porções incidentes em qualquer superfície em estudo, ou seja, a soma entre as radiações directa e difusa.

À soma global dos três tipos de radiação solar designa-se de radiação total (RT):

$$RT = S + D + L \quad (2.2)$$

Figura 2- Decomposição da radiação solar



Fonte: Sousa & Oliveira (2010).

A potência da radiação solar que atinge a superfície da terra totaliza um valor aproximado de 1000 W/m^2 ao meio-dia, em boas condições climatéricas e no plano horizontal, independentemente da localização. De forma a poder tirar o máximo de rendimento deste fluxo radiante que chega à superfície, é indispensável que se defina os parâmetros de inclinação e orientação mais indicados dos painéis fotovoltaicos para uma maior produção eléctrica (Sousa, 2014).

2.2.2. Medição da radiação solar

Existem duas técnicas de medição da radiação solar: A medição directa e a medição indirecta. A medição directa consiste no uso de instrumentos para obtenção de valores totalmente exactos sobre a radiação solar. O método de medição indirecta usa modelos matemáticos para estimar a radiação solar global a partir de outras variáveis meteorológicas (Tamele, 2007).

Os instrumentos usados para medição directa da radiação solar são: pireliómetro e piranómetro.

O pireliómetro - é usado para medir a radiação directa, bloqueando a radiação difusa. Este tem um sensor termoeléctrico apontando directamente ao sol e possui uma abertura pequena que permite visualizar apenas o disco solar. Pode ser observado na figura 3.

Figura 3- Pireliómetro



Fonte: Vasconcelos (2013).

Piranómetro - mede a radiação solar global sobre o plano horizontal, Seu elemento sensor é uma pequena célula fotovoltaica, mas quando adaptado pode ser usado para medir apenas a radiação difusa. O piranómetro que mede a radiação global e o que mede a radiação difusa são apresentados na figura 4, nas alíneas a) e b) respectivamente.

Figura 4- Piranómetro



Fonte: Vasconcelos (2013).

Insolação - é o número de horas de brilho solar, isto é, o intervalo de tempo em que o disco solar permanece visível, entre o nascimento e ao acaso do sol, para um observador localizado em um dado ponto da superfície terrestre, para a medição da insolação usa-se o heliógrafo.

Figura 5- Heliógrafo



Fonte: Macedo, C & Luís, Macedo (2010).

As horas do sol pleno ou insolação é calculada dividindo a irradiação do local kWh/m² por 1000 Wh/m² (Pinho & Galdino, 2014). A partir da equação (2.3) é possível encontrar o valor de HSP.

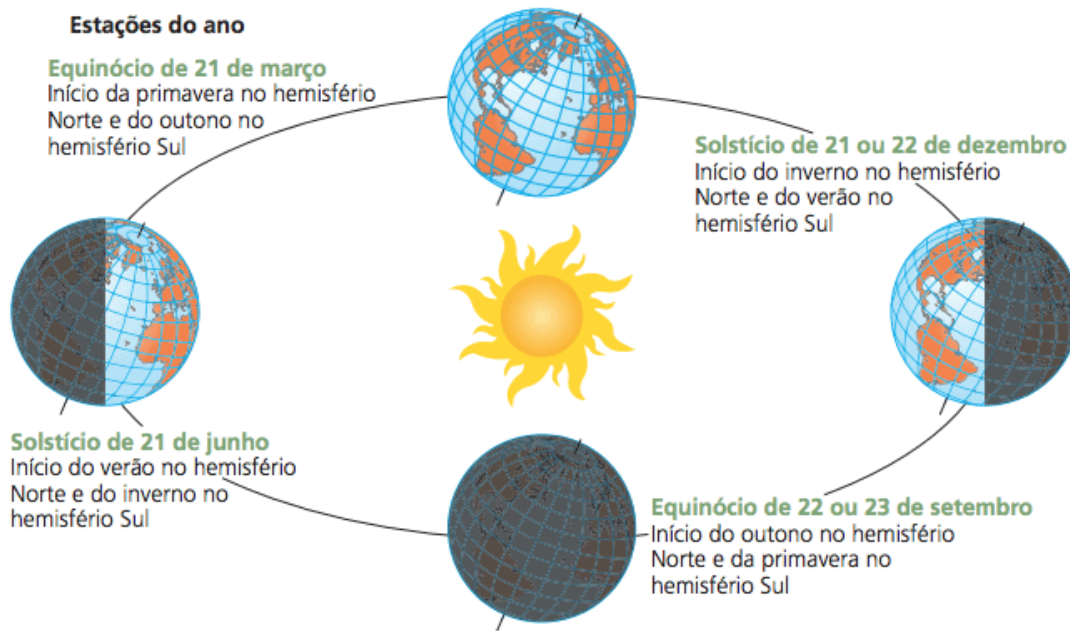
$$HSP = \frac{\text{Irradiação do local [kWh/m}^2\text{]}}{1[\text{kWh/m}^2\text{]}} [h] \quad (2.3)$$

Os fenómenos que afectam a radiação solar no seu percurso através da atmosfera são os principais problemas para se quantificar a disponibilidade energética. Quando esta energia solar entra na atmosfera, existem dois tipos de fenómenos que vão influenciar o seu percurso: a geometria sol-terra e os factores meteorológicos. Estes serão os responsáveis por uma atenuação na quantidade de energia solar que poderia chegar até a superfície terrestre.

2.3. Geometria Solar

Como é de conhecimento geral, a terra descreve dois tipos de movimento, de rotação e translação em torno do sol com uma pequena excentricidade (ϵ) de aproximadamente 0,017. Além disso, seu eixo possui uma inclinação em torno de 23,45° que juntamente com o movimento de translação, origina as estações do ano. A declinação solar (δ), distância angular do equador ao paralelo do astro, varia em torno de +23,45° no período do solstício de inverno no hemisfério sul é -23,45° no solstício de verão, também no hemisfério sul (figura 6). Já nos períodos de equinócio de primavera e outono o valor da declinação solar permanece igual a 0, pois os raios solares se alinham com o plano do equador (Pinho & Galdino, 2014).

Figura 6- Movimentos de rotação e translação da Terra

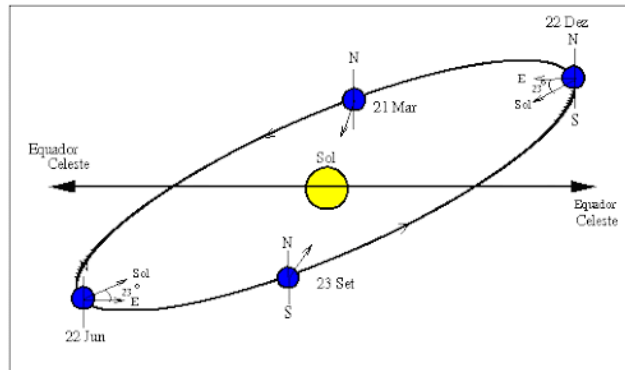


Fonte: Magnoli, D & Scalzaretto. R (2002).

A quantidade de radiação solar interceptada pela terra varia ao longo do ano, uma vez que a distância entre a terra e o sol varia ao longo do ano, à medida que o planeta orbita a estrela, sendo essa distância média sol-terra cerca de 1.496×10^{11} m (Goswami, 2015).

Dada esta variabilidade, de forma a calcular corretamente a radiação solar incidente em qualquer superfície, torna-se necessário definir a localização exacta do sol relativamente a essa mesma superfície. Assim, pode definir-se, primeiramente, a declinação solar, δ_s . Esta representa o ângulo entre a linha sol-terra (através dos seus centros) e o plano do equador. A declinação varia entre $-23,45^\circ$ e $+23,45^\circ$ (nos solstícios de inverno e verão, respetivamente), sendo este valor 23.45° correspondente à inclinação da terra em relação a um eixo vertical, associado à sua rotação diária. Para além disso, nos equinócios de primavera e de outono (21 de março e 21 de outubro, respetivamente), considera-se que $\delta_s=0^\circ$ (Goswami, 2015; Tidwell & Weir, 2016).

Figura 7- Variação da declinação solar ao longo do ano



Fonte: Tidwell & Weir (2016).

A declinação corresponde, assim, ao valor associado a latitude a qual a radiação solar incide directamente segundo um eixo vertical ao meio dia solar para certo dia (Tidwell & Weir, 2016):

A declinação solar (δ_s) ainda pode ser calculada a partir de qualquer dia do ano (n) (Messenger & Ventre 2010), conforme equação (2.4).

$$\delta_s = 23,45 \times \sin \left[\frac{360 \times (n - 80)}{360} \right] \quad (2.4)$$

Onde: n corresponde ao dia do ano, começando em $n = 1$ (1 de Janeiro) e acabando em 365.

2.4. Posição do sol

De forma a determinar a radiação e produção de energia eléctrica associada às instalações solares em dada localização, é necessário determinar a posição exacta do sol em relação a esse local. É, então, conveniente assumir que a terra se encontra fixa e descrever o movimento aparente do sol num sistema de coordenadas terrestres e com a sua origem no local de interesse. (Goswami, 2015).

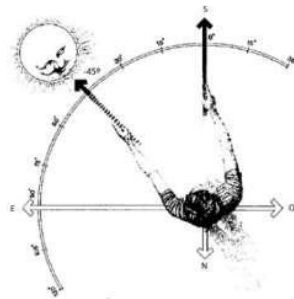
A posição aparente do sol pode ser descrita por dois ângulos: a altitude solar e o azimute solar. A altitude solar (α) - é o ângulo que os raios do sol fazem com o plano horizontal (plano do observador).

Como se observa pela figura 8, ângulo azimute solar ($\alpha\gamma$), também chamado de azimutal-solar - é o ângulo formado entre os raios solares provenientes do sol e o meridiano da localização, por outras palavras é o desvio que o sol apresenta em relação ao eixo Norte-Sul.

No hemisfério Norte, o azimute solar toma como referência o eixo Sul, e é definido como positivo para Oeste e negativo para Este.

Por definição, ao meio do dia, o sol está exatamente no meridiano que contém a linha Norte-Sul e conseqüentemente o azimute solar é 0° (Costa R. J., 2011). Por convenção, o ângulo azimute assume valores negativos a este da direção sul e valores positivos a oeste em sul e varia entre os valores $-180^\circ \leq \gamma \leq +180^\circ$ respectivamente (Pinho & Galdino, 2014).

Figura 8- Ângulo do azimute solar

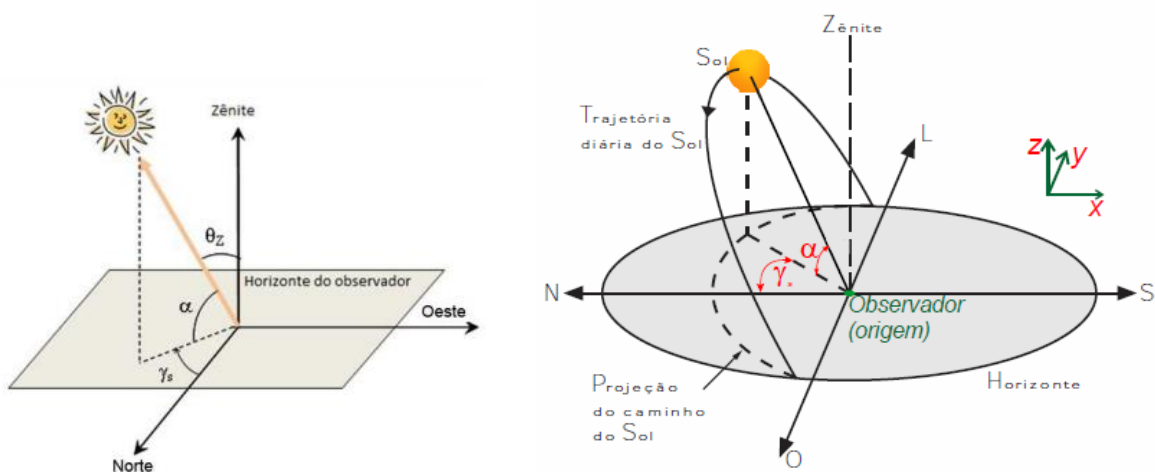


Fonte: adaptado de (Costa R. J., 2011).

O angulo zênite solar (θ_z) - é o ângulo formado entre o plano vertical e linha do sol e pode ser calculado de acordo com a equação (2.5):

$$\theta_z = 90^\circ + \alpha \quad (2.5)$$

Figura 9- Representação do zênite solar e altitude solar

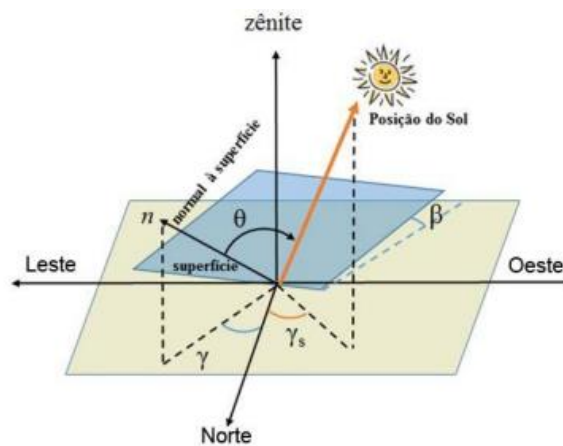


Fonte: Pinho & Galdino (2015).

Fonte: Autoria própria (2024)

Ainda sobre ângulos da geometria solar, Pinho & Galdino (2014) descrevem o ângulo zenital (θ_z) como o ângulo formado entre os raios solares e a vertical local, denominada zênite. A inclinação da superfície de captação (β) pode ser compreendida como o ângulo entre o plano da superfície em questão e o plano horizontal. O ângulo azimutal da superfície (γ) é estimado a partir da projecção da normal à superfície no plano horizontal e a direção Norte-Sul e varia entre os valores $-180^\circ \leq \gamma \leq +180^\circ$ respectivamente. Por fim, o ângulo de incidência (θ) é o formado entre os raios solares e a normal à superfície de captação. Os ângulos citados podem ser observados na figura 10.

Figura 10- Ilustração da orientação de uma superfície inclinada em relação ao mesmo plano: β, γ, γ_s e θ



Fonte: Pinho & Galdino (2015).

Outros ângulos de igual importância, que não estão representados na figura 10, são:

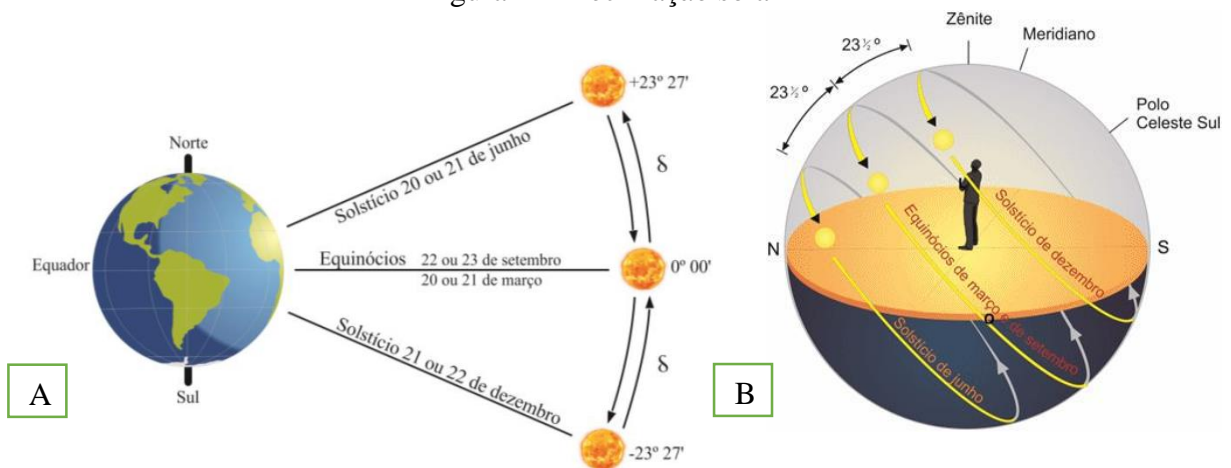
Ângulo horário solar (ω) - é o deslocamento angular este-oeste do sol em relação ao meridiano local devido ao movimento de terra. Como a terra completa 360° em 24 horas, tem-se um deslocamento de 15° /hora.

$$\omega = (H_s - 12) \times 15 \quad (2.6)$$

Esta equação é compatível com a convenção apresentada na seção 2,6, fornecendo valores negativos no período de manhã e positivos no período de tarde, por exemplo: $H_s = 6h00 \Rightarrow \omega = -90^\circ$; $H_s = 12h00 \Rightarrow \omega = 0^\circ$; $H_s = 18h00 \Rightarrow \omega = +90^\circ$; verifica-se que ao meio dia solar local, quando o sol cruza o meridiano do observador (sobre a linha Norte-Sul): $\omega = 0^\circ$.

A figura 11 (b) ilustra como um observador, em latitude fixa, percebe o efeito da variação de δ sobre as trajetórias do sol nesses dias específicos: têm a mesma obliquidade com o horizonte, mas os trajetos se deslocam (com posições intermediárias nos demais dias). Assim, um observador no hemisfério Sul, olhando para a direção Norte, percebe o sol mais elevado no verão, com maior altura solar (α) ou menor ângulo zenital (θ_z); por exemplo, na latitude $\phi = 23,45^\circ$ S (Trópico de Capricórnio), no solstício de verão e ao meio-dia solar: $\alpha = 90^\circ$, ou $\theta_z = 0^\circ$.

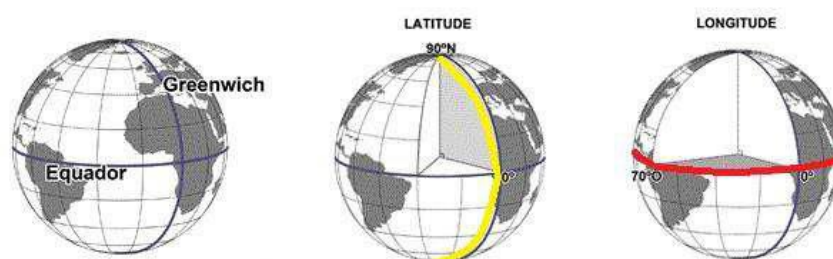
Figura 11- Declinação solar



(a) Terra como referência, fonte: adaptado de Pereira et al. (2017). (b) trajetória do sol na esfera celeste, fonte: <http://www.if.ufrgs.br/fis02001/aulas/aula_movsol.htm>. Acesso em 12/11/2019.

Latitude (ϕ) – é a distância medida em graus, entre o equador e a localização pretendida, medida ao longo do meridiano de Greenwich. A latitude pode variar entre 0° e 90° , com sinal positivo a Norte e negativo a Sul, toma valores nulos no equador.

Figura 12- Representação da linha do equador e meridiano de Greenwich



Fonte: Medeiros & Martins (2020)

Declinação solar (δs) – é definida como o ângulo formado entre o plano do equador e a linha que liga o centro do sol ao centro da Terra.

O ângulo (θz), pode ser calculado em função da declinação solar (δs), do ângulo (ω) e da latitude do local (\emptyset), utilizando-se a seguinte expressão (Costa R. J., 2011):

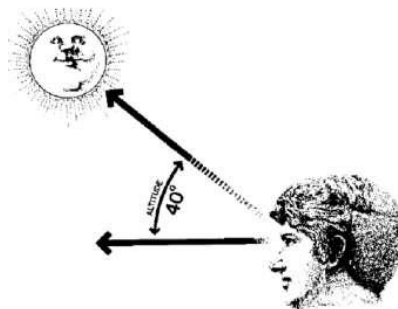
$$\theta z = \cos^{-1}(\text{sen } \emptyset \times \text{sen } \delta + \text{con } \emptyset \times \text{cos } \delta \times \text{cos } \omega) \quad (2.7)$$

De acordo com a expressão 2,8, pode-se calcular o ângulo da altitude solar, (Costa R. J., 2011).

$$\alpha = \text{sen}^{-1}(\text{sen } \emptyset \times \text{sen } \delta + \text{con } \emptyset \times \text{cos } \delta \times \text{cos } \omega) \quad (2.8)$$

A altitude solar varia ao longo do dia com o movimento do sol, pois quando o sol nasce ou se põe, a altitude solar é zero e quando está diretamente sobre a cabeça de um dado observador, em certas situações o ângulo da altitude solar chega perto dos 90°.

Figura 13- Ângulo da altitude solar



Fonte: Costa R. J (2011).

Quanto ao parâmetro da inclinação dos colectores, deve otimizar-se a captação tendo em conta a variação da altura solar, ao longo do ano. O “ângulo óptimo” deve-se situar aproximadamente a 35,45° de inclinação. Para a determinação do valor exacto deste ângulo utiliza-se a seguinte equação (2.9) que complementa a figura 10.

$$\beta = 3,7 + 0,69 \times \emptyset \quad (2.9)$$

Onde:

β – é o ângulo de inclinação dos módulos fotovoltaicos em graus;

\emptyset - latitude do local.

No entanto, não são recomendáveis inclinações menores que 10° , pois facilita o acumulo de impurezas e dificulta a limpeza dos módulos pela acção da água da chuva (Foster, Ghassemi & Costa 2009).

A latitude é a distância em graus de um ponto na superfície terrestre até a linha do equador, variando de -90° a 90° do sul ao norte, onde 0° representa a linha do equador. Quanto menor for o ângulo entre o plano tangente à superfície da terra e o raio solar, menor a será a distância que a radiação terá que percorrer e menores serão as perdas na atmosfera, portanto, quanto mais próximo geograficamente a região se encontra da latitude 0° , maior é o potencial solar dela (Góis et al., 2020).

No que diz respeito a orientação da superfície, os colectores devem estar orientados para o ponto azimutal, de preferência com ângulo azimutal de superfície igual a zero, ou seja, para o hemisfério norte. Os módulos devem ser orientados para norte, recebendo potencialmente sol o dia inteiro (Souza, 2014).

