



UNIVERSIDADE EDUARDO MONDLANE
FACULDADE DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELETROTÉCNICA
ENGENHARIA ELÉCTRICA
Estágio Profissional

***Estudo de viabilidade Técnica para implementação
de uma central Fotovoltaica de 10 MW ligada a
Rede na Vila de Lindela***

Autor:

Júnior, Jacinto Matias Siteo

Supervisores:

Prof. Doutor Zacarias Chilengue (UEM)

Nelson Machava (Deloitte)

Maputo, Maio de 2023



UNIVERSIDADE EDUARDO MONDLANE
FACULDADE DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELETROTÉCNICA
ENGENHARIA ELÉCTRICA
Estágio Profissional

***Estudo de viabilidade Técnica para implementação
de uma central Fotovoltaica de 10 MW ligada a
Rede na Vila de Lindela***

Autor:

Júnior, Jacinto Matias Siteo

Supervisores:

Prof. Doutor Zacarias Chilengue (UEM)

Nelson Machava (Deloitte)

Maputo, Maio de 2023

JÚNIOR, JACINTO MATIAS SITEO

***Estudo de viabilidade Técnica para implementação
de uma central Fotovoltaica de 10 MW ligada a
Rede na Vila de Lindela.***

Relatório de Estágio Profissional apresentado como requisito final para obtenção do grau de licenciatura pelo programa de graduação em Engenharia Eléctrica do Departamento de Engenharia Electrotécnica da Universidade Eduardo Mondlane.

Supervisores:

Prof. Doutor Zacarias Chilengue (UEM)

Nelson Machava (Deloitte)

Maputo, Abril de 2023

***Estudo de viabilidade Técnica para implementação de uma central
Fotovoltaica de 10 MW ligada a Rede na Vila de Lindela***

***DECLARAÇÃO DE ORIGINALIDADE DO RELATÓRIO DE ESTÁGIO
PROFISSIONAL***

Declaro ser o autor deste Relatório de Estágio Profissional e que nunca foi apresentado para a obtenção de qualquer grau ou num outro âmbito e que ele constitui o resultado do meu labor individual, ou seja, que ele é original e inédito. Autores e trabalhos consultados estão devidamente citados no texto e constam da listagem de referência incluída.

Assinatura

(_____)

(Jacinto Siteo Júnior)

Dedicatória

Agradeço em Primeiro lugar a Deus por intermédio de seu filho Jesus, pelo dom da vida e da força, ao meu pai e minha mãe, *Jacinto Siteo e Carlota Siteo*, pela educação, paciência, e por serem os meus maiores pilares. Aos meus irmãos que sempre se disponibilizaram para ajudar e apoiar nos momentos em que precisei.

À minha família, que com certeza torce por mim, para que o sonho de ser Engenheiro se concretize.

Ao Prof. Doutor Zacarias Chilengue e Nelson Machava, por ter aceitado ser o meu supervisor neste trabalho e pela disponibilidade e paciência que sempre teve.

A todos docentes do Departamento de Engenharia Electrotécnica (DEEL) e aos **colegas da Eléctrica** que contribuem directamente ou indirectamente para minha formação.

Gratidão Eterna

Agradecimentos

A todos os meus colegas de turma pelo apoio nos momentos difíceis. Em especial aos meus amigos, Emiliano Matável, Angela Ndaluzza, Zeinudo Bazima, Belchior Conde, Sanches Pires, Eufrásio Munhica, Vivaldo António.

Ao Prof. Doutor Zacarias Chilengue e Nelson Machava, pelas sábias análises e aconselhamentos no que diz respeito a como conduzir a pesquisa; que tratamento dar aos dados; na identificação das melhores ferramentas computacionais a usar.

Resumo

De acordo com o último Relatório de Rastreamento SDG7 de 2021, Moçambique enfrenta um déficit significativo de acesso à eletricidade, colocando-o entre os 20 países com menor acesso no período de 2010 a 2019. Embora tenha havido um aumento no acesso à eletricidade da rede, passando de 34% em 2020 para 40% em 2022 (até julho), ainda existem 17,5 milhões de moçambicanos sem acesso à eletricidade, tanto em áreas rurais quanto urbanas. Apenas 4,5% da população rural tinha acesso à eletricidade em 2020, em comparação com 75% da população urbana.