2.5. Energia solar fotovoltaica

A energia solar fotovoltaica se dá pela conversão da radiação solar em energia eléctrica, gerada nas placas a partir de uma diferença de potencial eléctrico nas faces opostas de uma junção semicondutora (camadas de materiais semicondutores que constituem uma placa). Esse fenómeno é chamado de efeito fotovoltaico, foi observado pela primeira vez por Edmund Becquerel, um Físico Francês, em 1839. O fenómeno observado por Becquerel ocorreu em uma solução condutora, quando esta foi submetida a radiação solar por um intervalo de tempo. Mais tarde, nos anos de 1980, esse efeito foi pesquisado em sólidos, como o selênio, e dez anos mais tarde, foi fabricada a primeira célula fotovoltaica utilizando-se selênio (Lima, 2002).

Uma célula solar ou chamada ainda de célula fotovoltaica, é um dispositivo electrónico que capta luz solar e a transforma em energia solar. A primeira célula fotovoltaica histórica foi criada em 1889 por um Americano chamado Charles Fritts, feita de selênio e ouro, cuja eficiência era de 1%.

Para Wendling (2011), as células são fabricadas com material semicondutor, ou seja, um material com condutividade eléctrica intermediária entre condutores e isolantes. O semicondutor mais usado é o silício. Seus átomos se caracterizam por possuírem quatro elétrons que se ligam aos vizinhos, formando uma rede cristalina. Porém, devido à falta de elétrons livres, o silício puro não é um bom condutor. Por este motivo, costuma-se acrescentar, por processo de dopagem, certa porcentagem de fósforo e boro ao mesmo.

2.6. Princípio de funcionamento de uma célula fotovoltaica

A célula fotovoltaica funciona quando a luz incide sobre certas substâncias da mesma e desloca electrões que, irão circular livremente de átomo para átomo, formando uma corrente eléctrica. São os fotões com uma faixa de luz visível (entre os 400 nm e os 800 nm) que fazem com que exista a agitação e que os electrões da banda de valência passem para a banda de condução.

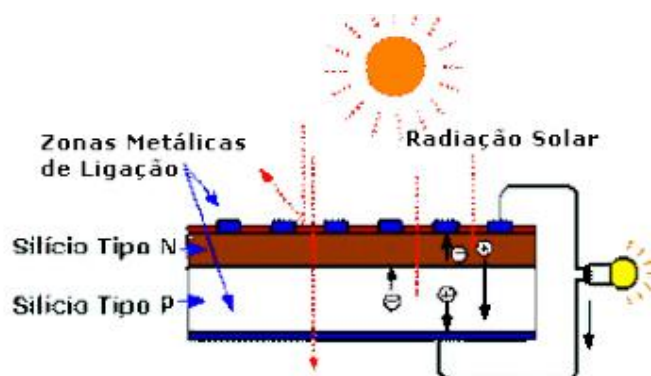
Os módulos apresentam uma composição com base em silício (Si), um material semiconductor, que após sofrer um processo de dopagem com outras substâncias, adquire as características ideais para a conversão directa da radiação solar em potencial eléctrico, sendo esta produzida em CC. Este elemento químico não é puro, mas uma ligação química em forma de dióxido de silício. Apresenta uma distribuição electrónica 2,8,4 o que significa que possui quatro electrões de valência, procurando assim ligar-se com 4 átomos de Si, de maneira a ficar quimicamente estável.

O Boro (B), uma das substâncias dopantes, contém três electrões de valência o que leva a que quando ligado ao Silício, estabeleça três ligações covalentes e deixe uma ligação em falha (com apenas um electrão). Esta lacuna comporta-se como uma carga positiva que “viaja” através do material, pois cada vez que um electrão vizinho a preenche, outra lacuna é criada. A esta zona onde se identifica um “défice” de electrões é definida como camada tipo P.

O Fósforo (P), a segunda substância dopante, é o material usado para criar a camada N e este tem cinco electrões na sua banda de valência, pelo que cria quatro ligações covalentes com os átomos de silício e deixa um electrão livre, que “viaja” através do material. Mediante a dopagem do silício com o fósforo obtém-se um material com electrões livres ou um material portador de carga negativa (semiconductor tipo N).

Ao juntar as camadas N e P, forma-se uma região de transição denominada junção P-N (díodo), onde é criado um campo eléctrico que separa os portadores de carga que a atingem. Quando o fotão contém energia suficiente, a ligação entre os electrões é quebrada e estes movem-se para a banda de condução e são conduzidos através do campo eléctrico para a camada N. As lacunas criadas seguem para a camada P. A figura 14 resume o processo explicado nos parágrafos anteriores (Instituto Superior Técnico, 2004).

Figura 14- Efeito fotovoltaico



Fonte: Sousa & Oliveira (2010).

2.7. Tipos de sistemas fotovoltaicos

Os sistemas fotovoltaicos podem ser classificados em: sistemas isolados (*OFF-GRID*) e sistemas integrados à rede (*ON-GRID* ou *GRID-TIE*).

Nos sistemas *OFF-GRID*, possuem toda a energia eléctrica gerada armazenada em baterias, o que assegura que o sistema atenda a demanda mesmo em períodos em que a incidência solar seja insuficiente, funcionando da seguinte forma: o sistema capta a luz solar a partir das placas fotovoltaicas, produz energia eléctrica a partir de corrente contínua, essa energia passa por um controlador de carga responsável pela protecção das baterias contra descargas profundas e excesso de carga, toda esta energia será armazenada em um banco de baterias e só então, passa por inversor de frequência que a converte de corrente contínua para corrente alternada e só então é utilizada para consumo (Ribeiro, 2012).

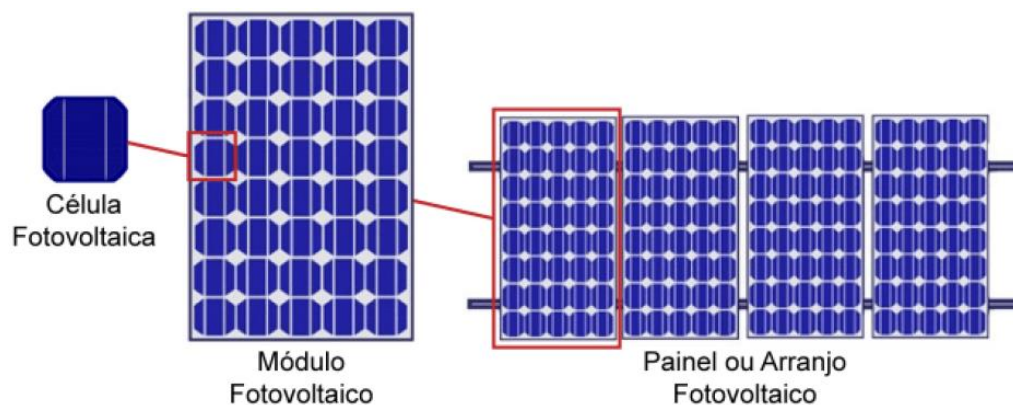
Os sistemas *on-grid* possuem características semelhantes ao do sistema *off-grid*, a diferença básica é que a energia eléctrica proveniente das placas fotovoltaicas passam por um inversor *grid-tie* que realiza a conversão de corrente continua em corrente alternada, sincronizando-a com a frequência da rede 50 Hz ou 60 Hz a partir de um oscilador interno e ao mesmo tempo limita a tensão de saída para que não seja maior do que a da rede, e, então, utiliza-se um medidor bidirecional que medirá a energia eléctrica da concessionária, utilizada em períodos que a energia fotovoltaica for insuficiente para atender à demanda, bem como a energia solar gerada em excesso pelo sistema, que será inserida na rede da concessionária distribuidora de energia eléctrica (Braga, 2008).

2.8. Componentes do sistema fotovoltaico ligado a rede

2.8.1. Painel solar fotovoltaico ou módulos fotovoltaicos

Os painéis solares, ou módulos fotovoltaicos, são os principais componentes do sistema fotovoltaico de geração de energia eléctrica numa central fotovoltaica. Estes são formados por um conjunto de células fotovoltaicas associadas em série e/ou paralelo, dependendo das tensões e/ou correntes determinadas em projecto. O conjunto destes módulos é chamado de painel ou arranjo fotovoltaico e constituem a primeira parte do sistema, ou seja, são os responsáveis no processo de captação da irradiação solar e a sua transformação em energia eléctrica (Pereira & Oliveira, 2011). A figura 15 ilustra a montagem de arranjos através de suas partes fundamentais.

Figura 15- Da célula fotovoltaica ao arranjo



Fonte: Morais (2020).

2.8.1.1. Tipos de módulos fotovoltaicos

2.8.1.1.1. Módulo fotovoltaico de silício monocristalino

Os primeiros painéis solares à base de silício policristalino, que também são conhecidos como polisilício (p-Si) e silício multi-cristalino (mcSi), foram introduzidos no mercado em 1981. Ambos, mono e policristalino são feitos de silício, a principal diferença entre as tecnologias é o método utilizado na fundição dos cristais.

A tecnologia monocristalina possui a eficiência mais alta. Os módulos fotovoltaicos de silício monocristalino (Mono-Si) são facilmente reconhecíveis olhando de perto. Possui uma cor uniforme, indicando silício de alta pureza e cantos tipicamente arredondados.

Eles são feitos a partir de um único cristal de silício ultra puro, este é fatiado como um "salame" fazendo assim, lâminas de silício individuais, que são então tratadas e transformadas em células fotovoltaicas (Machado, 2022).

Figura 16- Módulo fotovoltaico de silício monocristalino



Fonte: Machado (2022).

Características visuais:

- ◆ Blocos de células com cantos tipicamente arredondados;
- ◆ Cor uniforme preta, caso sejam pretas;
- ◆ Silício de alta pureza.

Vantagens:

- ◆ Possui a eficiência mais alta, entre 15% a 22%;
- ◆ Ocupam menos espaço, uma vez que possuem uma eficiência maior, onde é necessário menos espaço para gerar a mesma quantidade de energia eléctrica;
- ◆ Garantia padrão de 25 anos funcionando com 80% de seu desempenho original e vida útil maior que 30 anos;
- ◆ Tem maior funcionalidade com pouca luz comparada com os policristalinos.

Desvantagens

- ◆ Módulos monocristalino são mais caros;
- ◆ Maior desperdício de silício no processo de fabricação;
- ◆ Custo elevado.

2.8.1.1.3. Módulo fotovoltaico de silício policristalino

As células de silício policristalino apresentam uma desuniformidade em sua coloração devido ao processo de purificação do material ser menos exigente e mais barato. Elas são feitas com pequenos grãos de cristais que são moldados em um formato cúbico de lingote de silício fundido. Sendo assim, são fatiadas e montadas com método similar ao das de silício monocristalino, porém com menos rigorosidade no processo de fabrico devido ao uso de silício não puro (Machado, 2022). Na figura 17 percebe-se a diferença entre dois tipos de materiais.

Figura 17- Módulo fotovoltaico de silício policristalino



Fonte: Machado (2022).

Características Visuais:

- ◆ Blocos de células quadrados;
- ◆ Cor: Tons de azul a azul-escuro, caso sejam azul;
- ◆ Formação múltipla de cristais.

Vantagens:

- ◆ Mais simples de produzir;
- ◆ Mais baratos que os módulos monocristalinos;
- ◆ Garantia padrão de 25 anos funcionando com 80% de seu desempenho original e vida útil maior que 30 anos;
- ◆ Custo mais baixo em relação ao módulo monocristalino.

Desvantagens:

- ◆ A eficiência é tipicamente entre 14 a 18%;
- ◆ Menor pureza do silício;
- ◆ Normalmente é necessária uma área maior de módulos para gerar a mesma quantidade de Watts/m² que o painel monocristalino.

2.8.1.1.4. Módulo fotovoltaico de filme fino amorfas

Esta tecnologia de filmes finos é utilizada para designar diferentes materiais que são constituídos. Como exemplo podemos citar o silício amorfo (aSi), silício microcristalino (uSi), tecnologia de telureto de cádmio (CdTe) e a tecnologia CIGS (cobre-índio-gálio-selênio).

São compostas por um suporte de vidro ou de outra matéria sintética, na qual é deposta uma única camada fina de silício na dimensão do módulo (a organização dos átomos já não é regular como num cristal). O rendimento deste tipo de células é mais baixo do que nas células cristalinas mas, mesmo assim, a corrente produzida é razoável. A sua gama de aplicações são os pequenos produtos de consumo como relógios, calculadoras, mas podem também ser utilizadas em instalações solares.

Apesar do custo ser menor em relação à outras tecnologias, os dispositivos amorfos de filmes finos possuem baixa eficiência na ordem de 5 a 7 % e precisam de uma área maior de módulo para produzir a mesma energia. Mas uma vantagem desta tecnologia é o melhor aproveitamento da luz solar para baixos níveis de radiação e para radiações difusas.

Portanto os módulos amorfos de filmes finos são mais adequados em locais com temperaturas maiores.

Os módulos filme fino amorfos estão sujeitos a suportarem mudanças cíclicas de temperatura, testes de impacto de granizo, exposição de raios ultravioleta, resistência contra ventos, calor húmido, resistência a sombras parciais.

Porém vale ressaltar que apresenta como desvantagens a degradação de 20 % nos primeiros meses de operação, afetando sua vida útil (Nascimento, 2004).

Figura 18- Modulo fotovoltaico filmes fino amorfas



Fonte: CEPTEL (2016).

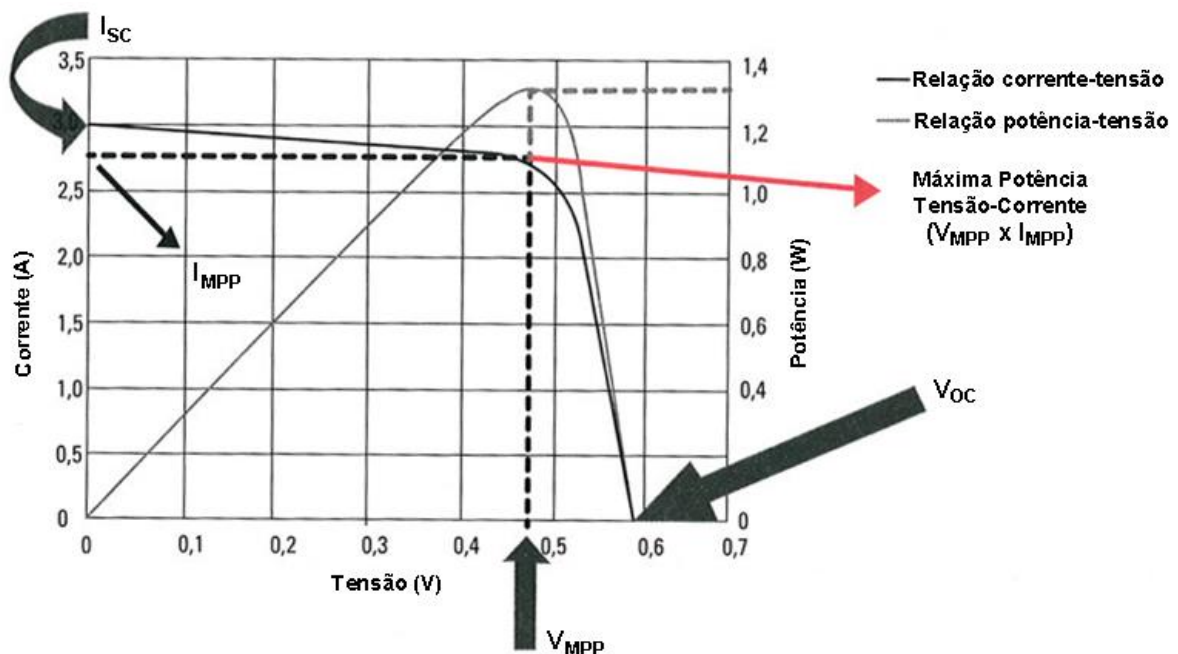
Segundo o manual do CRESEB (2014), um módulo fotovoltaico é classificado pela sua potência eléctrica de pico (Wp), no entanto, dados mais específicos dos módulos fotovoltaicos devem ser, obrigatoriamente, fornecidos pelos fabricantes. Normalmente, nos catálogos, são disponibilizados dados mecânicos, tais como dimensões, peso, quantidade de células fotovoltaicas, e dados eléctricos, sendo eles: tensão de máxima potência, corrente de curto-circuito, tensão de circuito aberto, etc. Esses e outros dados eléctricos serão definidos neste item.

É importante ressaltar que os dados eléctricos podem ter sido fornecidos em duas condições: Standard Test Conditions – STC ou Normal Operation Cell Temperature – NOCT, sendo STC as condições normais de teste considerando a irradiância padrão de 1000 W/m² e temperatura da célula de 25°C e NOCT as condições reais de operação do módulo, com irradiância de 800 W/m² e temperatura da célula de 48,4°C, que mostram o valor real de energia eléctrica que o módulo irá gerar (Vilalva, 2015, p.85).

2.9. Curvas características das células fotovoltaicas

A curva característica de uma célula fotovoltaica é importante para se definirem as melhores condições de funcionamento dos sistemas de produção fotovoltaica. A representação típica da característica de saída de um equipamento fotovoltaico (célula, módulo, painel) denomina-se por curva de corrente/tensão (I/V). A figura 19 apresenta as curvas características corrente/tensão (I/V) e potência/tensão (P/V) de uma célula fotovoltaica.

Figura 19- Curvas características I/V e P/V de uma célula fotovoltaica



Fonte: Oliveira (2013).

Ao analisar a curva I/V (figura 19), verifica-se que a corrente mantém-se praticamente constante desde o curto-circuito ($V=0$ V) até determinado valor da resistência da carga, diminuindo então a corrente. Em circuito aberto a corrente é zero e a tensão é máxima ($V=0,6$ V). O ponto da curva I/V onde o produto destas duas grandezas é máximo, designa-se *Maximum Power Point* (MPP) e corresponde à máxima potência produzida pela célula/módulo. Os valores da tensão e corrente eléctrica que causam este valor de potência máxima são V_{MPP} e I_{MPP} .

Os parâmetros eléctricos fornecidos pela folha de dados dos módulos fotovoltaicos estão listados abaixo, com sua respectiva definição, segundo Vilalva (2015):

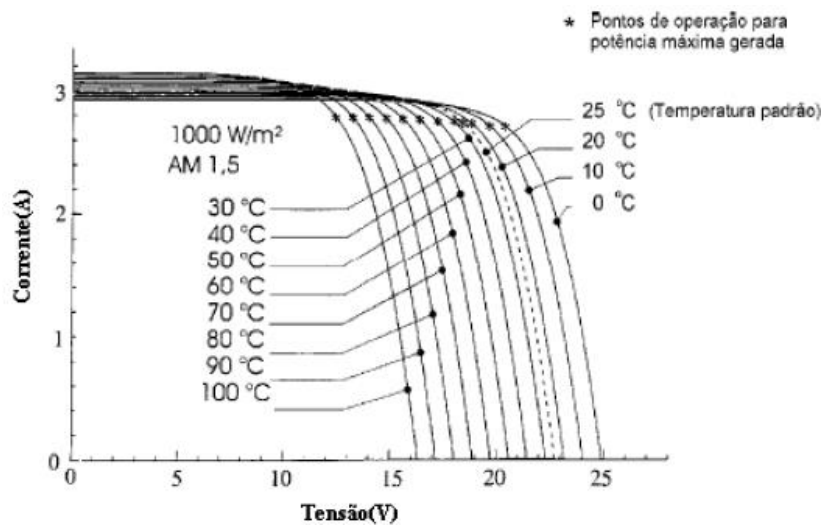
- Potência pico (P_{MPP}) - é o valor máximo de potência que se pode entregar a uma carga e corresponde ao ponto da curva no qual o produto da tensão pela corrente ($V_{MPP} \times I_{MPP}$) é máximo. Neste ponto é obtida a melhor eficiência possível do sistema;
- Tensão de circuito Aberto (V_{OC}) - é a máxima tensão entre os terminais de um módulo. É quando o mesmo não está fornecendo corrente eléctrica ou seja não está ligada a uma carga;
- Corrente de curto-circuito (I_{SC}) - é a corrente máxima que um módulo fotovoltaico pode fornecer e é obtida a partir de um curto-circuito em seus terminais;
- Tensão de máxima potência (V_{mpp}) - é o valor de tensão no momento em que o módulo opera no ponto de máxima potência;
- Corrente de máxima potência (I_{mpp}) - é o valor de corrente no momento em que o módulo opera no ponto de máxima potência.

Os valores de I_{SC} , V_{OC} , I_{MP} , V_{MP} e P_{MP} são cinco parâmetros que especificam o módulo sob dadas condições de radiação, temperatura de operação de célula e massa de ar (Pinho & Galdino, 2014).

No entanto, essas placas são submetidas a diversas condições climáticas e ambientais ao longo de sua utilização e, dessa forma, se faz necessário saber como que elas se comportam frente a variações de temperatura e de irradiação solar.

A variação da temperatura influencia diretamente no aumento ou diminuição da tensão de circuito aberto gerada por um módulo. Na figura 20 verifica-se que o valor da tensão de circuito aberto diminui com o aumento da temperatura e vice-versa, ao passo que o valor da corrente de curto-circuito mantem-se inalterado com a variação da temperatura. O valor da temperatura tem influencia directa sobre a tensão eléctrica, mas não sobre a corrente eléctrica. A proporção de diminuição de tensão eléctrica por temperatura é uma característica térmica específica do módulo e deve, também, ser fornecida pelo fabricante (PRIEB, 2002)

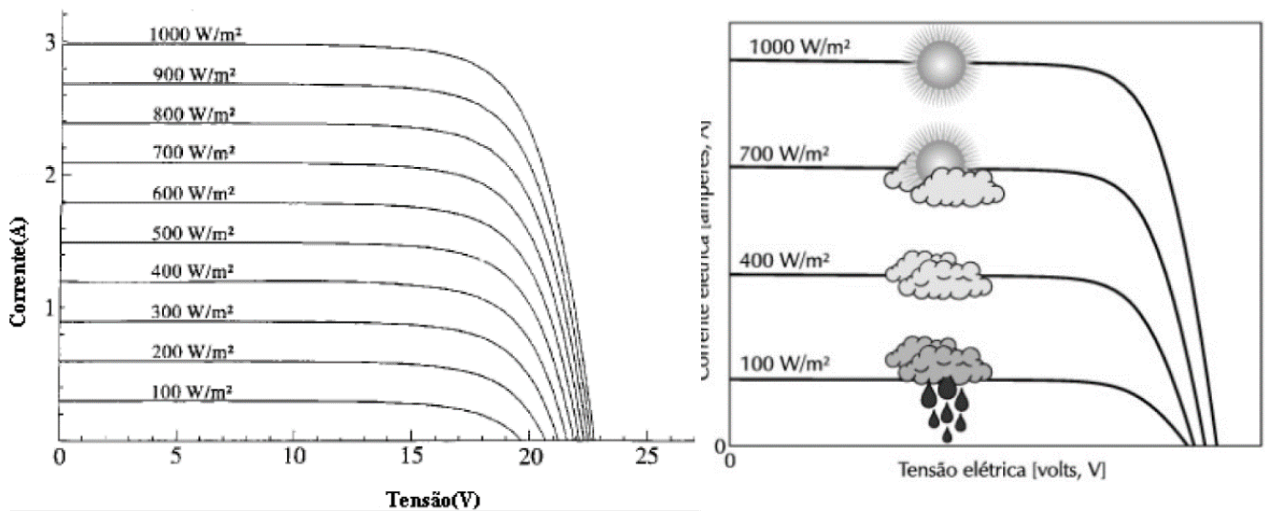
Figura 20- Efeito causado pela temperatura numa célula fotovoltaica



Fonte: Freitas (2008).

Enquanto a variação da temperatura está ligada com mudanças na tensão, variações de irradiação solar acarretam em mudanças nos valores da corrente de curto-circuito e pouco varia a tensão de circuito aberto que o módulo pode fornecer. Segundo BlueSol (2017), isso acontece porque a irradiação (fótons) é responsável por energizar os elétrons que, ao se movimentarem, irão produzir corrente. A figura 21 expõe a curva I-V de um módulo exposto a diferentes valores de irradiação.

Figura 21- Efeito causado pela variação de intensidade luminosa do sol.



Fonte: Freitas (2008) & Villalva (2012).

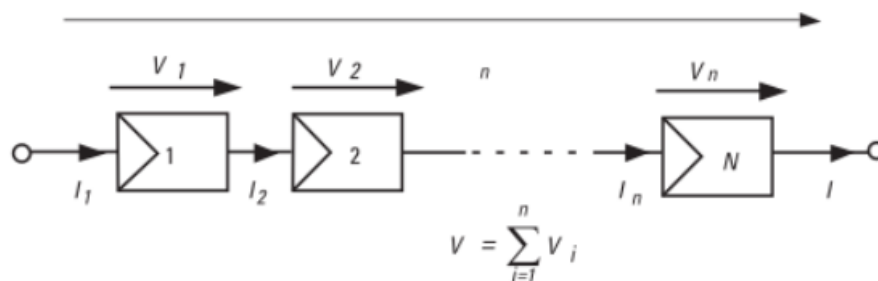
2.10. Associação dos módulos fotovoltaicos

Como as células fotovoltaicas isoladas produzem pouca energia eléctrica e são extremamente frágeis e vulneráveis a agentes externos, são ligadas entre si e utilizadas e/ou comercializadas em módulos fotovoltaicos. Consegue-se assim, uma estrutura compacta, manuseável e muito resistente, que protege as células fotovoltaicas de ruturas e dos agentes externos atmosféricos. Os módulos são associadas em série e/ou paralelo segundo os níveis de tensão e corrente eléctrica pretendidos.

2.10.1. Associação em série

A ligação de dois ou mais módulos fotovoltaica em série produz uma tensão eléctrica igual à soma da tensão individual de cada um, permanecendo a corrente eléctrica igual, como se fosse um único módulo fotovoltaica (figura 22). Dois ou mais módulos ligados em série tomam a designação de fileira. O número máximo de módulos por fileira é definido pela tensão máxima de entrada do inversor.

Figura 22- Associação de módulos fotovoltaicos em série



Fonte: Fonte: CRESESB (2014).

Analisando a figura 22 verifica-se que:

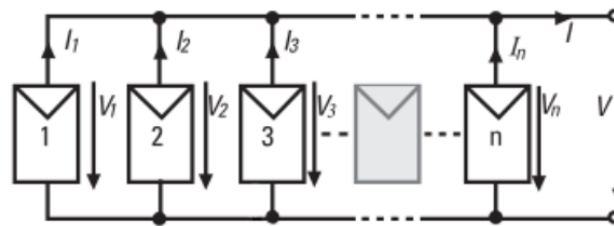
$$V_T = V_1 + V_2 + V_3 + \dots + V_n \quad (2.10)$$

$$I_T = I_1 = I_2 = I_3 = \dots = I_n \quad (2.11)$$

2.10.2. Associação em paralelo

A ligação de dois ou mais módulos fotovoltaico em paralelo gera uma corrente eléctrica igual à soma da corrente individual de cada um. A tensão eléctrica permanece igual como se fosse um único módulo fotovoltaico (figura 23). O número de fileiras é definido pela corrente máxima de entrada do inversor.

Figura 23- Associação em paralelo dos módulos fotovoltaicos



Fonte: CRESESB (2014).

Analisando a figura 23 verifica-se que:

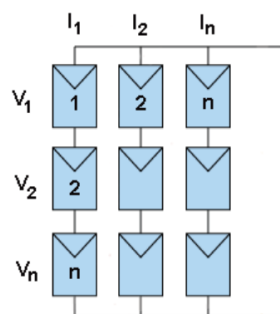
$$V_T = V_1 = V_2 = V_3 = \dots V_n \quad (2.12)$$

$$I_T = I_1 + I_2 + I_3 + \dots I_n \quad (2.13)$$

2.10.3. Associação mista

Na associação mista, os módulos são ligados em série, formando fileiras, de modo a aumentar a tensão eléctrica, seguindo-se a ligação das fileiras em paralelo a fim de aumentar a corrente eléctrica. Neste tipo de ligação, as fileiras têm de ter o mesmo número de módulos e estes têm de ter obrigatoriamente as mesmas características (tensão, corrente e potência eléctrica), implicando o uso de células iguais.

Figura 24- Associação mista de módulos fotovoltaicos



Fonte: Fonte: CRESESB (2014).

Analisando a figura 24, verifica-se que:

$$I_T = I_1 + I_2 + I_3 + \dots I_n \quad (2.14)$$

$$V_T = V_1 + V_2 + V_3 + \dots V_n \quad (2.15)$$

Para constituirmos um gerador fotovoltaico podemos associar os módulos em serie ou em paralelo de forma para obtermos a tensão de funcionamento e potência pico desejados. Os módulos são ligados em serie constituindo uma serie, ou ramo do gerador ("string"), sendo o numero de módulos por ramo determinado pela sua tensão nominal e pela tensão de funcionamento em C.C pretendida. Os vários ramos são depois ligados em paralelo de modo a satisfazerem a potência requerida do gerador (figura 24).

2.11. Baterias

As baterias, ou acumuladores, entre os diversos sistemas de armazenamento de energia, são mais utilizadas em sistemas isolados da rede eléctrica, ou seja, *off-grid*.

Segundo Dazcal e Melo (2008), são dispositivos responsáveis por fazer o armazenamento da energia eléctrica gerada pelos módulos, com o intuito de suprir a demanda da mesma na ausência da radiação solar. Com isso, podem ser consideradas de extrema importância, já que a radiação solar não ocorre nos períodos nocturnos, e também é reduzida em dias nublados.

Existem outros equipamentos capazes de realizar a função de armazenamento da energia, porém, a bateria ainda é utilizada em maior escala, devido à sua eficiência de funcionamento.

A mesma é definida como:

Um conjunto de células ou vasos eletroquímicos, conectados em série e/ou paralelo, capazes de armazenar energia eléctrica na forma de energia química por meio de um processo eletroquímico de oxidação e redução que ocorre em seu interior (Pinho & Galdino, 2014).

Para caracterizar uma bateria, é necessário ter em conta alguns factores, entre eles, a sua tensão, densidade e energia específica, rendimento energético, capacidade (quantidade máxima de energia eléctrica que a bateria pode fornecer durante o seu processo de descarga e até a descarga estar completa), auto-descarga (percentagem de descarga da bateria mesmo quando não é utilizada), ciclos de vida (número de vezes que bateria pode carregar/descarregar durante a sua vida útil) e profundidade de descarga.

2.11.1. As baterias mais utilizadas neste tipo de aplicação são as seguintes:

2.11.1.1. Baterias de chumbo ácido (Pb-Ácido)

Chumbo-ácido: Criada em 1859 pelo Físico Francês Gaston Planté. São constituídas por dois eléctrodos, um polo positivo e outro negativo, um separador e um electrólito que permite a condução de electricidade entre as placas. O electrólito é um ácido daí a origem do nome deste tipo de bateria. São relativamente baratas, mas têm uma vida útil e capacidade de descarga baixas. Apesar de menos eficientes, em aplicações off-grid de pequena dimensão em que o custo é um fator importante, podem ser uma opção viável.

As baterias de chumbo - ácido desfrutam desta designação, pois são constituídas por uma solução aquosa de ácido sulfúrico. No mercado existem baterias de chumbo - ácido com tensões nominais de 12, 24 e 48V. No entanto a tensão nos terminais da bateria depende do seu estado de carga, baixando durante o processo de descarga e subindo durante o processo de carga (Carneiro, 2009).

Tendo em conta o tipo de utilização, estas baterias necessitam de um controlador de carga que impeça o total descarregamento ou sobrecargas.

Este tipo de baterias libertam hidrogénio que é expelido quando a sua carga se encontra perto do nível máximo.

Essas baterias são encontradas em diversas versões que variam de acordo com o tipo de eletrólito e a tecnologia utilizada para a construção das placas. Entre elas, podem ser citadas a do tipo ventilada, que utilizam o eletrólito no estado líquido – as baterias de gel reguladas por válvula (VRLA) – e por fim, as baterias onde o eletrólito está inserido em mantas de fibra de vidro (AGM), que possuem desempenho intermediário em relação as duas já citadas.

Figura 25-Bateria de chumbo ácido



Fonte: Autoria própria.

2.11.1.2. Baterias de níquel cádmio (NiCd)

Este tipo de baterias foi muito utilizado em aparelhos domésticos tais como por exemplo, os telemóveis, as máquinas de filmar, os computadores, entre outros.

Apresentam uma estrutura física semelhante às das baterias de chumbo – ácido. No entanto, a célula electroquímica de NiCd é composta por um ânodo metálico de cádmio, um cátodo de óxido de níquel e um electrólito de hidróxido de potássio.

Quando comparadas com as baterias de chumbo – ácido, as de níquel - cádmio, têm como principal vantagem o facto de serem menos afectadas por sobrecargas e também poderem ser totalmente recarregadas após a descarga e também descarregadas completamente. Contudo, a maior desvantagem deste tipo de baterias consiste na redução da capacidade de recarga ao longo da sua vida útil, sendo afectadas pelo designado “efeito de memória”, obrigando por isso à utilização de carregadores com controlo de carga dispendiosos. Outro grande inconveniente das baterias de NiCd é a sua elevada toxicidade. Na verdade, sendo o cádmio um metal muito tóxico, o seu uso tem vindo a ser muito limitado por razões de natureza ambiental. Possuem um custo mais elevado que o chumbo-ácido (Carneiro, 2009).

Figura 26- Baterias alcalinas de Níquel-Cadmio



Fonte: Santos & Passos (2021).

2.11.1.3. Bateria de Iões de Lítio (Li-íon)

É um tipo de bateria que envolve uma tecnologia com uso recente no mercado, ainda em maturação. São bastante encontradas em muitos dispositivos electrónicos, aparelhos celulares, computadores e outras aplicações. Contudo, actualmente, após alguns avanços principalmente devido à indústria de carros eléctricos, essas baterias se encontram com custos de fabricação cada vez mais reduzidos, assim como, maiores densidades de energia e uma vida útil mais duradoura. Dessa forma, elas estão sendo cada vez mais utilizadas em sistemas fotovoltaicos assumindo o lugar das baterias estacionárias de chumbo-ácido.

É um tipo de bateria recarregável que, em relação as outras tecnologias citadas, é superior em capacidade de armazenamento, desempenho e eficiência. Possui maior quantidade de ciclos de carga e descarga e por consequência maior vida útil, maior velocidade de carga, melhor custo-benefício e maior densidade de energia (capacidade de armazenamento). O lítio, matéria-prima dessa bateria, além de ser um metal mais leve que os demais para essa aplicação, possui um maior potencial electroquímico, por volume e massa. Outra vantagem é que elas não possuem efeito memória.

De forma geral, a composição de uma bateria de lítio se dá, por um eléctrodo a base de lítio, formando o cátodo e outro eléctrodo de grafite constituindo o ânodo, o electrólito e um separador poroso. Porém, o eléctrodo a base de lítio pode ter diversas constituições ou composições variando de acordo com o tipo de tecnologia empregado. Desta forma, as composições mais utilizadas são: lítio e óxido de cobalto (LCO); lítio e óxido de manganês (LMO); lítio, níquel, manganês e cobalto (NMC); lítio, ferro e fosfato (LFP); e por fim, lítio e titânio (LTO).

Uma das desvantagens do uso deste tipo de bateria é o facto de ser reativa e inflamável se não manuseada corretamente (Santos & Passos,2021).

Figura 27- Baterias de lítio



Fonte: <https://globalbat.com.br/baterias-de-litio/> (2024).

2.12. Inversor para sistemas ligados à rede

É este primeiro passo que determina a tensão a considerar no lado DC, e o gerador fotovoltaico é depois configurado de acordo com características de saída (*in-put*) do inversor. A sua principal tarefa é converter a corrente DC convertida pelos módulos fotovoltaicos em AC a uma frequência de 50/60 Hz, de acordo com as especificações da rede eléctrica. Contrariamente a outros tipos de inversores, estes devem conseguir responder tanto as características da rede eléctrica como as do gerador de energia solar. A corrente eléctrica proveniente dos módulos circula no inversor, as suas propriedades afectam o comportamento e resultados operacionais do sistema fotovoltaico (Luque & Hegedus, 2003).

Abaixo, estão listados os principais parâmetros deste equipamento e suas respectivas definições, baseadas no que diz Vilalva (2015):

- Potência nominal - é o valor de potência que o inversor fornece em condições normais de operação e deve ser escolhida de acordo com a potência dos equipamentos a serem alimentados. É medida em Watts (W);
- Potência máxima- também é dada em Watts (W) e consiste no valor de potência que o inversor pode fornecer em situações de sobrecarga, durante um curto intervalo de tempo;
- Tensão CC nominal de entrada - é a tensão para a qual o inversor foi projectado para o seu funcionamento em condições normais;
- Tensão de máxima potencia- faixa de tensão de entrada na qual o inversor opera extraíndo a máxima potência do arranjo fotovoltaico.
- Tensão CC máxima - indica o valor máximo da tensão de entrada do inversor que é suportada pelo inversor;
- Tensão CA nominal de saída- é o valor de tensão na saída que o inversor fornece em condições normais de operação;
- Frequência de saída- é o valor da frequência da tensão de saída do inversor, que deve estar condizente com o valor de frequência fornecido pelo sistema eléctrico, equivalente a 50/60Hz;
- Regulação de tensão- é a variação de tensão na saída do inversor, dada em porcentagem, quando há uma carga ligada a ele. A regulação é um índice de qualidade do equipamento e deve estar entre 0% e 10%;

- Eficiência- é a relação entre a potência de saída e a potência de entrada do equipamento. Quanto mais próximo de 1 (100%) estiver esse valor, melhor a qualidade do inversor;
- Forma de onda de saída- é a forma de onda de tensão alternada que o inversor gera. O ideal é que seja o mais próximo possível de uma onda senoidal;
- Distorção harmônica- mede a qualidade da tensão fornecida pelo inversor. Quanto menor o percentual de distorção, mais senoidal é a forma de onda gerada.

Além desses parâmetros, é importante observar, no momento de escolha do equipamento, se o inversor possui o recurso anti-ilhamento, extremamente importante principalmente para sistemas fotovoltaicos conectados à rede, sendo, inclusive, um dos itens obrigatórios regido por norma para garantir a aprovação do projecto para instalação de um sistema fotovoltaico on-grid. Em resumo, este recurso, em casos de falha do sistema de distribuição convencional, impede que a rede continue sendo energizada pelo gerador fotovoltaico, evitando acidentes com os operadores que possam vir a trabalhar para resolver o problema da falha, por exemplo.

Além disso, os inversores mais utilizados atualmente são dotados do recurso MPPT, que consiste em um sistema de rastreamento do ponto de máxima potência. Em resumo, esses inversores, através do recurso MPPT, conseguem maximizar a potência fornecida pelos módulos, fazendo com que operem constantemente em máxima potência, independentemente das condições climáticas no momento (Vilalva, 2015, p.160)

CAPÍTULO III- METODOLOGIA

Para Fachin (2001) método é um instrumento do conhecimento que proporciona aos pesquisadores, em qualquer área de sua formação, orientação geral que facilita planejar uma pesquisa, formular hipóteses e coordenar investigações,

3.1. Classificação da pesquisa:

3.1.1. Quanto ao tipo

Para elaboração da pesquisa, recorreu-se a pesquisa aplicada, segundo Gil (2007), é usada para gerar conhecimentos novos, entretanto, tem o foco de aplicar esses conhecimentos para solucionar problemas específicos. O principal objectivo é gerar conhecimento para aplicação prática solucionando problemas específicos de interesses locais.

Por se tratar de uma realidade da sociedade, a metodologia aplicada adequa-se para a realização da presente pesquisa, pois o problema de estudo é de interesse público.

A solução proposta face ao problema de pesquisa consiste em gerar novos conhecimentos, considerando que em Moçambique os sistemas de geração de energia eléctrica através de sistemas solares ainda não foram explorados como em outros países.

3.1.2. Técnicas e instrumentos de recolha de dados

Trata-se de uma pesquisa bibliográfica, pois o trabalho foi produzido tendo em conta o material já publicado (Pradanov & Freitas, 2013). Assim, a consulta bibliográfica consistirá na fundamentação das normas a serem obedecidas no dimensionamento de uma central fotovoltaica.

É de referir também que trata-se de uma pesquisa do campo, pois, dirigiu-se a localidade de Tetene para o levantamento de dados com vista a se encontrar as possíveis soluções de como fornecer energia eléctrica a partir de uso de agrupamento de painéis solares, com isto contribuindo doutra forma o crescimento do uso de painéis solares academicamente como fonte de conhecimento.

Para obtenção do suporte teórico e de informações sobre variabilidade da radiação solar em Tetene foi feita a consulta bibliográfica, o que constituiu a técnica de pesquisa de documentação indireta.

A identificação da demanda energética do local de estudo, foi feita através da técnica de observação, que consiste em usar os sentidos para obtenção de determinados aspetos da realidade, de acordo com (Marconi & Lakatos, 2003).

3.1.3. Do ponto de vista a forma de abordagem

Este trabalho consiste numa pesquisa quantitativa, esta que consiste na atuação realística, apresentando dados, indicadores ou tendências possíveis de serem observados, de acordo com (Borgan & Biklen, 1994, cit em Chambule, 2010). Assim, serão usadas medidas numéricas para testar hipóteses, com base nos dados recolhidos.

A identificação e descrição da demanda energética no povoado de Tetene, Distrito de Chongoene, será feita através de observação referentes as potências de cada equipamento a ser fornecido a energia eléctrica e as horas de uso.

3.1.4. Objetivos da pesquisa

Para a realização da presente pesquisa recorreu-se a metodologia explicativa, que segundo Gil (1999), a pesquisa explicativa tem como objectivo básico a identificação dos factores que determinam ou que contribuem para a ocorrência de um fenómeno. É o tipo de pesquisa que mais aprofunda o conhecimento da realidade, pois tenta explicar a razão e as relações de causa e efeito dos fenómenos.

Para Lakatos & Marconi (2001), este tipo de pesquisa visa estabelecer relações de causa-efeito por meio da manipulação directa das variáveis relativas ao objecto de estudo, buscando identificar as causas do fenómeno. Normalmente, é mais realizada em laboratório do que em campo.

O enquadramento desta pesquisa assenta-se em explicar como se pode dimensionar uma central de energia solar através de uso de painéis solares com vista a proporcionar em fornecer bases de como pode-se projectar uma unidade combinada de módulos fotovoltaicos, baterias e inversor.

3.1.5. Técnicas de análise dos dados

Para se efectuar a análise de dados, aplicou técnica de análise estatística, o principal objectivo desse método é buscar uma explicação sobre a sociedade, por meio de uma descrição quantitativa, e de modo extremamente organizado.

Assim, teorias estatísticas da probabilidade facilitam os estudos nas ciências sociais, mas lembrando que os resultados obtidos, não devem ser colocados como verdadeiros, porém com uma probabilidade de serem verdadeiras. Desse modo, “ (...) o método estatístico passa a se caracterizar por razoável grau de precisão, o que o torna bastante aceite por parte dos pesquisadores com preocupações de ordem quantitativa.” (Gil, 2008, p. 17).

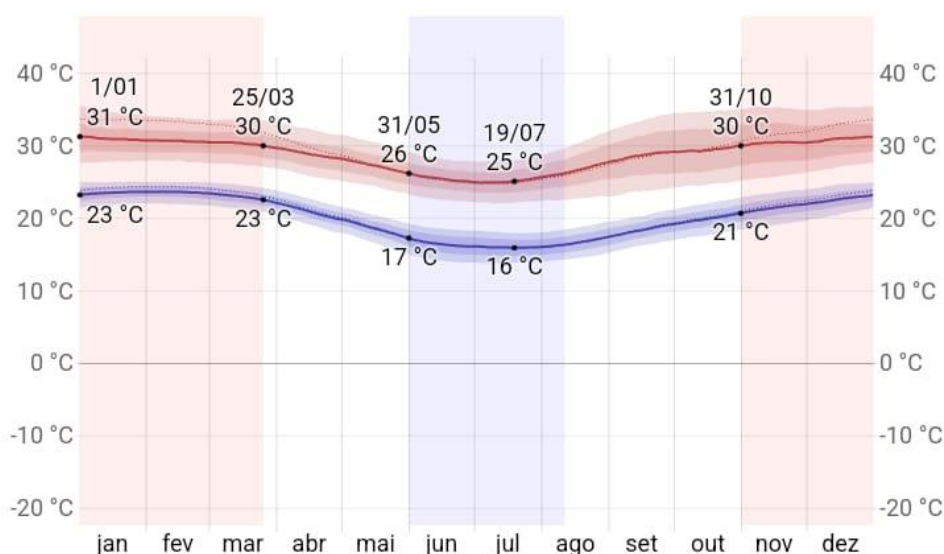
CAPÍTULO IV – APRESENTAÇÃO, INTERPRETAÇÃO E ANÁLISE DE DADOS

4.1 Clima e condições meteorológicas médias em Xai-Xai no ano todo

4.1.1. Temperaturas máximas, médias e mínimas em Xai-Xai

Em Xai-Xai, apresenta a estação com precipitação quente, abafada e de céu parcialmente encoberto; a estação seca e morna, de ventos fortes e sem nuvens. Ao longo do ano, em geral a temperatura varia de 16 °C a 31 °C e raramente é inferior a 14 °C ou superior a 36 °C.