Diante desse cenário, cresce o interesse pelos sistemas fotovoltaicos, impulsionado pela redução dos custos das células solares e pelas crescentes preocupações ambientais associadas às formas tradicionais de geração de energia. Nesse contexto, o presente trabalho tem como objetivo realizar um Estudo de Viabilidade Técnica para a implementação de uma central fotovoltaica de 10 MW conectada à rede na Vila de Lindela. O estudo se baseia nos conhecimentos adquiridos durante o curso de Engenharia Elétrica na UEM e no aprendizado obtido durante o estágio profissional na Deloitte, no departamento de consultoria. Para embasar o trabalho, foram utilizadas fontes como bibliografia especializada, revistas, artigos, internet, sites de fabricantes, catálogos, além de consultas pontuais a supervisores, consultores e especialistas da área. A análise documental foi complementada pelo uso de softwares de simulação, como PVsyst, Homer, Atlas Solar e outros.

O trabalho é composto por quatro capítulos: introdução, revisão literária, memória descritiva e discussão. Ele apresenta uma análise de viabilidade para a instalação da central fotovoltaica, levando em consideração parâmetros como irradiação local, temperatura, disponibilidade da rede e subestação elétrica, infraestrutura logística, características da rede existente e capacidade de interconexão da central.

Palavras-Chave: Acesso à Electricidade ; Central Fotovoltaica ; Vila de Lindela.

Abstract

According to the latest SDG7 Tracking Report 2021, Mozambique faces a significant deficit in electricity access, placing it among the 20 countries with the lowest access over the period 2010 to 2019. Although there has been an increase in access to grid electricity from 34% in 2020 to 40% in 2022 (through July), there are still 17.5 million Mozambicans without access to electricity in both rural and urban areas. Only 4.5% of the rural population had access to electricity in 2020, compared to 75% of the urban population.

Given this scenario, the interest in photovoltaic systems is growing, driven by the reduced costs of solar cells and the growing environmental concerns associated with traditional forms of energy generation. In this context, the present work aims to conduct a Technical Feasibility Study for the implementation of a 10 MW grid-connected photovoltaic plant in the village of Lindela. The study is based on the knowledge acquired during the Electrical Engineering course at UEM and on the learning obtained during the professional internship at Deloitte, in the consulting department. To support the work, sources were used, such as specialized bibliography, magazines, articles, internet, manufacturers' websites, catalogs, as well as occasional consultations with supervisors, consultants, and specialists in the area. The documental analysis was complemented by the use of simulation software, such as PVsyst, Homer, Atlas Solar, and others.

The work is composed of four chapters: introduction, literature review, descriptive memory, and discussion. It presents a feasibility analysis for the installation of the photovoltaic plant, taking into consideration parameters such as local irradiation, temperature, availability of the grid and electrical substation, logistical infrastructure, characteristics of the existing grid and the interconnection capacity of the plant.

Keywords: Access to Electricity; Photovoltaic Plant; Lindela Village.

Índice

1	Capítulo I: INTRODUÇÃO	1
1.1	Introdução	1
1.1.1	Formulação do problema	1
1.2	Justificativa	2
1.2	Objetivos	2
1.2.1	Objectivo geral.....	2
1.2.2	Objetivos específicos.....	2
1.3	Metodologia	3
2	Capítulo II: REVISÃO LITERÁRIA	4
2.1	Considerações gerais	4
2.1.1	Vantagens dos sistemas fotovoltaicos.....	4
2.1.2	Desvantagens dos sistemas fotovoltaicos	4
2.1.3	Recurso solar.....	5
2.1.4	Componentes da Radiação	5
2.2	Componentes do Sistema Fotovoltaico	6
2.2.1	Energia solar Fotovoltaico	6
2.2.2	Célula fotovoltaica.....	6
2.2.3	Tipos de Células Fotovoltaicas	7
2.2.4	Painéis Fotovoltaicos.....	8
2.3	Inversor	9
2.3.1	Inversor para sistemas ligados à rede.....	9
2.4	Regulador de carga.....	10
3	Capítulo III: Estudo de Caso	11
3.1	Descrição do local a ser implantado	11
3.1.1	Localização do projeto	11

3.1.2	Terra necessária para o projeto	13
3.1.3	Disponibilidade de linhas de transmissão e subestações.....	14
3.1.4	Relevo	14
3.1.5	Elevação	15
3.2	Análise da Radiação Solar.....	16
3.3	Instalação fotovoltaica	19
3.3.1	Seleção do módulo	19
3.3.2	Ângulo Ótimo de Inclinação dos Painéis Solares	20
3.3.3	Espaçamento	21
3.3.4	Quantidade de painéis	23
3.3.5	Tamanho da String	24
3.3.6	A corrente da carga	27
3.4	Aproveitamento da Geração.....	28
3.5	Inversores	29
3.5.1	Determinação do número de inversores	30
3.6	Perdas	32
3.6.1	Perda de Incidência de Array (I _{am})	32
3.6.2	Fenômenos Considerados.....	33
3.6.3	Perda de Sujeira.....	37
3.6.4	Envelhecimento, Degradação dos Módulos F _v	37
3.6.5	Descrição dos Dados Apresentados.....	38
3.6.6	Carga da Rede DTSUL	43
4	Capítulo IV: Discussão	46
5	Conclusão	53
6	Referências bibliográficas	55

Lista de abreviaturas e siglas

V	Tensão
V _{cc}	Tensão em corrente contínua
V _{ac}	Tensão em corrente alternada
°	Graus
'	Minutos
''	Segundos
km ²	Quilómetros quadrados
°C	Graus centígrados
mm	Milímetros
W	Watts
Wh/dia	Watts hora por dia
%	Percentagem
I	Corrente
U	Tensão
KWh	Kilo Watt hora
m ²	Metro quadrado
Z ₂	Hora por dia de radiação (de acordo com o período do ano)
Z ₃	Ângulo de inclinação da célula
Z ₄	Desvio da temperatura da célula
Z	Multiplicação de Z ₂ , Z ₃ e Z ₄
N _p	Número de painéis
C _n	Capacidade máxima das baterias
N _B	Número de baterias
C _b	Capacidade das baterias usadas
I _n	Corrente nominal
F	Dias de autonomia

N_F	Número de fileiras
$I_{max (INV)}$	Corrente máxima do inversor
I_n Fileira	Corrente nominal da fileira
S_{CF}	Secção do cabo da fileira
S_{CP}	Secção do cabo principal
K	Resistividade do cobre
L_{DC}	Comprimento do cabo de corrente contínua
I_s	Corrente de serviço
P_n	Potência nominal
$\cos\phi$	Factor de potência
ϕ	Ângulo do factor de potência
η	Rendimento
I_z	Intensidade máxima admissível
I_{zcor}	Intensidade máxima admissível corrigida
(θ)	Factor de correcção que atende a temperatura ambiente habitual
(γ)	Factor de correcção que atende a proximidade de outras instalações
I_{nf}	Intensidade convencional de não funcionamento
I_{Dn}	Corrente nominal do disjuntor
cm	Centímetro
L	Comprimento
m^3/h	Metros cúbicos por hora
Ω	Ohm
Cu	Cobre
//	Paralelo
I_n ,fileira	Corrente nominal da fileira
I_{max}	Corrente máxima
PV	Painel fotovoltaico

DC	Corrente continua
AC	Corrente alternada
LEDs	Diodos emissores de luz
FV	Fotovoltaico
IP	Iluminação pública
PPV	Potencia que os painéis devem gerar
PPF	Potência do painel fotovoltaico
PINV DC	Potência do inversor de Corrente continua
N.E	Não existe
P _M	Perdas totais no sistema fotovoltaico