Figura 28- Temperaturas máximas, médias e mínimas em Xai-Xai



Fonte: INAM (2024)

A estação quente permanece por 4,8 meses, de 31 de outubro a 25 de março, com temperatura máxima média diária acima de 30 °C. O mês mais quente do ano em Xai-Xai é janeiro, com a máxima de 31 °C e mínima de 24 °C, em média.

A estação fresca permanece por 2,4 meses, de 31 de maio a 11 de agosto, com temperatura máxima diária em média abaixo de 26 °C. O mês mais frio do ano em Xai-Xai é julho, com a mínima de 16 °C e máxima de 25 °C, em média.

4.1.2 Nuvens

Em Xai-Xai, a porcentagem média de céu encoberto por nuvens sofre significativa variação sazonal ao longo do ano.

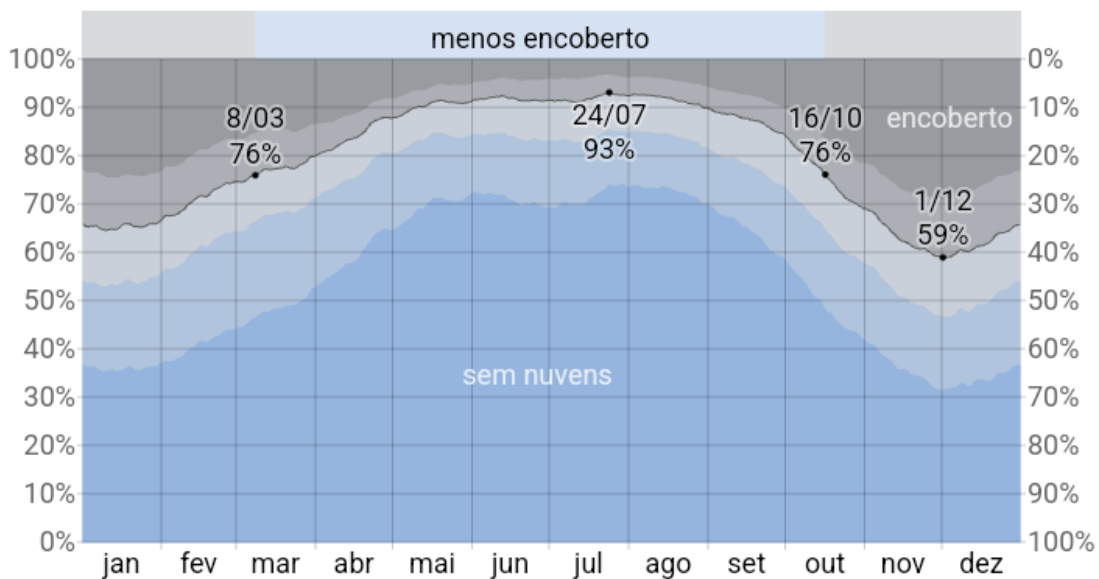
A época menos encoberta do ano em Xai-Xai começa por volta de 8 de março e dura 7,3 meses, terminando em torno de 16 de outubro.

O mês menos encoberto do ano em Xai-Xai é julho, durante o qual, em média, o céu está sem nuvens, quase sem nuvens ou parcialmente encoberto 92% do tempo.

A época mais encoberta do ano começa por volta de 16 de outubro e dura 4,7 meses, terminando em torno de 8 de março.

O mês mais encoberto do ano em Xai-Xai é dezembro, durante o qual, em média, o céu está encoberto ou quase encoberto 38% do tempo.

Figura 29- Nebulosidade



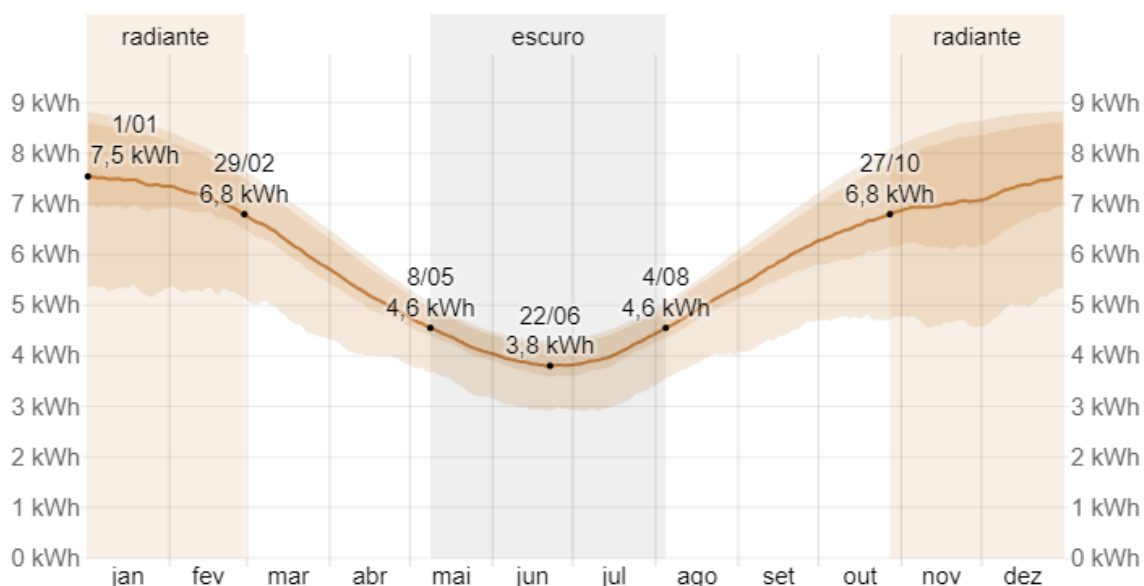
Fonte: INAM (2024)

4.1.3 Irradiação solar no povoado de Tetene

Para a obtenção da irradiação solar teve-se que se fazer levantamento dos dados na estação próxima do local onde é feita o estudo, entretanto a estação próxima a Tetene é a que está presente no distrito de Chongoene, província de Gaza. Esta seção discute o total diário incidente de energia solar de ondas curtas que chega à superfície do solo ao longo de uma área ampla, levando em conta as variações sazonais na duração do dia, na elevação do sol acima do horizonte e na absorção por nuvens e outros elementos atmosféricos. A radiação de ondas curtas inclui a luz visível e a radiação ultravioleta.

A energia solar de ondas curtas incidente diária média passa por variações sazonais significativas ao longo do ano de 2024.

Figura 30- Média diária de energia solar de ondas curtas incidente em Xai-Xai



Fonte: INAM (2024).

Tabela 1- Irradiação solar anual diária retirada em Xai-Xai

Meses	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Energia solar (kWh/m ²)	7,5	7,1	6,3	5,2	4,4	3,9	4,9	5,8	6,6	7,0	7,4

Fonte: INAM (2024).

Pode-se observar que a irradiação solar neste local regista um valor máximo no mês de janeiro com 7,5 kwh/m², e o mínimo da radiação regista-se no mês de junho com 3,9 kwh/m². O valor médio anual da radiação solar é de 5,26 kwh/m².

Para o estudo considera-se o método de média aritmética da radiação solar, de acordo com o qual aplica-se o valor médio de irradiação solar para dimensionar o sistema fotovoltaico evitando-se deste modo o sobredimensionamento, como orienta Pinho & Galdino (2012).

4.2. Caracterização do local de pesquisa

Com vista a se dimensionar a potência necessária da central fotovoltaica, faz-se o levantamento de número e tipos de casas, onde se direccionou a questão ao chefe da localidade sobre o número e tipo de casas, onde afirmou o seguinte: a localidade de Tetene tem no total de 119 casas, das quais, 68 casas são do tipo 1; 33 casas do tipo 2 e 18 casas do tipo 3.

Nesta óptica, compreendeu-se que o povoado de Tetene, Distrito de Chongoene-Gaza tem 119 casas, assim, organizou-se tipos de casas na seguinte tabela.

Tabela 2- Número e tipos de casas do povoado de Tetene, distrito de Chongoene-Gaza

Tipo de Casa	Número de casas
Tipo 1	68
Tipo 2	33
Tipo 3	18
Total de casas	119

Fonte: Autoria Própria.

4.2.1. Levantamento de consumo de carga instalada no povoado de Tetene, distrito de Chongoene-Gaza

Pelo levantamento feito no povoado chegou-se a conclusão de que o povoado tem 119 casas. Das quais 68 são de tipo 1; 33 do tipo 2 e 18 são do tipo de 3. Constatou-se também que cada família tem lá ferro de engomar, Tv, Geladeira, lâmpadas de baixo e médio consumo. Assim podemos afirmar através das seguintes tabelas que cada tipo de casa tem em média o seguinte consumo por equipamento.

Tabela 3- Casa do tipo 1

Considerando que cada casa do tipo 1 no bairro tenha, em média, os seguintes compartimentos: sala, 1 quarto, Wc, cozinha.

Equipamentos	Qtd	Potência do equipamento (W)		Tempo de uso/diário (h)	Consumo em (Wh)
		Unitária	Total		
Lâmpadas internas	4	12	48	5	240
Lâmpadas externas	2	12	24	13	312
Tv de 32 polegadas	1	60	60	8	480
Geladeira	1	250	250	12	3000
Ferro de engomar	1	1200	1200	0,5	600
Total em (Wh)					4632
Total em (kWh)					4,632

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 4- Casa do tipo 2

Considerando que cada casa do tipo 2 no bairro tenha, em média, os seguintes compartimentos: sala, 2 quartos, WC, cozinha.

Equipamentos	Qtd	Potência do equipamento (W)		Tempo de uso/diário (h)	Consumo em (Wh)
		Unitária	Total		
Lâmpadas internas	6	12	72	5	360
Lâmpadas externas	2	12	24	13	312
Tv de 32 polegadas	1	60	60	8	480
Geladeira	1	250	250	12	3000
Ferro de engomar	1	1200	1200	0,5	600
Total em (Wh)					4752
Total em (kWh)					4,752

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 5- Casa do tipo 3

Considerando que cada casa do tipo 3 no bairro tenha, em média, os seguintes compartimentos: sala, 3 quartos, WC, cozinha, Suíte, Varanda, Garagem.

Equipamentos	Qtd	Potência do equipamento (W)		Tempo de uso/diário (h)	Consumo em (Wh)
		Unitária	Total		
Lâmpadas internas	10	20	200	5	1000
Lâmpadas externas	2	12	24	13	312
TV de 32 polegadas	1	60	60	8	480
TV de 55 polegadas	1	150	150	8	1200
Geladeira	1	250	250	12	3000
Ferro de engomar	1	1200	1200	0,5	600
Total em (Wh)					6592
Total em (kWh)					6,592

Fonte: Elaboração própria.

4.2.2. Energia demandada no povoado de Tetene:

Para ter a energia total requerida pelas casas do bairro, basta somar a energia eléctrica demandada calculada para cada tipo de casa e multiplicar pela quantidade de cada tipo de casa. Porém, logicamente, há que considerar que daqui a alguns anos surgirão mais cargas no bairro, até porque é muito importante aqui fazer essa previsão visto que no bairro ainda contém muita área vazia (quase metade da área já preenchida), então com base neste ponto e com o histórico dado do bairro, como projectista, convencionei uma taxa de crescimento anual de 7 % no período de 5 anos no cálculo da carga total das casas, tendo assim através da seguinte expressão (4.1):

$$E_{demandada} = FCD \times (E_{Casa\ Tipo\ 1} \times N^{\circ}casas + E_{Casa\ Tipo\ 2} \times N^{\circ}casas + E_{Casa\ Tipo\ 3} \times N^{\circ}casas)$$

4.2.2.1. Factor de crescimento da demanda (FCD)

Todo empreendimento deve prever um factor de expansão dos negócios. Na parte industrial, o crescimento gera aumento de demanda de energia eléctrica. Portanto, o projeto eléctrico deve prever uma taxa de crescimento para que se possa fazer um sobredimensionamento adequado para atender as expectativas da expansão.

O FCD deve ser previsto por um factor anual de crescimento (FAC%), dentro de um período estipulado de Anos (PEA), assim, pode-se escrever:

$$FCD = \left(1 + \frac{FAC\%}{100}\right)^{PEA} \quad (4.2)$$

Então através da expressão 4.1 temos:

$$E_{demandada} = FCD \times (E_{Casa\ Tipo\ 1} \times N^{\circ}casas + E_{Casa\ Tipo\ 2} \times N^{\circ}casas + E_{Casa\ Tipo\ 3} \times N^{\circ}casas)$$

Onde:

$$FCD = \left(1 + \frac{7}{100}\right)^5 = 1,40$$

Então:

$$E_{demandada} = 1,40 \times (4632 \times 68 + 4752 \times 33 + 6592 \times 18)$$

$$E_{demandada} = 827 \text{ kWh/dia}$$

4.2.2.2. Energia consumida por mês para cada tipo de casa

A energia gerada por mês é calculada de acordo com o consumo diário multiplicado por mês, através da seguinte equação (4.3) é calculada a energia gasta por mês:

$$E_{30\ dias} = E_{diária} \times 30 \times N^{\circ}casas \quad (4.3)$$

Energia consumida para casa do tipo 1

$$E_{30\ dias} = 4632 \times 30 \times 68 = 9449,3 \text{ kWh}$$

Energia consumida para casa do tipo 2

$$E_{30\ dias} = 4,752 \times 30 \times 33 = 4704,48 \text{ kWh}$$

Energia consumida para casa do tipo 3

$$E_{30\ dias} = 6,592 \times 30 \times 18 = 3559,68 \text{ kWh}$$

Então a energia demandada por ano é calculada pela seguinte equação, equação (4.4):

$$E_{anual} = (E_{30\ dias\ casa\ tipo\ 1} + E_{30\ dias\ casa\ tipo\ 2} + E_{30\ dias\ casa\ tipo\ 2}) \times 12$$

$$E_{anual} = (9449,3 + 4704,48 + 3559,68) \times 12 = 212561,52 \text{ kWh}$$

$$E_{anual} = 212,6 \text{ MWh}$$

4.3. Dimensionamento da central fotovoltaica

Para dimensionar a unidade geradora fotovoltaica, primeiramente, deve-se apurar o consumo diário anual (kWh/dia), para assim compor a potência dos painéis que serão conectados à rede de energia eléctrica. Esse valor pode ser obtido através de uma análise das facturas mensais passadas ou a partir do levantamento das cargas instaladas (Pinho & Galdino, 2014). Para o sistema deste projecto foi dimensionado o consumo diário de aproximadamente 827 kWh/dia observando se o factor de crescimento da demanda de 10 % e com valor médio anual da radiação solar de 5,5 kWh/m². A partir da fórmula (4.5) é possível calcular a potência de pico do sistema gerado por painéis fotovoltaicos em kWp (quilo Watt-pico).

$$P_{FV} = \frac{E}{HSP \times TD} [kWp] \quad (4.5)$$

Onde:

P_{FV} - é a potência de pico do painel fotovoltaico [Wp];

E - é o consumo diário médio anual solicitada pela entidade consumidora [kWh/dia];

HSP - é a média diária anual das horas de sol pleno incidentes no painel fotovoltaico [h]; e

TD é destaque especial para o valor da taxa de desempenho, do inglês *performance ratio*, pois essa variável interfere diretamente no desempenho do sistema fotovoltaico, sendo definida pela relação entre o desempenho real do sistema sobre o desempenho máximo teórico. Além disso, esta taxa leva em consideração a potência real do sistema sob as mais diversas condições de operação e perdas energéticas. Um estudo de 527 sistemas fotovoltaicos conectados à rede, maioria instalados na Alemanha, apresentou uma TD médio entre 70 e 75% nos anos entre 2001 e 2005 (sistemas com potência menor que 10 kWp) (Pinho & Galdino, 2014).

Com base no conceito teórico apresentado, é possível calcular a potência dos painéis que serão instalados no sistema do projeto em questão. O valor de horas de sol pleno adotado será determinado pela fórmula 4 horas e a taxa de desempenho será uma estimativa de 75%, pois de acordo com Pinho & Galdino (2014), para sistemas fotovoltaicos residenciais conectados à rede instalados no Brasil, quando bem ventilados e não sombreados, possuem uma TD entre 70 e 80%.

Substituindo os valores da fórmula 4, determina-se assim a horas sol de exposição

$$HSP = \frac{5,5 [kWh/m^2]}{1 [kW/m^2]} = 5,26 h$$

Temos então a potência total da usina:

$$P_{FV} = \frac{827 [kWh/m^2]}{5,5 \times 0,8 [kW/m^2]} = 188 kWp$$

4.3.1. Dimensionamento do inversor

A escolha do inversor deve ser estimada a partir da potência do sistema fotovoltaico, além de considerar outros factores ambientais, económicos e de desempenho (Pinho & Galdino, 2014). O dimensionamento do inversor ideal para o projecto deve ser no mínimo acima da potência do sistema, sempre levando em conta um factor de segurança de 30%. A equação (4.6) a seguir evidencia isso:

$$P_{Inversor} = P_{instalada} \times 1,3 \quad (4.6)$$

$$P_{Inversor} = 188 \times 1,3$$

$$P_{Inversor} = 244,4 \text{ kW}$$

O inversor escolhido para este projecto foi o da marca SOLAR INVERTER SMA modelo **SUNNY CENTRAL 250** (anexo 3). A tabela 7 apresenta as especificações técnicas do equipamento, com um grau de eficiência de 96,1%.

Tabela 6- Especificações técnicas do inversor SMA

INVERSOR SOLAR SMA	
Parâmetros elétricos	
Dados de entrada (corrente continua) (DC) (Bateria)	
Tensão máxima	880 VDC
Faixa de Tensão	450-820 VDC
Coefficiente de distorção máx	<3%
Corrente máxima	591 A
Dados de saída (corrente alternada) (AC)	
Potência nominal	250 kW
Potência máxima	255 kVA
Tensão nominal da rede	400 VAC
Corrente nominal da rede	361 A
Factor de Potência	0,98
Frequência nominal	50 / 60 Hz

Fonte: Elaboração própria.

4.3.2. Escolha e disposição do módulo fotovoltaico

Os módulos fotovoltaicos escolhidos que irão compor os arranjos dos painéis deste projeto foram os da marca Trinasolar, modelo VDERTYEX N-type i-TOPCon bifacial dual glass Monocrystalline, módulo fotovoltaico com potência nominal de 710 Wp cada e fabricados em silício monocristalino. As especificações mais importantes a serem abordadas neste tópico estão disponíveis na tabela seguinte, porém, informações mais detalhadas podem ser consultadas no anexo 2. A escolha desta tecnologia deve se facto de estes módulos fotovoltaicos serem mais eficientes e apresentam bom desempenho mesmo com pouca luz solar, eles não apresentam degradação nos primeiros anos de fabricação, também necessitam de área reduzida em relação as mais tecnologias.

Tabela 7- Principais informações do módulo fotovoltaico escolhido

MÓDULO FOTOVOLTAICO VERTEX N			
Parâmetros eléctricos			
Potência nominal máxima	$P_{m\acute{a}x}$	710	W
Tensão em circuito aberto	V_{oc}	49,0	V
Corrente de máxima potência	I_{mpp}	17,36	A
Corrente de curto-circuito	Isc	18,40	A
Tensão de potência máxima	V_{mpp}	40,9	V
Eficiência	η	22,9	%
Parâmetros mecânicos			
Tipo de célula	N-type Monocrystalline		
Quantidade de células	132 cells		
Dimensões do painel	2384×1303×33 mm		
Moldura	Poe/Eva		
Peso	38.3 kg		

Fonte: Elaboração própria.

4.3.3. Tensão máxima de entrada do inversor

Para isso, é importante que o valor de tensão de saída e a corrente gerada nos módulos não ultrapasse os valores máximos permitidos na entrada do inversor.

A tensão de entrada do inversor pode ser calculada a partir do número de módulos ligados em série. A máxima tensão do sistema ocorre quando o painel está em circuito aberto (V_{OC}), fenômeno que pode acontecer na estação de inverno quando a temperatura é muito baixa (16 °C), que devido à baixa irradiância o sistema pode se desconectar da rede deixando os módulos fotovoltaicos em circuito aberto, e, como resultado, a tensão se eleva. Sendo assim, o cálculo do número máximo de módulos em série deve levar em conta a tensão de circuito aberto do módulo fotovoltaicos e a tensão de entrada máxima permitida no inversor ($V_{i\text{máx}}$) conforme expressão 4.7 (Pinho & Galdino, 2014).

$$N^{\circ}\text{módulos em série} \times V_{OC} < V_{i\text{máx}} \text{ [V]} \quad (4.7)$$

Nessa situação se o inversor sair de serviço, a tensão de circuito aberto será demasiado elevada para se poder voltar a ligar o sistema sem que daí advenham danos para o inversor. Esta tensão deve ser menor do que a tensão DC máxima admissível do inversor. Limitando o número de módulos por fileira consegue-se obter um valor de tensão de circuito aberto calculado pela associação em série dos diversos módulos, que não seja demasiado elevada.

4.3.4. Cálculo do $V_{oc\text{máx}}$ do módulo fotovoltaico

Dependendo dos dados fornecidos, a equação (4.8) de acordo com a IEC 60364-7-712 permite calcular a tensão de circuito aberto máxima ($V_{oc\text{máx}}$) para uma temperatura de 16 °C a partir das condições de referência (STC).

- A tensão máxima de circuito aberto ($V_{oc\text{máx}}$) do módulo fotovoltaico selecionado (132 células monocristalinas de 6" com potência nominal de 710 W em STC) é de 49 V em STC (condições padrão de teste).
- A temperatura ambiente mínima em Xai-Xai (Tetene) é de 16 °C.
- O coeficiente de temperatura (β) da tensão do módulo fotovoltaico acima é de -0,25 [%/°C].

$$V_{oc\text{máx} \text{ mód } STC_{(16^{\circ}\text{C})}} = V_{oc \text{ ref } STC} \times \left[1 + \frac{\beta}{1000} \times (T_{\text{cel min}} - T_{\text{ref}}) \right] \quad (4.8)$$

Onde:

$V_{oc\ máx}$ – é a tensão do circuito aberto dos módulos fotovoltaico para uma temperatura de 16 °C, ou seja, é o valor de tensão em circuito aberto dos módulos fotovoltaico à temperatura mínima.

$T_{cel\ min}$ - é considerada como sendo igual à temperatura mais baixa que pode ser registrada no local da instalação fotovoltaica;

$V_{oc\ ref\ STC}$ - é a tensão de circuito aberto do módulo fotovoltaico em condições padrão de teste;

β - é o coeficiente de variação da tensão, de acordo com a temperatura, e depende da tipologia do módulo fotovoltaico; dado em [%/K].

Então, substituindo os valores na equação 4.8, a tensão de circuito aberto será de:

$$V_{oc\ máx\ mód\ STC_{(16\ ^\circ C)}} = 49 \times \left[1 + \left(\frac{-0,25}{100} \right) \times (16 - 25) \right]$$
$$V_{oc\ máx\ mód\ STC_{(16\ ^\circ C)}} = 50\ V$$

4.3.5. Número máximo de módulos fotovoltaicos em série string

O inversor deverá receber um valor de tensão sempre abaixo do valor de máxima tensão de entrada permitida. A partir da escolha do módulo fotovoltaico e do inversor é possível traçar a melhor configuração do projeto a ser instalado. O número máximo de módulos que terão de estar em série, é calculado pela equação 4.9 (Amaral 2023).

$$N^{\circ}\ \text{máx}\ \text{módulos}\ \text{em}\ \text{série} = \frac{V_{\text{faixa de operação}}}{V_{oc\ máx\ mód\ STC_{(16\ ^\circ C)}}} \quad (4.9)$$

$V_{\text{faixa de operação}}$ - é a faixa de tensão de máxima eficiência do inversor;

$V_{oc\ máx\ mód\ STC_{(16\ ^\circ C)}}$ - é a tensão em circuito aberto dos módulos fotovoltaicos em condições de temperaturas baixas, 16 °C.

Através da substituição dos dados na equação 4.9, tem-se:

$$N^{\circ}\ \text{máx}\ \text{módulos}\ \text{em}\ \text{série} = \frac{820}{50}$$
$$N^{\circ}\ \text{máx}\ \text{módulos}\ \text{em}\ \text{série} = 16\ \text{módulos}$$

4.3.6. Número mínimo de módulos por fileira

No verão, os painéis instalados em telhados podem estar sujeitos a temperaturas superiores a que pode atingir 70 °C, contudo na presença de uma boa ventilação essa temperatura não será atingida. Normalmente é utilizada esta temperatura para determinar o número mínimo de módulos de uma fileira.

A tensão nos terminais de um gerador fotovoltaico será menor no verão face às condições de referência, devido às temperaturas a que está sujeito. Se a tensão de funcionamento do gerador for inferior à tensão MPP mínima do inversor, a eficiência global do sistema será consideravelmente inferior, podendo mesmo provocar o corte do inversor. Por este motivo, o sistema deverá ser dimensionado de forma que, o número mínimo de painéis ligados em série numa fileira derive do quociente entre a tensão mínima MPP de entrada do inversor e a tensão MPP do painel à temperatura de 70 °C.

4.3.7. Cálculo do $V_{MPP\min}$ do módulo fotovoltaico

De acordo com o exposto acima, a tensão mínima MPP pode ser calculada usando-se os seguintes dados:

- Temperatura máxima que pode ser consultada no local da instalação fotovoltaica;
- Tensão MPP do módulo fotovoltaico na condição STC;
- Coeficiente de temperatura do módulo fotovoltaico.

As temperaturas das células solares dependem do sistema de montagem selecionado e da temperatura ambiente. Para uma instalação montada no solo com ângulo de inclinação, a ΔT entre a temperatura ambiente e a temperatura da célula é de +30 °C; para a instalação do rastreador solar, a ΔT entre a temperatura ambiente e temperatura da célula é de +25 °C; para uma instalação no telhado (módulos fotovoltaicos complanares à superfície do telhado, a ΔT entre a temperatura ambiente e temperatura da célula é de +35 °C.

A fórmula para a calcular $V_{MPP\min}$ é descrita através da seguintes equação:

$$V_{MPP\ STC(70^{\circ}C)} = V_{MPP\ STC} \times \left[1 + \left(\frac{\beta}{100} \right) \times (T_{cell} - 25) \right] \quad (4.10)$$

Em que:

$$T_{cell} = T_{ambiente} + 23 \quad (4.11)$$

Onde:

T_{cell} - é a temperatura máxima da célula que pode ser registada no local da instalação fotovoltaica;

$V_{MPP\ STC}$ - é a tensão MPP do módulo fotovoltaico sob condições padrão de teste;

β - é o coeficiente de variação da tensão, de acordo com a temperatura, e depende da tipologia do módulo fotovoltaico; é medido em [%/K];

Então, fazendo a substituição dos dados nas equações 4.10 e 4.11 temos:

$$T_{cell} = 31 + 35 = 67$$

$$\text{Logo: } V_{MPP\ STC(70^{\circ}\text{C})} = 40,9 \times \left[1 + \left(\frac{-0,25}{100} \right) \times (67 - 25) \right]$$

$$V_{MPP\ STC(70^{\circ}\text{C})} = 37\text{ V}$$

Desta forma o número mínimo dos módulos fotovoltaicos é calculada através da seguinte expressão:

$$N^{\circ} \text{ min módulos em série} = \frac{V_{\text{min Inversor}}}{V_{MPP\ STC(70^{\circ}\text{C})}} \quad (4.12)$$

$$N^{\circ} \text{ min módulos em série} = \frac{450}{37} = 12$$

4.3.8. Número máximo módulos em paralelo

Sendo assim, após todas essas análises de critérios é possível realizar a ligação em série de 17 módulos fotovoltaicos. O próximo passo é analisar o critério de ligação em paralelo dos módulos já conectados em série. Para garantir que o valor da corrente máxima na entrada do inversor ($I_{\text{imáx}}$) não seja ultrapassado, a fórmula (4.13) deve ser atendida. Sendo I_{SC} a corrente de curto-circuito do módulo fotovoltaico nas condições de teste padrão (STC), tem-se que:

$$N^{\circ} \text{ módulos em paralelo} = \frac{I_{\text{imáx}}}{I_{SC}} \quad (4.13)$$

Substituindo-se os valores na fórmula (4.12) pelos valores de corrente do módulo e do inversor especificados, tem-se que:

$$N^{\circ} \text{ módulos em paralelo} = \frac{591}{18,4} = 32$$

Para garantir a corrente máxima do inversor é necessário efectuar 32 associações em paralelos dos módulos e 16 associações em série para cada associação paralelo para garantir a tensão máxima de operação do inversor, com vista a garantir a eficiência projetada do inversor.

Desta forma, o número total de módulos (N) é dado por:

$$N = N_s \times N_p \quad (4.14)$$

$$N = 16 \times 32$$

$$N = 512 \text{ módulos fotovoltaicos}$$

Dessa forma, serão necessários 512 módulos fotovoltaicos de 710 W.

Para o dimensionamento seguro de um inversor deve-se levar em consideração a quantidade de módulos a ser utilizado no sistema e potência máxima deles, além de definir a máxima tensão e corrente contínua CC do sistema. Consequentemente a potência máxima que esse sistema pode gerar. Assim, deverá ser verificada a tensão total série do sistema para que se possa encontrar um inversor compatível. O valor da tensão de entrada do inversor é representada pela soma das tensões nominais dos módulos associados em série (V_{ts}), conforme a expressão (4.15):

$$V_{Ts} = V_{oc} \times N^o \text{ módulos em série} \quad (4.15)$$

Onde:

V_{Ts} - tensão total de entrada do inversor [V];

V_{oc} - tensão do circuito aberto do modulo fotovoltaico [V];

N^o módulos em série - número de módulos em série.

Substituindo os valores na equação 4.15, verifica-se:

$$V_{Ts} = 50 \times 16$$

$$V_{Ts} = 800 \text{ V}$$

Conforme calculada na equação (4.15) e através do catálogo do inversor (anexo B), tem-se $V_{imáx}$ do inversor igual a 880 V. Através da substituição dos dados na inequação (4.7) temos a tensão de entrada suportada pelo inversor em condições de operação normal que deve ser menor a tensão máxima suportada por inversor em condições de sobrecarga.

$$N^o \text{ módulos em série} \times V_{oc} < V_{imáx} \text{ [V]}$$

$$17 \times 50 < 880 \text{ [V]}$$

$$800 < 880 \text{ [V]}$$

Através da expressão acima, verificou-se que a tensão em circuito aberto que será gerada por módulos fotovoltaicos é menor que a tensão máxima suporta por inversor.

Dessa forma, para uma conexão em série de 17 módulos, a tensão total dessa conexão será 800 V. A máxima tensão do sistema ocorre quando os módulos fotovoltaicos estão em circuito aberto (V_{oc}), e assim a tensão máxima de entrada deste inversor será 880 V. Este valor nunca deve ser ultrapassado, pois é um dos maiores riscos de se danificar o equipamento (Pinho & Galdinho, 2014). O inversor possui uma corrente máxima de entrada C.C. para garantir que este valor não seja ultrapassado, pode-se calcular a corrente máxima do sistema das fileiras das séries conectadas em paralelo, com o auxílio da expressão (4.16):

$$I_{Max} = I_{SC} \times N^o \text{ módulos em paralelo} \quad (4.16)$$

Onde:

I_{Max} - Corrente máxima dos módulos em paralelo [A];

I_{sc} - corrente de circuito-circuito do módulo fotovoltaico nas STC [A];

N^o módulos paralelo- número máximo de fileiras das séries fotovoltaicas, conectadas em paralelo.

Substituindo os valores na equação 4.15, verifica-se a corrente máxima do inversor:

$$I_{Max} = 18,40 \times 32$$

$$I_{Max} = 589 \text{ A}$$

Nota-se que a corrente máxima da *string* na entrada do inversor é menor que a corrente suportada pelo inversor. Nesta vertente não há riscos de queima do inversor utilizando 32 módulos conectado em paralelo.

4.3.9. Dimensionamento dos componentes de armazenamento

Para o caso de sistemas fotovoltaicos isolados ou com back-up é necessário o dimensionamento de um sistema que seja capaz de armazenar a energia excedente que é gerada durante o dia, para que as cargas possam ser alimentadas em períodos de ausência da luz solar e/ou falha na rede convencional de distribuição de energia eléctrica. O sistema de armazenamento é composto pelo banco de baterias e pelo controlador de cargas, que evita danos causados por sobrecargas ou descargas excessivas nas baterias (Vilalva, 2015).

Assim para cálculo da energia armazenada necessária para uma autonomia de 2 dias considerado no projecto é usada a seguinte expressão:

$$EC = ECD \times N^o \text{ autonomias} \quad (4.17)$$

Onde:

ECD- é a energia consumida diariamente;

N^o autonomias - é a quantidade de dias de autonomia (foi considerado dois dias).

Pela equação 4.17, energia consumida durante 2 dias é descrita da seguinte forma:

$$ECD = 827 \times 10^3 \times 2$$

$$ECD = 1744 \text{ kWh}$$

Para suprir a demanda nos dias de fraca radiação o sistema devera ter capacidade de disponibilizar ao povoado 1744 kW/h durante 2 dias de autonomia.

4.3.9.1 Cálculo da energia armazenada no banco de baterias:

$$E_A = \frac{ECD}{Pd} \quad (4.18)$$

Sendo:

EA - Energia armazenada no banco (kWh);

ECD - Energia consumida diariamente (kWh);

Pd - Profundidade de descarga permitida (Admitido um valor padrão para o tipo de bateria de lítio-íon de 80%).

$$E_A = \frac{1744 \times 10^3}{0,8} = 2180 \text{ kWh}$$

4.3.9.2 Capacidade do Banco de Baterias:

$$CBB = \frac{E_A}{U_{\text{Banco}}} \quad (4.19)$$

$$CBB = \frac{2180 \times 10^3}{820} = 2659 \text{ Ah}$$

Onde:

CBB - é a capacidade do banco de baterias;

V_{Banco} - é a tensão do banco de baterias obtida através de tensão total gerada por associado dos módulos em paralelo.

4.3.9.3. Número de baterias em série:

Se a tensão do sistema for maior que a tensão da bateria selecionada, então o número de baterias a colocar em série vai ser igual ao valor resultante da expressão seguinte:

$$\text{N}^\circ \text{ de baterias em série} = \frac{U_{\text{banco}}}{U_{\text{bateria}}} \quad (4.20)$$

$$\text{N}^\circ \text{ de baterias em série} = \frac{820}{48} = 17$$

O passo seguinte consiste no cálculo do número de baterias. Para tal, no caso de a capacidade do sistema ser maior que a capacidade da bateria fornecida pelo fabricante, é feita a determinação de qual o número de baterias a colocar em paralelo através da expressão seguinte.

4.3.9.4. Número de baterias em paralelo:

$$\text{N}^\circ \text{ de baterias em paralelo} = \frac{\text{CBB}}{C_{\text{bateria}}} \quad (4.21)$$

$$\text{N}^\circ \text{ de baterias em paralelo} = \frac{2659}{300} = 8$$

Por fim, pode calcular-se o número total de baterias

$$\text{N}^\circ \text{ total de baterias} = \text{N}^\circ \text{ de baterias em série} \times \text{N}^\circ \text{ de baterias em paralelo} \quad (4.22)$$

$$\text{N}^\circ \text{ total de baterias} = 17 \times 8$$

$$\text{N}^\circ \text{ total de baterias} = 136 \text{ baterias}$$

Através dos cálculos acima constatou-se que são necessários 136 baterias para suprir a demanda de energia na comunidade caso em alguns dias os módulos fotovoltaicos não gere nenhuma energia eléctrica.

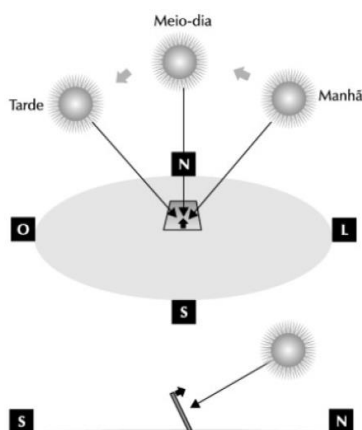
Foi escolhido baterias de Lítio-íon (Anexo 4) por possuir maior quantidade de ciclos de carga e descarga e por consequência maior vida útil, maior velocidade de carga, outra razão da escolha desse tipo de tecnologia para o projecto é que elas não possuem efeito memória.

4.5. Inclinação dos módulos fotovoltaicos

4.5.1. Orientação e inclinação dos módulos fotovoltaicos

De acordo com Vilalva (2012), é conforme a localização da usina que se pode definir a orientação e a melhor inclinação dos módulos solares fotovoltaicos. A figura 31 demonstra a correta orientação do módulo solar, com sua face orientada ao norte geográfico.

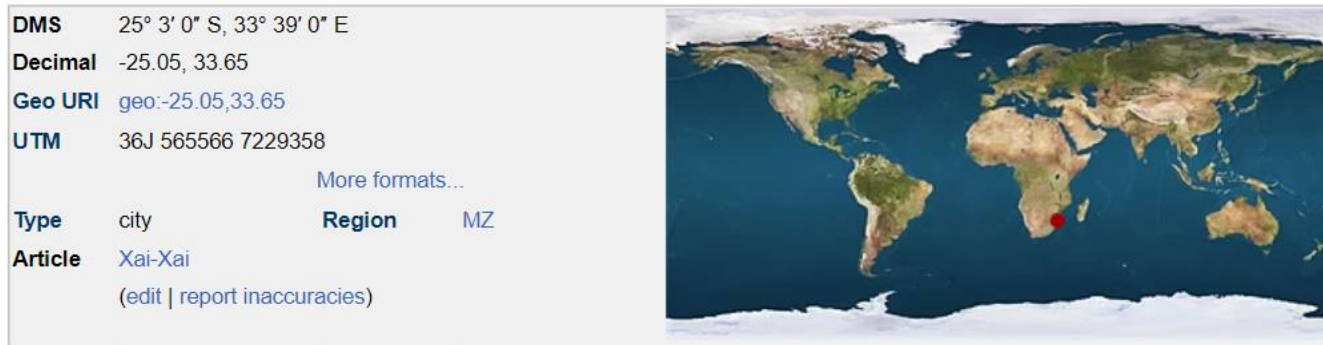
Figura 31- Orientação azimutal do módulo solar, com sua face orientada ao norte geográfico



Fonte: Vilalva (2012)

De acordo com Vilalva (2012), não é recomendado a instalação dos módulos com ângulo de inclinação inferior a 10° para evitar o acúmulo de poeira excessivo sobre os módulos.

Figura 32- Latitudes geográficas de cidade de Xai-Xai



Fonte: próprio autor (2024).

Para as localizações ao sul do equador, os módulos devem estar orientados ao Norte verdadeiro. Enquanto os países do hemisfério norte devem preferir orientar o sistema para o Sul verdadeiro. Com os painéis apontados para o norte, há um maior tempo de insolação durante as estações (principalmente no verão) o que faz com que a potência do sistema seja otimizada. Já o cálculo da inclinação dos painéis é feita pela equação:

$$\beta = 3,7 + 0,69 \times \emptyset$$

Onde:

β - é o ângulo de inclinação dos módulos fotovoltaicos em graus;

\emptyset - representa a latitude do local.

$$\beta = 3,7 + 0,69 \times 25$$

$$\beta = 20,95 \approx 21^\circ$$

Para a autolimpeza dos painéis com a chuvas, recomenda-se que sejam instalados a pelo menos 10° de inclinação. Na prática muitas instalações acabam por desconsiderar ou aproximar o cálculo da inclinação pois são colocados em estruturas já existentes, como telhados.

Neste caso, os módulos fotovoltaicos estarão instalados no solo, com um ângulo de inclinação de 21°.

Para definir a altura da estrutura de fixação dos painéis solares, escolhe-se uma equação que relaciona o seu comprimento ao seno do ângulo de inclinação. Estes valores são relacionados de acordo com a fórmula 4.23 (Tirapelle, Mura e Frazão, 2013, p.87).

$$h = L * \text{Sen}(\alpha) \quad (4.23)$$

Sendo:

h (m) - altura da haste de fixação;

L (m) - comprimento dos módulos fotovoltaicos;

A- inclinação dos painéis.

$$h = 2,384 \times \text{Sen}(21)$$

$$h = 85,4 \text{ cm}$$

A altura de estrutura de fixação dos módulos fotovoltaicos deve ser de 85,4 cm.

4.6. Fenómeno de sombreamento

Um dos aspetos importantes necessários à implementação de um sistema fotovoltaico é a disposição entre os vários painéis numa superfície. O objectivo é reduzir o efeito do fenómeno de sombreamento de um painel fotovoltaico em relação a outro, para tal, é determinando qual o afastamento máximo ideal entre fileiras (Autoria própria, 2024).

$$d = L \times \cos \beta + \frac{\sin \beta}{\tan \alpha} \quad (4.24)$$

Onde:

d - afastamento entre as fileiras;

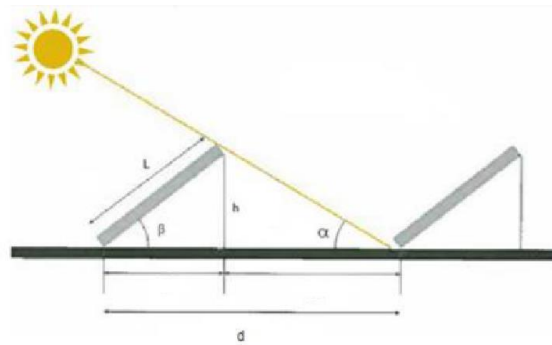
L - comprimento do módulo;

β - é a inclinação do painel;

α - altura mínima do sol, corresponde à altura mínima do sol a 21 de Junho ao meio dia.

É possível observar em detalhe, na figura 4.7 como esta análise é efectuada.

Figura 33- Esquema de perfil do espaçamento entre fileiras



Fonte: Autoria própria (2024).

O valor de L foi obtido a partir da folha de dados do módulo fotovoltaico seleccionado (Anexo 2), o ângulo β , cujo valor é 21° foi calculado através da equação 2.9, e o ângulo α será calculada pela equação seguinte:

$$\alpha = \text{sen}^{-1}(\text{sen } \delta \times \text{sen } \beta + \text{con } \delta \times \text{con } \beta \times \cos \omega)$$

Substituindo os valores na equação acima obtemos:

$$\alpha = \text{sen}^{-1}(\text{sen } (-25) \times \text{sen}(23,45) + \text{con } (-25) \times \text{con}(23,45) \times \cos 0)$$

$$\alpha = 42^\circ$$

$$d = L \times \left(\cos \beta + \frac{\sin \beta}{\tan \alpha} \right)$$

$$d = 2,384 \times \left(\cos 21 + \frac{\sin 21}{\tan 42} \right)$$

$$d = 3,175 \text{ metros}$$

Através dos cálculos acima referidos chegou-se a conclusão de que os painéis solares estarão separados uma da outra a uma distância de 3,175 metros.