Índice de Figuras

Figura 1 : Estrutura de bandas de energias em semicondutores, CRESESB, adaptado (2014).....	6
Figura 2 : Célula fotovoltaica de silício, Solsticio Energia, adaptado (2017).....	9
Figura 3 : Mapa de Lindela, Fonte (Wikipedia).....	11
Figura 4: local a ser implantado, Fonte (Google Maps).....	12
Figura 5 : Terra necessária para o projeto, Fonte (Google Maps)	13
Figura 6 : Linha de transmissão (110kv) e Subestação de Lindela perto do local da instalação da central, Fonte (PVSYST).....	14
Figura 7 : RELEVO, Fonte (Arcgis).....	14
Figura 8 : ELEVACÃO, fonte (Google Earth)	15
Figura 9 : Elevação solar (a), Mapa solar (b), Fonte (Global Solar Atlas).....	16
Figura 10: Irradiância versus horas do dia, Fonte (PVSYST).....	18
Figura 11: Curva corrente versus tensão, Fonte (PVSYST).....	18
Figura 12: Vantagens da tecnologia escolhida.....	19
Figura 13: Variação da irradiância a 25°C na curva P x V, Fonte (PVSYST)	20
Figura 14: Ângulo Ótimo de Inclinação dos Painéis Solares	20
Figura 15: Ângulo Ótimo de Inclinação dos Painéis Solares, Fonte (PVSYST).....	21
Figura 16: Espaçamento entre os modulos	22
Figura 17: inversor central virtual (VCI),.....	29
Figura 18: Lei de Fresnel no Vidro.....	34
Figura 19: Angulo de Incidência Fresnel.....	34
Figura 20: Angulo de Incidência Ashrae	35
Figura 21: Efeito difuso	36
Figura 22: Efeito do albedo.....	36
Figura 23: Efeito no feixe	37
Figura 24: Mapa da Rede DTSUL (EDM)	41
Figura 25: Mapa da Rede DTSUL (PWS)	42
Figura 26: Avaliação do impacto na tensão.....	44
Figura 27: Fator de potência	45

Índice de Tabela

Tabela 1: Eficiência das células FV até 2020, Fonte: NREL, 2020.....	7
Tabela 2 : Dados solarimétricos com media da irradiância em função da hora, Fonte (Global solar Atlas).	17
Tabela 3: Perda de Incidência de Array (Iam)	33
Tabela 4: Carga da Rede DTSUL	43
Tabela 5: Características da rede eléctrica existente.....	44
Tabela 6: Custos de instalação	51
Tabela 7: Parâmetros Operacionais	52

1 Capítulo I: INTRODUÇÃO

1.1 Introdução

A geração de energia elétrica por meio da luz solar tem se desenvolvido exponencialmente nos últimos anos. A abundante disponibilidade de recursos, incentivos governamentais e a fácil utilização deles para conversão de energia por meio de células fotovoltaicas são agravantes positivos para esse desenvolvimento. O crescimento econômico de um país está diretamente associado à oferta de energia elétrica. Da mesma maneira as pessoas têm uma crescente demanda por energia elétrica visando melhor qualidade de vida e bem-estar social (Villareal e Moreira, 2016). Apesar disso, Moçambique apresenta uma fraca cobertura da Rede Elétrica especialmente nas zonas rurais, o que causa desafios de diversas ordens, desde aspetos económicos até sociais, sendo quantificado que apenas 39% (2022) da população correspondente a aproximadamente 12 milhões de habitantes tem acesso a energia eléctrica de fontes formais e seguras, surgindo a necessidade de exploração de outras alternativas de geração de energia eléctrica.

1.1. Formulação do problema

O aumento da demanda por energia eléctrica, contribuí na fraca qualidade e baixo acesso da mesma. O interesse por este tema surge pela necessidade de avaliar o potencial e a viabilidade de implantação de fontes alternativas de geração de energia, com vista a suprir de forma sustentável e manter a continuidade de serviços. Levando em conta a vantagem de Moçambique ser um país com alto potencial solar, as constantes quedas nos custos das tecnologias fotovoltaicas e a capacidade da rede de 110 KV, o presente trabalho visa responder: **Até que ponto a instalação de uma Central Fotovoltaica de 10 MW pode ser viável para a melhoria da qualidade e acesso à de energia eléctrica sem sobrecarregar a rede existente?**