4.7. Área necessária para alojamento da central

A seguir, será calculada a área do módulo de acordo com suas dimensões de 2384×1303×33 mm, conforme fórmula 4.25 (Autoria Própria, 2024).

$$\text{Área}_{total} = \left[(h \times \cos \beta) \times L_{fileira} + \left(\frac{h}{\tan \alpha} \right) \times L_{fileira} \right] \times N_{fileiras} \quad (4.25)$$

Em que,

$$L_{fileira} = C \times N_{módulos \text{ por fileira}} \quad (4.26)$$

Onde:

α - altura do solar;

β -inclinação dos módulos fotovoltaicos;

h- altura da haste de estrutura de apoio dos módulos fotovoltaicos;

$L_{fileira}$ - comprimento de cada fileira;

$N_{fileiras}$ – quantidade de fileiras de painéis solares.

Aplicando a fórmula 4.26 e 4.27 determina-se a área mínima necessária para a instalação dos módulos fotovoltaicos, então, teremos:

$$L_{fileira} = C \times N_{módulos \text{ por fileira}}$$

$$L_{fileira} = 1,303 \times 17 = 22,151 \text{ metros}$$

$$\text{Área}_{total} = \left[(0,854 \times \cos 21) \times 22,151 + \left(\frac{0,854}{\tan 42} \right) \times 22,151 \right] \times 16$$

$$\text{Área}_{total} = 667 \text{m}^2$$

Para acomodar todos os módulos fotovoltaicos é necessária no mínimo uma área de 667m²

Por fim, no momento de instalação dos módulos fotovoltaicos, recomenda-se que, no hemisfério Sul, eles sejam fixados com sua inclinação voltada para o Norte geográfico da localização devido a movimentação do sol e a inclinação da terra em seu próprio eixo (Nascimento, 2017). Para tornar ciência deste direcionamento, é necessário ir com uma bússola até às futuras instalações do sistema fotovoltaicos dimensionado e verificar para qual lado devem ser voltadas as placas.

4.8. Dimensionamento de cabos

4.8.1. Dimensionamento do cabo principal DC

O cabo de fileira estabelece a ligação entre os diversos painéis solares fotovoltaicos da fileira e a caixa de junção. Deve ser capaz de transportar uma corrente 25% superior à corrente de curto-circuito dos módulos sob as condições de referência e estar protegido contra falhas de terra e de curto-circuitos, respeitando assim a Norma Europeia IEC 60364-7-712.

$$I_{cabo} = 1,25 \times I_{sc} \quad (4.27)$$

Onde:

I_{cabo} - é a corrente que o cabo deverá ser capaz de transportar

$I_{sc\ PV}$ - é a corrente de curto-circuito do módulo operando com máximo valor de temperatura.

Pela equação (4.27) temos:

$$I_{cabo} = 1,25 \times 18,40$$

$$I_{cabo} = 23 \text{ A}$$

Determinada a corrente que o cabo terá de ser capaz de transportar, procede-se à escolha da secção do mesmo, em função da corrente eléctrica máxima admissível. A corrente eléctrica que o cabo terá de transportar, deve ser menor ou igual à corrente máxima suportada pelo cabo escolhido.

$$I_{cabo} \leq I_Z \quad (4.28)$$

Onde:

I_{cabo} - é a corrente que o cabo deverá ser capaz de transportar;

I_Z - é a corrente máxima suportada pelo cabo.

$$23 \leq 30$$

Para determinar a seção do condutor será usado o primeiro critério, que é o da capacidade máxima de condução de corrente eléctrica. Pois, o referido critério deve levar em consideração a temperatura do ambiente, o tipo de instalação eléctrica e o agrupamento dos condutores. Tudo isso de acordo com a norma NBR 5410:2008.

Também para determinar a seção transversal dos cabos das fileiras é utilizado o critério da queda de tensão admissível, que segundo a norma **ABNT- NBR 16690** recomenda que a queda de tensão nos cabos de corrente-continua deve estar entre 1% a 3%. Além disso, no critério da queda de tensão deve levar em consideração a corrente de condução do cabo conforme a equação 4.27, a resistividade do condutor escolhido, e o comprimento do cabo, cuja queda de tensão deseja determinar a seção do condutor usando o critério da queda de tensão (Freitas, 2008).

$$s = \frac{2 \times L \times \rho \times I}{\Delta V_{adm} \times V_n} \quad (4.29)$$

Onde:

S- seção do cabo;

ρ - coeficiente de resistividade do cobre dado por 0,0176 $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$;

L (m) - comprimento do cabo (m);

I_{max} corrigida - é a corrente máxima no cabo;

V_n - é a tensão nominal do sistema;

ΔV_{adm} - é a variação máxima da queda de tensão admissível.

Para o dimensionamento de cabo por uso do método de queda de tensão, será adotado comprimento total de cabos (positivo + negativo) de 45 metros para cada cabo e a tensão do sistema que os módulos fotovoltaicos geram é de 820 V. Através da substituição dos dados na fórmula (4.29) calcula-se a seção do cabo:

$$s = \frac{2 \times 45 \times 0,0176 \times 23}{0,02 \times 820} = 2,15 \text{ mm}^2$$

A seção nominal padronizada mais superior a 2,15 mm^2 é 4 mm^2 . Salienta-se que será usado cabo H1Z72-K, com capacidade de condução de corrente de 30 A capaz de suportar temperatura de operação 60 °C, que é instalado ao ar livre (Anexo 5).

4.8.2. Dimensionamento de cabos eléctricos de corrente alternada

Para os cabos em corrente alternada, o dimensionamento é feito considerando uma queda de tensão máxima de 3%, em relação à tensão nominal da rede eléctrica respeitando assim a norma Europeia IEC 60364-7-712.

Para o cálculo da secção mínima, será necessário determinar primeiro a corrente nominal CA, através da dedução das seguintes fórmulas:

$$P_n = \sqrt{3} \times U_{nCA} \times I_{nCA} \times \cos \phi \quad (4.30)$$

Que resulta em:

$$I_{nCA} = \frac{P_n}{\sqrt{3} \times U_{nCA} \times \cos \phi} \quad (4.31)$$

Onde:

P_n - é a potência nominal do inversor em corrente alternada C.A;

U_{nCA} - é a tensão nominal do inversor;

I_{nCA} - é a corrente nominal CA; e

$\cos \phi$ - é o factor de potência nominal do inversor.

Logo:

$$I_{nCA} = \frac{250 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400 \times \cos 0,98} = 361 \text{ A}$$

Como é possível verificar, o cabo CA deverá ter capacidade de condição mínima de 361 A.

Os cabos de ligação em CA são conectados primeiramente ao inversor até ao quadro de distribuição no barramento CA e a partir deste ponto à rede receptora. Sendo assim, será utilizado como referência cabo VAV de $4 \times 185 \text{ mm}^2$ que suporta a corrente máxima de 445 A, o cabo estará instalado no solo. O anexo 6 ilustra o tipo de cabo utilizado no projecto.

4.9. Dimensionamento de dispositivos de protecção

4.9.1 Dimensionamento de disjuntores de C.A

Os cabos de corrente alternada são protegidos por Disjuntores, os quais devem respeitar as normas impostas pelas R.T.I.E.B.T. Segundo o artigo 433.2, os dispositivos de protecção das canalizações contra sobrecargas devem satisfazer, simultaneamente, as duas condições seguintes:

$$I_B \leq I_n \leq I_z \quad (4.32)$$

$$I_2 \leq 1,45 \times I_z \quad (4.33)$$

Onde:

I_B - é a corrente de serviço do circuito;

I_n - é a corrente nominal do disjuntor;

I_z - é a corrente admissível pelo cabo; e

I_2 - corrente convencional de actuação do disjuntor.

Logo, a corrente nominal disjuntor geral de quadro de distribuição é:

$$I_B \leq I_n \leq I_z$$

$$361 \leq I_n \leq 445$$

$$I_n = 400 \text{ A}$$

Corrente convencional de actuação do disjuntor

$$I_2 \leq 1,45 \times I_z$$

$$I_2 \leq 1,45 \times 445$$

$$I_2 \leq 645 \text{ A}$$

Neste projeto é utilizado um Disjuntor de caixa moldada de 400 (Anexo 6).

4.9.2. Dimensionamento de dispositivos de protecção C.C

Para dimensionar os dispositivos de protecção, aplicam-se os critérios normalizados e também os recomendados pelo fabricante dos equipamentos. Para dimensionar o disjuntor do lado CC, que liga as fileiras ao inversor, segundo Barros (2011) baseada no que diz NBR5410:2008, os Disjuntores, de acordo com seus manuais, também devem obedecer ao que diz a condição seguinte:

$$I_B \leq I_n \leq I_z \quad (4.34)$$

Onde:

I_B - é a corrente de serviço do circuito;

I_n - é a corrente nominal do disjuntor;

I_z - é a corrente admissível pelo cabo.

$$18,4 \leq I_n \leq 30$$

$$I_n = 25 A$$

Para a protecção das fileiras será utilizados Disjuntores bipolares de 25 A de C.C da marca ZBENY com poder corte de 5 kA para cada fileira (anexo 8).

4.9.3 Díodo de bloqueio

De acordo com Vilalva (2015), o Díodo de bloqueio é um componente de protecção que é ligado em série e que deve suportar o dobro da tensão da fileira e também deve ser suportar mais 4% da corrente do curto-circuito das fileiras, conforme seguintes as expressões:

$$V_D \geq 2 \times Q_{tdmód} \times V_{oc} (T_{modmin}) \quad (4.35)$$

$$I_n = 1,4 \times I_{SC} \text{ mód} \quad (4.36)$$

Onde:

V_D - é a tensão reversa suportada pelo Díodo;

$Q_{tdmód}$ - é a quantidade de módulos associados em série;

$V_{oc} (T_{min mod})$ - é a tensão de circuito aberto de uma fileira operando em temperatura mínima;

I_n - corrente nominal do Díodo;

$I_{SC} \text{ mód}$ - corrente de curto-circuito do módulo fotovoltaico.

$$V_D \geq 2 \times 17 \times 50$$

$$V_D \geq 1700 \text{ V}$$

$$I_n = 1,4 \times 18,40$$

$$I_n = 25,76 \text{ A}$$

Com base nos critérios supracitados, os díodos selecionados foram os do modelo UFHV High Voltage Series. O Anexo 9 ilustra o modelo previsto para o projecto. O modelo do Díodo selecionado suporta uma tensão reversa de até 2000 V e 30 A de condução. A temperatura de operação do Díodo varia de -55° até 150°C.

4.10. Dispositivos de protecção contra surto-DPS

Além dos disjuntores, visando proteger o SFV de descargas atmosféricas, DPS também devem ser dimensionados pois protegem as instalações, os equipamentos e a pessoas que possam estar próximas do local. Estes dispositivos são vantajosos visto que, evitam que danos graves sejam causados a equipamentos de alto custo utilizados no sistema fotovoltaico, como módulos e inversores.

Será utilizado do lado DC um conjunto bipolar de DPS de classe II de corrente nominal de descarga de 20 kA e com corrente máxima de descarga de 45 kA, com tensão máxima de operação de 1000 Vcc (Anexo 10).

E para o lado de CA será utilizado DPS de classe II de corrente nominal de descarga de 20 kA e com corrente máxima de descarga de 45 kA, a tensão máxima de operação do será de 415 V (Anexo 11).

4.11. Análise económica

4.11.1. Custo total da central

O custo total envolve todos os gastos para que a central entre em operação. Este custo, também conhecido como turn-Key, engloba todos os gastos com equipamentos principais e secundários, assim como ferramentas e utensílios necessários para instalação, gastos extras durante o período de instalação e a mão-de-obra para implantação do sistema. A tabela 9 apresenta todos os custos detalhados necessários para implantação da central.

Tabela 8- Custos totais do projecto de sistema fotovoltaico

Equipamento	Preço unitário (MT)	Quantidade	Preço total (MTs)
Módulo fotovoltaico	14.000,00	512	7.168.000,00
Baterias	11.500,00	136	1.564.000,00
Inversor	280.000,00	1	280.000,00
Estrutura de fixação	378,00	500	189.000,00
Medidor Bidirecional	3250,00	1	3250,00
Conectores dos módulos	126,00	100	12.600,00
Cabo LXS 4×95 mm ²	—————	3×1000 metros	340.000,00
Cabo LXS 2×16 mm ²	—————	1000 metros	160.000,00
Cabo VAV 4×95 mm ²	—————	10 metros	15.000,00
Cabo H1Z72-K 4 mm ²	—————	500 metros	60.000,00
Postes de madeira de BT 9 m	8.000,00	110	880.000,00
Conjunto de acessórios de espas de BT	—————	36.000,00	36.000,00
Díodos de bloqueio	500,00	17	8.500,00
Disjuntores bipolares de 25 A	300,00	17	5.100,00
Disjuntor cx moldada Tripolar de 350 A	3.000,00	1	3.000,00
Disjuntor cx moldada Tripolar de 400 A	4500,00	1	4500,00
Quadro dos Strings	10.000,00	1	10.000,00
Quadro eléctrico de BT	16.800,00	1	16.800,00
DPS de C.C	3.000,00	1	3000,00
DPS de CA	2.500,00	1	2.500,00
Cabos aterramento cobre nú de 25 mm ²	154,84	50 m	7742,00
Eléctrodos de aterramento e seus acessórios	500,00	6	3000,00
Sub-total 1			9.207.992,00
IVA (16%)			1.473.278,72
Sub-total 2 (Sub-total 1+16% de IVA)			10.681.270,72
Mão-de-obra (15%)			1.602.190,61
Total (Mts)	Sub – total 1 + 16% de IVA + Mão – de – obra		12.283.461,33

4.11.2. Tempo de retorno do investimento, em inglês designado por *payback*

No dimensionamento de um sistema fotovoltaico, o *payback* indica o tempo necessário para que as economias geradas cubram todos os gastos iniciais da instalação, e assim dar lucro para o proprietário. Em suma, este cálculo é feito pelo levantamento do custo total do investimento e dividindo-se pela energia gerada anualmente, conforme equação (4.37) (Silva 2017).

Desta forma, observa-se que o custo total do investimento inicial para implementação desta tecnologia é de 12.283.461,33 Mts.

Como o investimento destina-se a comercialização, a análise da viabilidade financeira consiste em comparar o custo do investimento apurado neste trabalho e o custo da energia eléctrica convencional ao povoado de Tetene ao longo do tempo, determina-se assim o número de anos para que retorne o investimento, usando a seguinte fórmula:

$$\text{Payback} = \frac{I_o}{\text{Tarifa} \times E_{gerada}} \quad (4.37)$$

Onde:

I_o (Mts) - investimento inicial para a instalação do sistema fotovoltaico;

Tarifa por quilowatt- são os gastos anuais pela compra de electricidade fornecida pela EDM.

De referir que o custo de energia eléctrica fornecida pela EDM para o sector a que se enquadra o local em estudo (tarifa doméstica) é de 8,44 Mts/kWh para tarifa doméstica;

E_{gerada} - energia produzida por ano dado MWh.

A energia produzida ao ano por sistemas fotovoltaicos é obtida através da soma da energia gerada em cada mês que pode ser calculada através da equação 4.38.

$$E_{gerada} = P_{FV} \times N_{dias} \times HSP \times TD \times 12 \quad (4.38)$$

Onde:

E_{gerada} - energia gerada por ano em MWh;

P_{FV} - Potência do sistema fotovoltaico;

N_{dias} - número de dias no mês;

HSP (h/dia) - hora de sol pleno;

TD - taxa de desempenho;

A taxa de desempenho é um indicador que serve para avaliar a geração de energia eléctrica, considerando as perdas do sistema fotovoltaico real e as variações de irradiação solar e da temperatura. Segundo o CRESESB (2014), a taxa de desempenho no Brasil varia de 70% a 80%.

Assim a energia gerada por ano é de:

$$E_{gerada} = 188 \times 10^3 \times 30 \times 5,5 \times 0,8 \times 12$$

$$E_{gerada} = 297792 \text{ kWh}$$

Que equivale dizer que a energia gerada por ano é aproximadamente igual a 298 MWh.

4.11.3. Ganho anual na venda de energia

$$\text{Ganho anual} = E_{gerada} \times \text{Tarifa de venda de energia} \quad (4.40)$$

$$\text{Ganho anual} = 297792 \text{ kWh} \times 8,44 \text{ Mts/kWh}$$

$$\text{Ganho anual} = 2.513.364,48 \text{ Mts}$$

A central terá a capacidade de gerar lucros de 2.513.364,48 Mts no mínimo a cada ano, então o payback será dado por:

$$\text{Payback} = \frac{12.283.461,33}{8,44 \times 297792} \cong 5$$

Portanto para se ter retorno de investimento são necessários 5 anos.

Porém, através dos cálculos acima pode se verificar que os primeiros 5 anos a central não gera lucro, entretanto os lucros gerados são para o pagamento de investimento de implementação da central.

V. DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

Após todos os cálculos e análises necessárias para o dimensionamento da central fotovoltaica, tem-se um projecto com potência instalada de 255 kVA capaz de suprir a demanda de energia eléctrica dos moradores do povoado de Tetene onde este é dimensionado, que contém 119 casas divididas em grupo, na qual tem-se 68 casas do tipo 1, 33 casas do 2 e 18 casas do tipo 3. Ao todo são necessários 512 módulos fotovoltaicos que são dispostos em 17 fileiras, sendo constituído por 1 inversor de 250 kW com factor de potência de 0,98 do fabricante Solar SMA, este inversor está ligado aos 16 módulos fotovoltaicos em série e 32 módulos em paralelo. Os cabos dos módulos fotovoltaicos são encaminhados para caixas de junção "string box" na qual faz-se o fechamento em paralelo das fileiras e na mesma string box encontra-se dispositivos de protecção contra descargas atmosféricas e protecção contra corrente reversa através de Díodo de bloqueio, dispositivos estes que protegem os módulos tanto como o inversor de eventuais falhas eléctricas ou falhas de natureza atmosférica. Para o dimensionamento do gerador fotovoltaico foi utilizado o valor da irradiância média dos meses do ano, no qual o índice obtido para calcular a potência fotovoltaica foi neste caso: 5,5 kWh/m² dia.

No entanto, devido à compensação de valores, o dimensionamento desenvolvido ao longo do projecto fornece uma solução possível para implantação de uma central fotovoltaica com potência efectiva de 250 kW. Sistema, o qual é capaz de suprir 90 % da demanda do consumo de energia eléctrica do povoado de Tetene, que atende também o factor de crescimento carga de 7 % ao longo dos 5 anos, ocupando uma área de 667m² que consiste na produção de 298 MWh por ano.

Diante das análises iniciais, pode-se constatar que o projeto está dentro dos limites estabelecidos no início do dimensionamento. Assim como, a tensão equivalente do sistema, 800 V está dentro do intervalo de MPPT do inversor interativo selecionado, o que garante que o equipamento funcione com alto rendimento e sem riscos de danificar-se o inversor. Assim os custos para aquisição dos materiais e mão-de-obra da central equivalem 12.283.461,33 Mts.

Através do Google Maps, fez-se levantamento de quantidade de postes para distribuição de energia eléctrica, com estudo obtém-se uma planta geral desde a central de produção até à distribuição. Assim a planta da central fotovoltaica é apresentado em anexo nesse projecto.

VI. CONCLUSÃO

Diante dos objectivos estabelecidos, concluiu-se que o projecto de dimensionamento de uma central fotovoltaica para fornecimento de energia eléctrica ao povoado de Tetene foi elaborado com êxito. Foi verificado que há disponibilidade de espaço e condições físicas favoráveis para desenvolvimento da instalação do sistema dimensionado, constatando que, caso haja interesse e recursos financeiro suficientes para elaboração e implantação do projecto, é possível concretizá-lo.

Os resultados encontrados foram considerados válidos. Com base nos cálculos, o sistema dimensionado é capaz de produzir 250 kW por dia e 298 MWh por ano. A orientação, insolação elevada e constante foram factores positivos para o aproveitamento do recurso solar para produção de energia eléctrica.

A central é constituída por módulos fotovoltaicos de silício monocristalino, inversor solar central trifásico de 250 kW e baterias de lítio com capacidade de suprir a demanda energética com autonomia de 2 dias, os cabos utilizados para ligação dos módulos fotovoltaicos são cabos do tipo H1Z72-K de 4 mm², ao passo que na saída do inversor são utilizados cabos LXS 4×95 mm² e para distribuição nas residências são utilizados cabos LXS 2×16 mm².

O sistema fotovoltaico tem como vantagens a não poluição, é renovável, limpo, silencioso, necessita de pouca manutenção e é de fácil instalação. Suas desvantagens são o alto custo de aquisição, principalmente por não gerar energia eléctrica à noite e é necessário a construção de um banco de baterias que encarecem o sistema.

O objectivo do projecto foi analisar o perfil de consumo de cargas de equipamentos eléctricos e dimensionar sistema capaz de atender a necessidade do povoado em questão.

O sistema fotovoltaico apresentou um gasto de 12.283.461,33 Mts. Apesar do investimento inicial elevado, 12.283.461,33 Mts, a análise financeira do projecto comprovou que o tempo de retorno para o investimento necessário à sua instalação, dar-se-á no 5º ano do seu funcionamento porem com ganho anual de 2.513.364,48 Mts.

VII. RECOMENDAÇÕES

No decorrer do presente projecto surgiram algumas ideias e perspectivas de investigação e desenvolvimento para trabalhos futuros, assim recomenda-se:

- ✚ Estudo do impacto das sombras para todos os dias do ano, não só para os solstícios e equinócios, como foi realizado nesta monografia;
- ✚ Utilização de softwares de simulação solar com finalidade de aferir os resultados obtidos;
- ✚ Por fim, outro estudo sugerido, é a utilização de um sistema buscador solar, ou tracker solar, podendo ser de 1 ou 2 eixos. Desta forma, pode haver um acréscimo na irradiação recebida em função da mudança na inclinação e orientação dos módulos.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Amaral, L.P. (2023). *Sistema fotovoltaico em vila residencial: Viabilidade técnica e econômica*. Trabalho Final de Curso apresentado como parte dos requisitos para obtenção do Grau de Engenheiro Ambiental na Universidade Federal de Ouro Preto.

Barros, H. (2011). *Anteprojeto de um sistema fotovoltaico de 12 kWp conectado à rede*. Monografia de graduação. Universidade Federal do Rio de Janeiro.

Baterias de lítio – íon. (S.d). *Catálogo de baterias*.

Blue .S. (2017). *Os sistemas de energia solar fotovoltaica*. Brasil.

Braga, P., ; Renata. (2008). *Energia solar fotovoltaica: Fundamentos e aplicações*. Brasil.

Carneio, J. (2009). *Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos (sistemas ligados à rede e sistemas autônomos)*. Universidade de Minho.

Carneiro, S. A. (2016). *Projeto de sistema fotovoltaico conectado à rede aplicado a uma fábrica de rações do ramo de avicultura*. 2016. 105 f. Monografia (Graduação em Engenharia de Energias Renováveis) -Universidade Federal do Ceará, Fortaleza.

Catálogo de díodos de Alta Tensão. (2021). *Axial Lead Power Diodes- High Voltage*. VERSION: 5.0.

CEPEL. *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos*. Disponível em:<http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf/>. Acesso em : 5 jul. 2016.

Costa, R. J. (2011). *Comparação de métodos de seguimento solar para sistemas fotovoltaicos*. Obtido em 11 de setembro de 2021,

CRESESB. (2014). *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos*. Brasil.

CRESESB. *Centro de referência para energia solar e eólica Sérgio de Salvo Brito*. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/>>. Acesso em : 20 Agosto. 2024.

- Dazcal, R.; Mello, A. (2008). *Estudo da implementação de um sistema de energia solar fotovoltaica em um edifício da Universidade Presbiteriana Mackenzie*. Abenge – Associação Brasileira de Educação de Engenharia. Fortaleza.
- EDM. (2019). *Ajustamento tarifário de venda de energia eléctrica*. Circular No. 02/DGC/ 2019. Maputo.
- EDM. (2019). *Contributo da FUNAE nas energias renováveis*. Maputo.
- Eurocabos. (S.d). *Tabelas Técnicas- Condutores Eléctricos – Versão Mai 06*. Lisboa.
- Fachin, O. (2001). *Fundamentos de metodologia* (3ª ed.). Editora Saraiva. São Paulo.
- Foster, R., Ghassemi, M., & Costa, A. (2009). *Solar energy: renewable energy and environment*. Boca Raton: CRC Press.
- Freitas, S. S. A. (2008). *Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos*, Relatório de projecto para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Industrial Engenharia Electrotécnica, Instituto politécnico de Bragança.
- FUNAE. (2019). *Projeto de energia para todos*. Maputo.
- Galdino, M. A., ; Lima, J. H. G. (2002). *O programa nacional de eletrificação rural baseado em energia solar fotovoltaica*. In: Anais do IX Congresso Brasileiro de Energia-CBE.
- General C. (2017). *Catálogo de cabos de corrente contínua, cabo prysun*.
- Gil, A. C. (1999). *Métodos e técnicas de pesquisa social* (5ª ed.). Atlas. São Paulo.
- Gil, A. C. (2008). *Métodos e técnicas de pesquisa social* (6ª ed.). Atlas. São Paulo.
- Gil, A. Carlos. (2007). *Métodos e técnicas de pesquisa social* (5ª ed.). Atlas, São Paulo.
- Góis, Pedro., Sousa, Matheus., & Lemos, Herick. (2020). *Influência da inclinação e azimute de Superfície de módulos fotovoltaicos na geração de energia eléctrica na cidade de Mossoró*. Universidade Federal Rural Do Semiárido – Ufersa. Curso de Bacharelado em Ciência e Tecnologia, Trabalho de conclusão de curso. Mossoró.

Goswami, D. Y. (2015). *"Principles of solar engineering"*. Boca Raton: Taylor & Francis Group.

IEA – *International Energy Agency; Statistics* –Latest statistics and news. <<http://www.iea.org/statistics/>> Acesso em: 03/07/2016.

Instituto Superior Técnico. (2004). *Energia fotovoltaica- Manual sobre tecnologias, projecto e instalação* – Volume técnico no âmbito do projeto financiado pela comissão europeia programa ALTENER.

Iqbal, M. (1983). *An Introduction to Solar Radiation, Academic Press*, Toronto, Canada.

Lakatos, E. M., ; Marconi, M. A. (2011). *Metodologia científica* (6ª ed.). São Paulo: Atlas.

Luque, A., ; Hegedus, S. (2003). *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*. West Sussex: John Wiley & Sons Ltd.

Macedo, C., L., ; Macêdo, N. W. (2010). *Curso teórico prático de especialização a nível técnico sobre sistemas fotovoltaicos – Eletrificação Predial e Bombeamento de Água – (p.1-113)*. Alter do Chão, Santarém – Pará.

Machado, L. S. (2019). *Estudo e implantação de um sistema fotovoltaico conectado a rede em uma residência*. Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso Técnico em Eletrotécnica da Etec Philadelpho Gouvêa Netto, orientado pelo Prof. Mário Kenji Tamura, como requisito parcial para obtenção do título de técnico em eletrotécnica. São José do Rio Preto/SP.

Marconi, M., Lakatos, M.. (2003). *Fundamentos de metodologia científica*; 5ª Edição; Editora Atlas S.A; São Paulo.

Mc Daniels, D. K. (1984). *The Sun: Our Future Energy Source* (2ª ed.). University of Oregon, New York.

Messenger, R. A., & Ventre, J.(2010). *Photovoltaic systems engineering* (3ª ed.). New York: Crc Press.

Metaltex. (S.d). *Catálogo de dispositivo de protecção contra surto DPS*.

- Morais, Caio. (2020). *Célula fotovoltaica: Tudo o que precisa de saber*. São Paulo.
- Nascimento, C. A. (2004). *Princípio de funcionamento da célula fotovoltaica*. Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) – Universidade Federal de Lavras – UFLA.
- Nascimento, F. A. (2017). *Sistema fotovoltaico e de aquecimento solar aplicado à produção de biodiesel em reator sustentável: design, prototipagem e análise*. Trabalho de Conclusão de Curso.
- NBR 16690. (2019). *Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos — Requisitos de projecto*, (1ª ed.).
- Oliveira, F. G. C. (2013). *Dimensionamento de uma central de miniprodução fotovoltaica para uma exploração agrícola direcionada à indústria de laticínios*. Dissertação submetida para a obtenção do grau de Mestre em Energias Sustentáveis. Instituto Superior de Engenharia do Porto Departamento de Engenharia Mecânica.
- Oliveira, M., & Alexandre, F. (2010). *Curso técnico instalador de energia solar fotovoltaica*. Publindústria.
- Pereira, F., & Oliveira, M. (2011). *Curso técnico instalador de energia solar fotovoltaica*. Porto: Publindústria.
- Pinho, J. T., & Galdino, M. A. (2014). *Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos*, Rio de Janeiro, Brasil.
- Pradanov, C. C., & Freitas, E.C. (2013). *Metodologia do trabalho científico: métodos e técnicas da pesquisa e do trabalho acadêmico* (2ª ed.). Novo Hamburgo: Feevale.
- Prieb, C. W. M. (2002). *Desenvolvimento de um sistema de ensaio de módulos fotovoltaicos. 54 f. Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós- Graduação em Engenharia Elétrica- Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Escola de Engenharia*.
- Ribeiro, C. H. M. (2012). *Implantação de um sistema de geração fotovoltaica*. Monografia apresentada ao curso de Engenharia de Controle e Automação como parte dos requisitos para a obtenção do Grau de Engenheiro de Controle e Automação na Universidade Federal de Ouro Preto.

Saúde, A.V.. (2022). *Desenvolvimento de um sistema unificado de venda pré-pago de energia fotovoltaica para o FUNAE*. Relatório de estágio apresentado à Universidade Eduardo Mondlane Faculdade De Engenharia- Departamento De Engenharia Electrotécnica curso de Licenciatura como requisito para aquisição do grau de licenciatura em Engenharia Electrónica. Maputo.

Silva, M. R. (2017). *Estudo do dimensionamento e da viabilidade econômica de um sistema fotovoltaico conectado à rede para o Centro Educacional Municipal de Paulo Afonso*. Trabalho de Conclusão de Curso. (CEMPA).

Souza, R. D.(2014). *Introdução a sistemas de energia solar fotovoltaica*. Ribeirão Preto: BlueSol Solar.

Tamele, Z., & Basílio. (2007). *Determinação da radiação solar em Moçambique pelo método de Allen para o período 1975 – 2005; Moçambique – Maputo*.

Tidwell, J. W., & Weir, A. D. (20016). *"Renewable energy resources"*. Abingdon: Taylor & Francis Group.

Tirapelle, G., A. H.; Mura, L B., & Frazão, Lucas. (2013). *Análise da viabilidade técnica de painéis solares fotovoltaicos conectados à rede, com backup de energia, instalados em postos de combustíveis*. Trabalho de Conclusão de Curso.

Tramontina. (2024). *Catalogo de materiais electricos*. Unidade Fabril ELETRIK.

Trinasolar. (2023). *Catalogo de especificoes tecnicas do modulo fotovoltaico monocristalino bifacial*.

Urbanetz Júnior, J. (2015). *Energia Solar fotovoltaica e o desempenho do SFVCR do escritório Verde da UTFPR*. Palestra Instituto de Engenharia do Paraná – IEP. Curitiba – PR.

Varejão, S. (2006). *Meteorologia e climatologia*. Brasil.

Vasconcelos, B. V. (2013). *Estudo de implantação de um sistema de microgeração distribuída residencial*; Brasil.

Vilalva, M. G (2015). *Energia solar fotovoltaica: Conceitos e Aplicações* (1ª ed.). Editora Erica, São Paulo.

Vilalva, M. G. (2012). *Energia solar fotovoltaica: Conceitos e Aplicações* (2ª ed.). Editora Érica, São Paulo.

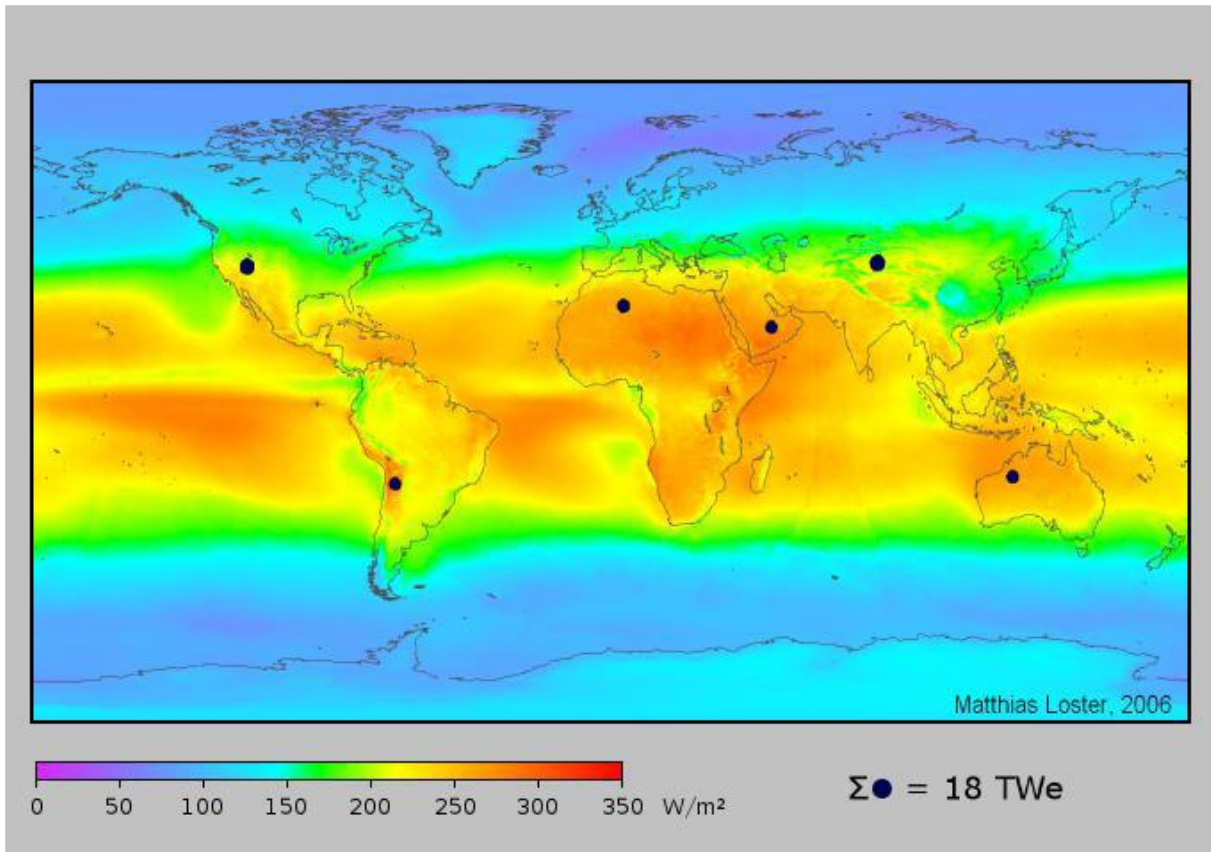
Wendling, M. (2011). *Semicondutores: conceitos básicos*. Disponível em: <<http://www2.feg.unesp.br/Home/PaginasPessoais/ProfMarceloWendling/1---semicondutores.pdf>>. Acesso em: 14 de out. 2015.

ZBENY. (S.d). *Catálogo de disjuntores de CC*.

ANEXOS

Anexo 1 - Mapa-mundo com escala de energia W/m^2 que resume as médias de radiação solar nas diferentes zonas.

- Pode constatar-se que nas zonas equatoriais e trópicos são as mais irradiadas e assim sendo constituem as regiões de maior potencial fotovoltaico.



Fonte: International Energy Agency (IEA).

Anexo 2- Fichas técnicas dos módulos fotovoltaicos

Vertex IV

N-type i-TOPCon bifacial dual glass
Monocrystalline module

PRODUCT: TSM-NEG21C.20
PRODUCT RANGE: 685-710W

710W

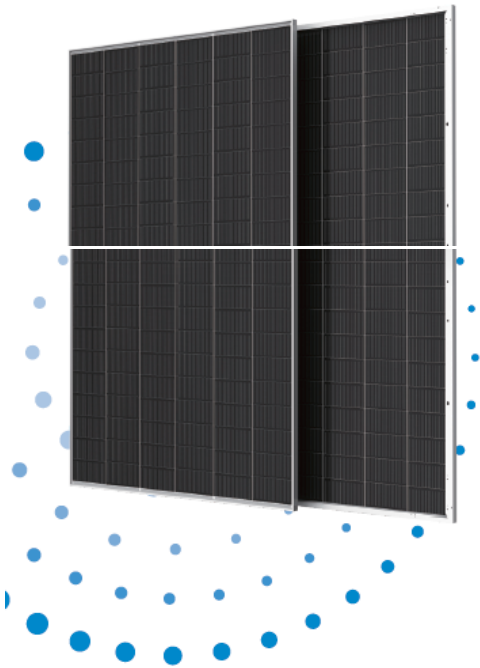
MAXIMUM POWER OUTPUT

0~+5W

POSITIVE POWER TOLERANCE

22.9%

MAXIMUM EFFICIENCY



High customer value

- The star of LCOE (Levelized Cost Of Energy) .Higher string power feature effectively reduces BOS (Balance of System)and LCOE
- More energy harvest with cutting-edge N-type i-TOPCon technology
- Designed for compatibility with existing mainstream system components



High power up to 710W

- Up to 22.9% module efficiency with high density interconnect technology
- SMBB (Super multi-busbar) technology for better light trapping effect, lower series resistance and improved current collection



High reliability

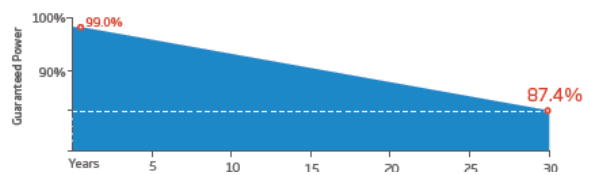
- Minimized micro-cracks with innovative non-destructive cutting technology
- Resistant to harsh environments such as salt, ammonia, sand, high temperature and high humidity areas
- Mechanical performance up to 5400 Pa positive load and 2400 Pa negative load



High energy yield

- Excellent product bifaciality and low irradiation performance, validated by 3rd party
- Lower degradation: 1% first year, 0.4% annually thereafter
- Lower temperature coefficient (-0.29%/°C)
- Up to 30% additional power gain from back side depending on albedo

Trina Solar's Vertex Bifacial Dual Glass Performance Warranty



MECHANICAL DATA

Solar Cells	N-type Monocrystalline
No. of cells	132 cells
Module Dimensions	2384×1303×33 mm (93.86×51.30×1.30 inches)
Weight	38.3 kg (84.4 lb)
Front Glass	2.0 mm (0.08 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	POE/EVA
Back Glass	2.0 mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass)

ELECTRICAL DATA (STC & NOCT)

Testing Condition	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Peak Power Watts- P_{MAX} (Wp)*	685	522	690	526	695	531	700	534	705	540	710	543
Power Tolerance- P_{MAX} (W)	0 ~ +5											
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	39.8	37.4	40.1	37.7	40.3	37.9	40.5	38.0	40.7	38.3	40.9	38.5
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	17.19	13.93	17.23	13.95	17.25	14.00	17.29	14.04	17.33	14.08	17.36	14.12
Open Circuit Voltage- V_{oc} (V)	47.7	45.3	47.9	45.4	48.3	45.9	48.6	46.1	48.8	46.3	49.0	46.5
Short Circuit Current- I_{sc} (A)	18.21	14.67	18.25	14.71	18.28	14.72	18.32	14.76	18.36	14.80	18.40	14.83
Module Efficiency η_m (%)	22.1		22.2		22.4		22.5		22.7		22.9	

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AML5. NOCT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s. *Measuring tolerance: ±3%.

TEMPERATURE RATINGS

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2°C)
Temperature Coefficient of P_{MAX}	-0.29%/°C
Temperature Coefficient of V_{oc}	-0.24%/°C
Temperature Coefficient of I_{sc}	0.04%/°C

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40~+85° C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC) 1500V DC (UL)
Max Series Fuse Rating	35A

WARRANTY

- 12 year Product Workmanship Warranty
- 30 year Power Warranty
- 1% first year degradation
- 0.40% Annual Power Attenuation

Fonte: Trinasolar (2023).

SUNNY CENTRAL 200 / 250 / 250HE / 350

SC 200 / SC 250 / SC 250HE / SC 350



Seguro

- Magnetotérmico de CC con rearme automático
- Protección contra sobretensión en los lados de CC y de CA

Comunicativo

- Consultas a distancia de manera sencilla mediante acceso remoto
- Envío de avisos de estado por correo electrónico o mensaje de texto al móvil

Opcional

- Monitorización de corriente String
- Rango de tensión CC de entrada ampliado hasta 1000 V

SUNNY CENTRAL 200 / 250 / 250HE / 350

Contacto directo a la red de baja tensión

Datos técnicos	Sunny Central 200	Sunny Central 250	Sunny Central 250HE	Sunny Central 350
Valores de entrada				
Potencia nominal de CC	210 kW	262 kW	261 kW	369 kW
Potencia máxima de CC	230 kW _p ¹⁾	290 kW _p ¹⁾	285 kW _p ¹⁾	405 kW _p ¹⁾
Rango de tensión MPP	450 V – 820 V ⁵⁾	450 V – 820 V ⁵⁾	450 V – 820 V ⁵⁾	450 V – 820 V ⁵⁾
Tensión máx. de CC	880 V	880 V	880 V	880 V
Corriente continua máx.	472 A	591 A	591 A	800 A
No. de entradas de CC	5	8	8	12
Parámetros de salida				
Potencia nominal de CA	200 kW	250 kW	250 kW	350 kW
Potencia máx. de CA	200 kW	250 kW	250 kW	350 kW
Tensión nominal de CA	400 V	400 V	270 V	400 V
Corriente nominal de CA	289 A	361 A	535 A	505 A
Frecuencia de red de CA 50 Hz	•	•	•	•
Frecuencia de red de CA 60 Hz	•	•	•	•
Máx. cos ϕ	> 0.98	> 0.98	> 0.98	> 0.98
Coefficiente de distorsión máx.	< 3 %	< 3 %	< 3 %	< 3 %
Consumo de potencia				
Autoconsumo en funcionamiento	< 1000 W	< 1500 W	< 1500 W	< 2500 W
Consumo en stand-by	< 70 W	< 80 W	< 80 W	< 70 W
Tensión auxiliar externa	230 V, 50/60Hz	400 V, 50/60 Hz	400 V, 50/60 Hz	400 V, 50/60 Hz
Fusible de entrada exterior para alimentación auxiliar		B 16 A, 1 polos	B 16 A, 3 polos	B 16 A, 3 polos B 16 A, 3 polos
Dimensiones y peso				
Altura	2120 mm ⁴⁾	2120 mm ⁴⁾	2120 mm ⁴⁾	2120 mm ⁴⁾
Ancho	2000 mm	2400 mm	2400 mm	2800 mm
Profundidad	850 mm	850 mm	850 mm	850 mm
Peso	1600 kg	2070 kg	1170 kg	2800 kg
Coefficiente de rendimiento²⁾				
Rendimiento máx.	95,7 %	96,1 %	97,5 %	96,0 %
Rendimiento europeo	94,5 %	95,2 %	96,7 %	95,2 %
Clase de protección y condiciones ambientales				
Clase de protección (según CEI 60529)	IP20	IP20	IP20	IP20
Rango de temperatura de servicio	-20 °C ...+40 °C	-20 °C ...+40 °C	-20 °C ...+40 °C	-20 °C ...+40 °C
Humedad rel. del aire	15 %...95 %	15 %...95 %	15 %...95 %	15 %...95 %
Consumo de aire fresco	3300 m ³ /h	4200 m ³ /h	3500 m ³ /h	6500 m ³ /h
Altitud máx. sobre el nivel del mar (NN)	1000 m	1000 m	1000 m	1000 m