1.2. Justificativa

Existem motivos sólidos e coerentes para a implantação dos sistemas fotovoltaicos, sendo um deles a geração de energia elétrica limpa, sem a libertação de substâncias nocivas ao meio ambiente. Posto isto, o estudo de viabilidade técnica para implantação de energia solar fotovoltaica na vila de Lindela é de fundamental importância e valor agregado, pois visa analisar de forma quantitativa e qualitativa o impacto da instalação. Neste contexto, há provisão de subsídios adicionais relacionados a possibilidade de instalação destas tecnologias e as devidas abordagens eficazes e aplicáveis para o contexto social (disponibilidade de espaço), elétrico (capacidade da rede) e Tecnológico de Lindela.

1.2 Objetivos

1.2.1. Objectivo geral

Estudar a viabilidade técnica para implementação de uma central Fotovoltaica de 10 MW ligada a Rede na Vila de Lindela.

1.2.2. Objetivos específicos

- Avaliar a irradiação do local escolhido na vila de Lindela para a implantação da Central Fotovoltaica.
- Analisar a capacidade e possibilidade de conexão desta à rede elétrica existente.
- Escolher e dimensionar as tecnologias de geração fotovoltaica e de condicionamento de potência.

1.3. Metodologia

Inicialmente será feita a pesquisa de referencial teórico com vista fornecer uma base teórica sólida para o estudo em questão, Isso envolve identificar e revisar estudos anteriores, teorias, conceitos e abordagens relevantes que se relacionem com o tema da pesquisa, começando pelo fenômeno físico, que possibilita a geração de energia através da irradiação solar, assim como o referencial teórico sobre os componentes do sistema fotovoltaico, baseado em bibliografia especializada, revistas, artigos, internet, sites de fabricantes, catálogos e ainda consultas pontuais com supervisor, consultores e especialistas da área. Será feita ainda uma análise documental, analisando os softwares de simulação, nomeadamente PVsyst, Homer, Atlas solar que fornece ferramentas avançadas para dimensionamento, modelagem e simulação de sistemas solares, permitindo avaliar a geração de energia, estimar o desempenho dos painéis solares e otimizar o projeto. assim como consultas em leis, regulamentos, regras e normas técnicas que parametrizam o sector. A abordagem usada será quantitativa e qualitativa, envolve a coleta, análise e interpretação de dados numéricos por meio de técnicas estatísticas, essa abordagem busca identificar padrões, relações de causa, efeito e realizar generalizações a partir dos dados coletados, traduzindo-se através de gráficos e tabelas para mostrar resultados obtidos durante a execução e simulação do projecto.

2 Capítulo II: REVISÃO LITERÁRIA

2.1 Considerações gerais

Nos últimos anos, os sistemas fotovoltaicos afirmaram-se no mercado da produção de energia eléctrica como sendo uma alternativa extremamente atraente face aos recursos fósseis. Esta evolução deveu-se, em parte, aos investimentos na pesquisa e optimização da tecnologia, o que contribuiu para a redução do preço destes sistemas. Desta forma, a energia fotovoltaica passou a ser considerada economicamente viável.

2.1.1 Vantagens dos sistemas fotovoltaicos

- Simplicidade – Devido à inexistência de partes móveis no sistema;
- Elevada fiabilidade – Funcionam mesmo em condições exigentes;
- Durabilidade – O tempo médio de vida é cerca de 25 anos e a garantia oferecida pelo fabricante é igual ou superior a 25 anos;
- Reduzido custo de manutenção – Praticamente inexistente em sistemas fixos;
- Modularidade – Facilidade no aumento da potência instalada;
- Poluição sonora nula – Não emite qualquer som;
- Independência – Podem funcionar como sistemas isolados;
- Segurança – Sistemas extremamente seguros;
- Performance em altitudes elevadas – São insensíveis à altitude.

2.1.2 Desvantagens dos sistemas fotovoltaicos

- Investimento inicial – O investimento inicial é elevado;
- Recurso solar – Limitados a locais com boa radiação solar;
- Armazenamento – Através de baterias o que aumenta os custos e complexidade;
- Rendimento – Possuem baixo rendimento, consoante o tipo de tecnologia.