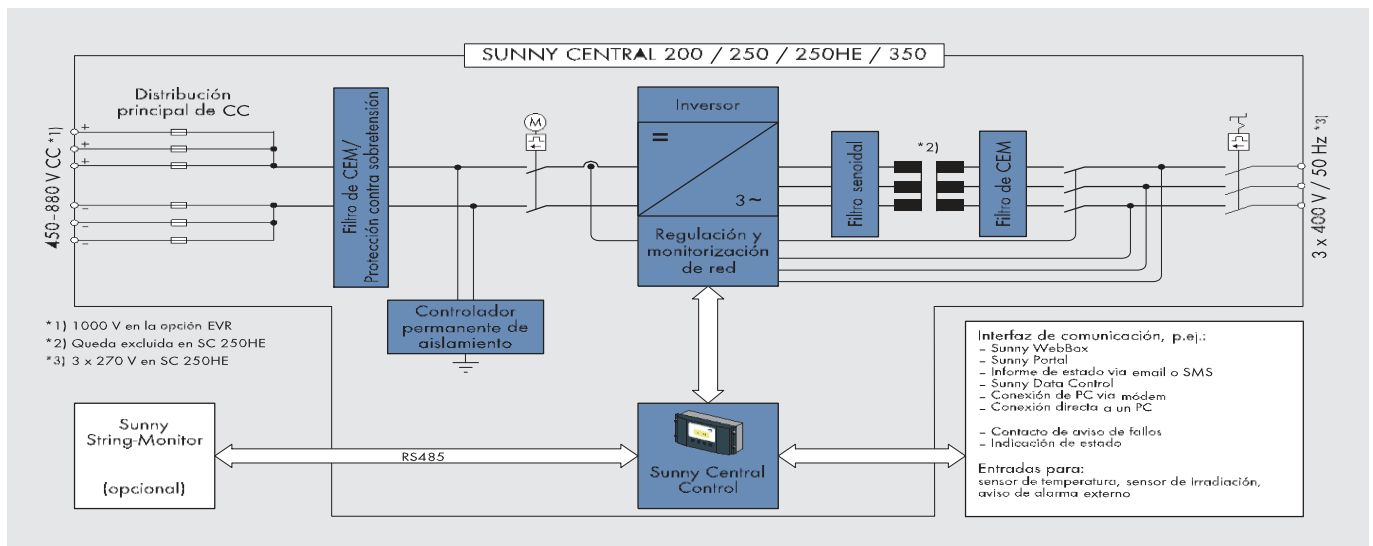
	Sunny Central 200	Sunny Central 250	Sunny Central 250HE	Sunny Central 350
Características				
Display (SCC)	•	•	•	•
Monitorización de toma a tierra	•	•	•	•
Calefacción	•	•	•	•
Interruptor de emergencia	•	•	•	•
Interruptor de potencia en el lado de CA	•	•	•	•
Interruptor de potencia en el lado de CC	con accionamiento por motor	con accionamiento motor	con accionamiento por motor	con accionamiento por motor
Descargadores de sobretensión de CA monitorizados	• (no con red TT)	• (no con red TT)	• (no con red TT)	• (no con red TT)
Descargadores de sobretensión de CC monitorizados	•	•	•	•
Descargadores de sobretensión monitorizados,	• (no con red TT)	• (no con red TT)	•	• (no con red TT)

Interfaces de SCC (Sunny Central Control)				
Comunicación (NET-Piggy-Back, opcional)	Análogo, ISDN, Ethernet	Análogo, ISDN, Ethernet	Análogo, ISDN, Ethernet	Análogo, ISDN, Ethernet
Entradas analógicas	1 x PT100, 2 x A _m ³⁾	1 x PT100, 2 x A _m ³⁾	1 x PT100, 2 x A _m ³⁾	1 x PT100, 2 x A _m ³⁾
Protección de sobretensión para entradas analógicas	○	○	○	○
Conexión del Sunny String-Monitor (COM1)	RS485	RS485	RS485	RS485
Conexión PC (COM3)	RS232	RS232	RS232	RS232
Contacto libre de potencial (alarmas de fallos externos)	1	1	1	1

Certificados / inscripciones				
CEM	EN 61000-6-2 EN 61000-6-4			
Conformidad CE	•	•	•	•
Conforme a la EEG ⁶⁾	•	•	•	•
RD 1633 / 2000	•	•	•	•
• De serie ○ Opcional —no disponible				
Modelo comercial	SC 200	SC 250	SC 250HE	SC 350

- 1) Datos válidos para valores de radiación = 1000 (kWh/(kWp x año))
- 2) Rendimiento medido sin autoalimentación a U_{CC} = 500 V
- 3) Conexión para un sensor analógico, con técnica de dos y cuatro conductores, por parte del cliente
- 4) En la opción EVR, el armario de distribución se elevará 210 mm.
- 5) U_{CC min} siendo U_{CA, nom} ±5 % y cos φ = 1
- 6) Capacidad de gestión de seguridad de red y soporte de tensión estática

Por favor observe las Indicaciones para el transporte del Sunny Central y las Instrucciones de instalación del Sunny Central



Fonte: Catálogo de inversores SMA Solar Technology AG (S.d).

Anexo 4- Fichas técnicas das baterias para aplicação nesse projecto



Model	BCT-UU 48-300	
Basic Specifications	Nominal Capacity	300Ah
	Nominal Voltage	48V(51.2V)
	Electricity(kWh)	15.36kWh
Input	Full charge Voltage	57.6V-60V
	Maximum Charging Voltage	90V
	Input Voltage Range	60V-100V
	Continuously Use Input Current	100A
	Maximum Solar Panel Input Current	100A
	Rshoot delay protection	1000ms
Output	Continuously Use Output Current	100A
	Discharge Cut-off Voltage	40V-46V
	Over-Discharge Delay Protection	1000ms
	Short Circuit Protection Delay	300us
	Short Circuit Protection Recovery	Disconnect load
	Instant Start Current	300A
	Instant Start Current Time	10S

Battery	Cell Type	LiFePO ₄ Battery/LFP
	Storage Temperature Range	Short-Term -20°C-40°C(Within 1 month)
		Long-term 10°C-35°C(Within 1 year)
	Operating Temperature Range	-15°C-60°C
	Recommended Temperature Range	10°C-40°C
	Storage Humidity	≤75% RH
	Atmospheric Pressure	Below 5000 above sea level
	Self-Discharge (25°)	<3%/Month
	Depth of Discharge	>80%
	C-rate Discharge	<0.8C
Cycle Life	> 6000 Times (<0.5c)	
Other	Certification Standards	UN38.3/CE/MSDS/DGM
	Warranty	5 years
	Product Size	798±2×565±2×401±2mm
	Packing Size	903±2×671±2×451±2mm

Fonte: Catálogo baterias de lítio -íon (S.d).

Anexo 5- Fichas técnicas dos cabos utilizados em sistemas fotovoltaicos

EXZHELLENT® Class SOLAR

H1Z2Z2-K - Isento de halogéneos

class
exZhelent SOLAR



1,0/1,0 kV (1,2/1,2 kVac máx.) - 1,5/1,5 kVdc (1,8/1,8 kVdc máx.)

NORMAS

CONSTRUÇÃO
EN 50618
IEC 62930

REAÇÃO AO FOGO*

UNE-EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2
UNE-EN 50525-1; IEC 62821-1 anexo B
UNE-EN 61034-2; IEC 61034-2

CLASSIFICAÇÃO CPR

DOP 000163
Classe E_{ca}

CONSTRUÇÃO

1. CONDUTOR

Cobre estanhado, classe 5
de acordo com a UNE-EN 60228 ; IEC 60228.

2. ISOLAMENTO

Composto reticulado isento
de halogéneos.

3. BAINHA EXTERIOR

Composto reticulado isento
de halogéneos.
Cores vermelho ou preto.

APLICAÇÕES

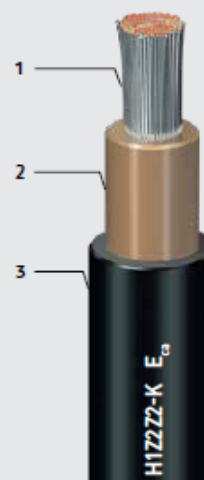
Especialmente concebido para para ligação de painéis em instalações fotovoltaicas e para ligação dos referidos painéis às caixas de conexão ou ao inversor, quer estejam em espaço interior ou ao ar livre, fixos ou móveis (rastreadores solares), no solo, no telhado ou integrados estruturalmente.

Pode ser instalado em bandejas, condutas e equipamentos.
Não recomendado para instalação direta no subsolo. Estes cabos não estão desenhados para ser submergidos.

Temperatura máxima do condutor:
+90 °C (120 °C durante 20.000 horas).

Temperatura mínima de trabalho: -40 °C.

CERTIFICAÇÕES



Número de condutores x secção (mm²)	Diâmetro máximo do condutor (1) (mm)	Diâmetro exterior do cabo (valor máximo) (mm)	Raio mínimo de curvatura dinâmico (mm)	Raio mínimo de curvatura estático (mm)	Peso kg/km (1)	Resistência do condutor a 20 °C (Ω/km)	Intensidade máxima admissível ao ar (2) A	Intensidade máxima admissível ao ar. T. ambiente 60°C e T. condutor 120 °C (3)
1x1,5	1,8	5,4	22	16	33	13,7	24	30
1x2,5	2,4	5,9	24	18	45	8,21	34	41
1x4	3	6,6	26	20	61	5,09	46	55
1x6	3,9	7,4	30	22	80	3,39	59	70
1x10	5,1	8,8	35	26	124	1,95	82	98
1x16	6,3	10,1	40	30	186	1,24	110	132
1x25	7,8	12,5	63	50	286	0,795	140	176
1x35	9,2	14	70	56	390	0,565	182	218
1x50	11	16,3	82	65	542	0,393	220	276
1x70	13,1	18,7	94	75	742	0,277	282	347
1x95	15,1	20,8	125	83	953	0,210	343	416
1x120	17	22,8	137	91	1.206	0,164	397	488

Fonte: General cable (2017).

Anexo 6- Fichas técnicas dos cabos de BT

Tabela I – (BT-CU-PVC)

Características Eléctricas dos Cabos: VV, VAV

Baixa Tensão – Condutor em Cobre - Revestimento em PVC

Secção Nominal mm ²	1 Condutor			2 Condutores (5)			3, 4 e 4+T Condutores (6)		
	Instalação Subterrânea (2) Intensidade A	Instalação ao Ar (3) Intensidade A	Queda de Tensão $\Delta U = V / A \cdot Km$ Cos $\phi = 0,8$ (4)	Instalação Subterrânea (2) Intensidade A	Instalação Ao Ar (3) Intensidade A	Queda de Tensão $\Delta U = V / A \cdot Km$ Cos $\phi = 0,8$	Instalação Subterrânea (2) Intensidade A	Instalação Ao Ar (3) Intensidade A	Queda de Tensão $\Delta U = V / A \cdot Km$ Cos $\phi = 0,8$
0,5	-	12	-	-	10	-	-	9	-
0,75	-	15	-	-	13,5	-	-	12	-
1	-	18	-	-	14,5	34,800	-	13	30,100
1,5	34	23	20,200	30	19	23,300	25	17	20,200
2,5	45	31	12,400	40	26	14,300	35	24	12,400
4	60	42	7,770	50	35	8,940	45	31	7,740
6	75	52	5,220	65	44	6,000	60	42	5,190
10	105	74	3,140	90	61	3,600	80	57	3,120
16	135	96	2,020	120	83	2,300	110	79	1,990
25	180	127	1,310	155	110	1,480	135	96	1,280
35	225	158	0,963	185	132	1,080	165	114	0,946
50	260	184	0,734	220	158	0,822	190	132	0,718
70	345	242	0,533	280	198	0,589	245	171	0,520
95	410	290	0,406	335	237	0,443	295	206	0,393
120	485	343	0,340	380	268	0,368	340	237	0,326
150	550	387	0,299	435	308	0,313	390	272	0,279
185	630	444	0,250	490	343	0,265	445	312	0,238
240	740	523	0,210	570	400	0,218	515	360	0,198
300	855	602	0,183	640	448	0,188	590	413	0,172
400	1015	721	0,160	760	536	0,164	700	492	0,150
500	1170	822	0,140	-	-	-	-	-	-

- (1) - As intensidades de corrente são indicadas para um cabo monopolar sem influências térmicas exteriores. No caso de associações de cabos monopolares (ternos juntivos por exemplo) multiplicar os valores indicados por 0,80.
 (2) - Temperatura do solo de 20°C.
 (3) - Temperatura ambiente de 30°C.
 (4) - As quedas de tensão são indicadas para canalização trifásica.
 (5) - As intensidades e quedas de tensão são indicadas para canalização monofásica.
 (6) - As intensidades e quedas de tensão são indicadas para uma canalização trifásica.

Fonte: Eurocabos (S.d).



Anexo 7- Fichas técnicas do disjuntor de caixa Moldada para redes de Baixa Tensão

CAIXA MOLDADA

TRAMONTINA



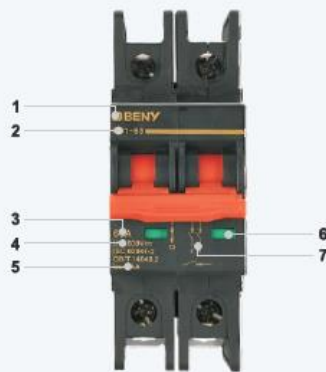
DESCRIÇÕES TÉCNICAS

PADRÕES	UN.	IEC/EN 60947-2						
Modelo de Frame			63S	125S	250S	400S	630S	800H
Corrente Nominal (In)	A		50/63	70/80/100/125	150/160/175/180 200/225/250	315/350/400	500/630	800
Frequência Nominal	Hz		50/60					
Tensão Nominal de Isolação (Ui)	V		500	800	800	800	800	800
Tensão Admissível de Impulso (Uimp)	kV		6	8	8	8	8	8
Tensão Nominal de Operação (Eu)	V		415	690	690	690	690	690
Número de Polos			3					
Temperatura de operação			-5°C à 40°C					
Capacidade Máxima de Interrupção (Icu)	kA (RMS)	220/230/240 Vca	20	42	42	50	50	85
		380/400/415 Vca	15	25	25	35	35	60
		660/690 Vca	-	3	5	10	12	20
Capacidade de Interrupção em Serviço (Ics)			50% Icu					

Fonte: Manual de materiais eléctricos da Tramontina (2024).

Anexo 8- Fichas técnicas de disjuntores de corrente continua

Appearance Introduction



Type Instruction

BB1	-	63	/	MF	4P	25	1200V
Product Code		Max Rated Current		Accessory	Pole	Rated Current	Rated Voltage
PV Miniature Circuit Breakers		63A		MF:MX+OF Shunt Release&Auxiliary Contact MX:Shunt Release OF:Auxiliary Contact Without:BB1-63 Noumenon	2P 4P	2A,3A,4A,6A, 10A,13A,16A, 20A,25A,32A, 40A,50A	600V 1200V

Parameter

Electrical Characteristics		
Type	BB1-63	
Comply with	UL 489B	
Pole	2P 4P	
Rated Working Voltage U_e	600V DC 1200V DC	
Conventional thermal current I_{th}	63A	
Rated Current I_n	2A,3A, 4A, 6A,10A,13A,16A,20A,25A,32A,40A,50A	
Rated Insulated Voltage U_i	1200V DC	
Rated Impulsed Voltage U_{imp}	6kV	
Ultimate Breaking Capacity I_{cs}	5kA	
Tripping Type	Thermal Magnetic Type	
Service Life/cycle Operation		
Mechanical	Actual Value	10000
	Standard Value	1000
Electrical	Actual Value	1000
	Standard Value	1000
Installation Environment		
Ingress Protection	All Sides IP40 ,Connection Terminal IP20	
Terminal Cross Section	2.5-25mm ²	
Working Temperature	-25°C ~ +70°C	
Storage Temperature	-40°C ~ +85°C	
Resistance to Humidity And Heat	II (when temperature arrived to 55°C, Relative Humidity95%)	

Fonte: Catálogo de disjuntores de CC da ZBENY (S.d).

Anexo 9- Díodos de Alta Tensão



UFHV SERIES

2 to 4kV, 350 to 500mA, 75nS
Axial Lead Power Diodes



Features

- Miniature Package
- Glass Passivated Junctions

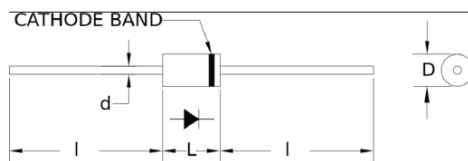
Specifications¹

Part Number	V_{RRM} V	I_{FAVM} mA	V_F V	I_R μA	I_{FSM} A	C_J pF	T_{RR} nS	L in.	D in.	d in.	l in.
UFHV2K	2000	550	3.0	5	30	12	75	0.200	0.100	0.034	1.000
UFHV3K	3000	400	4.1	5	30	8	75	0.200	0.100	0.034	1.000
UFHV4K	4000	350	5.5	5	30	6	75	0.200	0.100	0.034	1.000

Temperature °C	
Storage Temperature	-55 to 175
Operating Temperature	-55 to 150
Maximum Junction Temperature	150

¹25°C ambient temperature unless stated otherwise.

Drawings



Dimensions in inches, tolerances ± 0.020 except as noted

Specification Definitions

Specifications	Conditions
V_{RRM} Maximum Repetitive Reverse Voltage	-
I_{FAVM} Maximum Average Forward Current	At $T_A = 55^\circ C$
V_F Maximum Forward Voltage Drop	At I_{FAVM}
I_R Maximum Leakage Current	At V_{RRM}
I_{FSM} Maximum Surge Current	At 8.3mS, Single Half Sine
C_J Typical Junction Capacitance	At $V_R = 0VDC$, $f = 1MHz$
T_{RR} Maximum Reverse Recovery Time	$I_F = 0.5 I_{FAVM}$; $I_R = -I_{FAVM}$; $I_{RR} = -0.25 I_{FAVM}$

Fonte: Catálogo de díodos de Alta Tensão (2021).

Anexo 10 - Dados técnicos de DPS de corrente contínua

Dispositivo de Proteção Contra Surtos DPS Corrente Contínua

Características Gerais

Modelos	DPS3 - 500Vcc	DPS3 - 1000Vcc
Norma técnica	EN50539-11	
Número de polos	3	
Classe	Classe II	
Tensão de aplicação (U _p)	500Vcc	1000Vcc
Indicações de operação:	verde (operação) e vermelho (fora de operação)	
Corrente nominal de descarga (8/20 μ s) I _n	20kA	
Corrente máxima de descarga (8/20 μ s) I _{max}	45kA	
Tempo de resposta (t _d)	<25ns	
Grau de Proteção	IP20	
Conectores para cabos	50,0mm ²	
Largura máxima para barramentos	8mm	
Temperatura de aplicação	-40° ~ +80°C	



Códigos

Modelos	Códigos	Corrente Nominal (In)	Corrente Máxima (I _{max})
DPS3 - 500Vcc	05190.0012.03	20 kA	45 kA
DPS3 - 1000Vcc	05190.0013.03	20 kA	45 kA

Dimensionais (mm)

Fonte: Catálogo de DPS (S.d).

Anexo 11- Dados técnicos de DPS de corrente alternada



Dispositivo de Proteção contra Surtos Surge Protective Device

DPS
Linha / Type

- Dispositivo de proteção contra surtos Classe II para sistemas monofásicos ou trifásicos CA.
- Protege contra surtos de descargas atmosféricas indiretas e de manobra de circuitos de potência em linhas AC de baixa tensão.
- Pode ser instalado em zonas LPZ1 e LPZ2.
- Indicação frontal do estado do varistor.
- Módulo varistor substituível.
- Pode ser usado em qualquer instalação de tensão de trabalho inferior a 400VCA.

Código de compra / How to order

DPS2-20-1

Pólos / Poles - 1, 2, ou / or 3 ←



- Class II surge protection device for single or tri-phase AC systems.
- Protects against indirect lightning surges and circuit switching of low voltage AC power.
- Can be installed in LPZ1 and LPZ2 areas.
- Front indication of varistor status.
- Replaceable varistor module.
- Can be used in any installation with working voltage below 400VAC.

Norma / Standard		IEC61643-1
Pólos / Poles		1, 2 ou / or 3
Classe / Class		II
Máxima tensão de operação / Maximum continuous operating voltage	(Uc)	415VCA / VAC
Corrente nominal de descarga (8/20 µs) / Nominal discharge current	(In)	20kA
Máxima corrente de descarga (8/20 µs) / Maximum discharge current	(Imax)	45kA
Nível de tensão de proteção / Voltage protection level	(Up)	1,7kV
Tempo de resposta / Response time		<100 ns
Fio aplicável / Applicable wire	L/N	16mm ²
	PE	25mm ²
Temperatura ambiente / Ambient temperature		-40 a / to 85°C
Umidade relativa / Relative humidity	(25°C)	≤ 95%
Grau de proteção / Protection degree		IP20
Trilho para instalação / Mounting rail		TS35

Fonte: Catálogo de DPS, Metaltext (S.d).

Anexo 12- Tarifa de energia disponibilizada pela EDM



ELECTRICIDADE
DE MOÇAMBIQUE, E.P.

DIRECÇÃO GERAL COMERCIAL (DGC)

ANEXO A (CIRCULAR No. 02/DGC/2019)

TARIFA DE ENERGIA ELÉCTRICA (PREÇOS COM IVA INCLUIDO)

TABELA 1.
CATEGORIAS TARIFÁRIAS: Social, Doméstica, Agrícola e Geral (Baixa Tensão).

Consumos Registados [kWh]	PREÇO DE VENDA POR CATEGORIA TARIFÁRIA				Taxa Fixa [MT]
	Tarifa Social [MT/kWh]	Tarifa Doméstica [MT/kWh]	Tarifa Agrícola [MT/kWh]	Tarifa Geral [MT/kWh]	
De 0 a 125	1.07				-
De 0 a 300		6.63	4.08	10.30	257.97
De 301 a 500		9.39	5.81	14.71	257.97
Superior a 500		9.85	6.36	16.10	257.97
PRÉ - PAGAMENTO	1.07	8.44	5.65	14.75	

Nota: Para os clientes que se enquadrarem nos parâmetros definidos para a tarifa social (potência de 1.1 kVA e consumo não superior a 125 kWh/mês), cujas instalações usam o contador do tipo Pré-pagamento (CREDELEC), será fixado um limite de corrente de 5 Ampères.

Fonte: EDM (2019).