2.1.3 Recurso solar

A energia solar representa a fonte permanente de energia mais abundante no planeta. A energia solar interceptada pelo planeta anualmente é cerca de cinco mil vezes superior à soma de todas as outras energias (energia nuclear terrestre, geotermal, gravitacional, etc). Da energia solar extraterrestre – sob a forma de radiação – apenas um terço corresponde ao total da radiação solar terrestre, sendo que dessa porção 70% incide nos oceanos. No entanto, os restantes 30% que incidem em solo terrestre correspondem a uma quantidade de energia significativa e corresponde a, aproximadamente, seis mil vezes o consumo energético total dos Estados Unidos da América (em 2009, por exemplo). (Goswami, 2015)

2.1.4 Componentes da Radiação

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

- Radiação Direta: representa todos os raios solares que são recebidos pelo recetor quando em linha reta com sol, ou seja, a que incide diretamente na superfície;
- Radiação Difusa: 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 Refletida no Albedo: 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 refletida 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 direta e difusa.
- Radiação total, que engloba a radiação total e a refletida no albedo.

2.2 Componentes do Sistema Fotovoltaico

2.2.1 Energia solar Fotovoltaico

A Energia Solar Fotovoltaica é obtida através do processo de conversão directa da energia solar em energia eléctrica envolvendo a transferência dos fótons da radiação incidente para os electrões da estrutura atómica desse material. Este sistema tem uma elevada fiabilidade, baixa manutenção, com ausência de ruído e não poluente. Constituído por células fotovoltaicas (dispostas em painéis solares) de tensão de saída a ordem de 0,5V, a sua interligação em serie e em paralelo permitem obter valores normalizados de tensão (12V, 24V) e maiores potências.

Os sistemas fotovoltaicos podem ser divididos em sistemas Híbridos, ligados a rede e sistemas autónomos.

2.2.2 Célula fotovoltaica

A geração FV só é possível graças a existência dos materiais semicondutores, que se caracterizam pela presença de bandas de energia onde é permitida a “ausência“ de elétrons (banda de condução, junção n) e presença de elétrons (banda de valência, junção p), ilustrado na Figura 5.

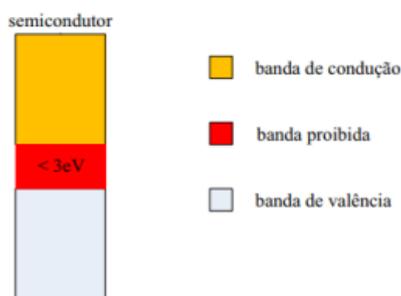


Figura 1 : Estrutura de bandas de energias em semicondutores, CRESESB, adaptado (2014).

O efeito FV foi descoberto, primeiramente, por Edmond Becquerel. Expor uma junção pn a fótons de energia maior que a margem de energia ocorrerá a geração de pares

elétrons-lacunas, se isso acontecer na região onde o campo elétrico é diferente de zero, as cargas serão aceleradas, este deslocamento de cargas dá origem a uma diferença de potencial (ddp), ao qual se chama efeito FV.

2.2.3 Tipos de Células Fotovoltaicas

As células FV são fabricadas com diferentes materiais e tecnologias, por isso apresentam valores distintos de eficiência, podemos citar em especial a células FV de silício, que actualmente são as mais difundidas no mercado, sua eficiência por tipo de tecnologia pode ser encontrada na Tabela 1. Para que ocorra uma maior absorção de fótons as células são fabricadas com elementos dos grupos 13, 14 e 15 da tabela periódica. Para células de única junção o limite teórico é da ordem de 30% (Limite de Schokley-Queiser), a máxima eficiência é obtida com células de multijunção, atingindo 47,1% de eficiência (NREL, 2020)

Tabela 1: Eficiência das células FV até 2020, Fonte: NREL, 2020.

	Tecnologia	Eficiência (%)
Silício	Monocristalino	27,6
	Policristalino	23,3
	Filme fino	21,2

O silício monocristalino é obtido através do método de Czochralski, que consiste em obter blocos de silício ultrapuros que são submetidos à altas temperaturas e a um processo de formação de cristal, BlueSol (2017). A célula monocristalina é geralmente uniforme, na cor preta ou azul escuro, a depender do tratamento reflexivo. Estas células são mais eficientes e possuem um custo de produção elevado, são montadas em módulos para adquirirem maior resistência mecânica. Já o silício policristalino é formado por pequenos cristais, de tamanhos e orientações diferentes, seu processo de fabricação é mais barato se comparado ao monocristalino. Para a produção de filmes finos é utilizada uma tecnologia mais recente, tem um processo de fabricação diferente das células cristalinas, os filmes são criados pela deposição de finas camadas sobre uma base, que pode ser rígida ou fixa, EPE (2012).

2.2.4 Painéis Fotovoltaicos

A energia fotovoltaica diz respeito à tecnologia que gera potência elétrica em corrente contínua (DC), medida em Watts, a partir de materiais semicondutores, quando estes são iluminados por fótons. Enquanto incidir luz na célula solar – componente individual do PV – é gerada potência elétrica. As células solares são constituídas por materiais chamados semicondutores, que tem elétrons ligados de forma fraca que ocupam uma faixa energética chamada banda de valência (valence band). No caso de ser exercida sob um elétron de valência uma energia superior a certo limite - energia de band gap - as ligações são quebradas e o elétron encontra-se livre para se deslocar até uma nova camada de energia chamada camada de condução (conduction band), onde se torna possível a condução de eletricidade através do material. Assim, os elétrons livres na banda de condução são separados da banda de valência pelo intervalo de banda (medidos em unidades de elétron de volts V, ou eV). Essa energia necessária para a libertação do elétron pode ser fornecida por fótons, que são partículas de luz. Assim, de forma geral, quando as células solares se encontram expostas à luz solar, os fótons atingem os elétrons da banda de valência, quebrando as suas ligações e encaminhando-os para a camada de condução. Nesta camada, um contato seletivo, que faz a coleção dos elétrons, encaminha os elétrons para um circuito externo. Os elétrons perdem a sua energia ao fazerem trabalho num motor elétrico, que depois pode ser utilizado para bombear água, alimentar uma lâmpada ou máquina de costura, entre outros. De seguida, os elétrons são restaurados para a célula solar através do loop de retorno do circuito, feito através de um segundo contato seletivo, que os encaminha de volta à banda de valência com a mesma energia com que haviam iniciado o seu caminho. Este movimento de elétrons no circuito externo e nos contatos é chamado de corrente elétrica. (Luque & Hegedus, 2003)

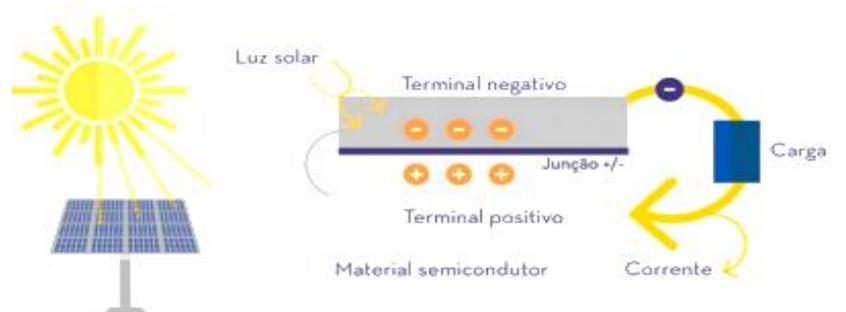


Figura 2 : Célula fotovoltaica de silício, Solsticio Energia, adaptado (2017)

2.3 Inversor

Os inversores são dispositivos utilizados para fazer a ligação entre o gerador fotovoltaico (conjunto de módulos fotovoltaicos) e a carga AC dos equipamentos ou a rede. Têm o objetivo de converter o sinal elétrico DC proveniente do gerador fotovoltaico num sinal AC, sendo que, numa fase posterior, ajusta o sinal para a frequência e nível de tensão da rede à qual está ligado. Estes equipamentos podem ser utilizados para vários tipos de configurações:

- Sistemas ligados à rede;
- Sistemas desligados da rede com baterias recarregáveis;
- Sistemas de bombeamento com baterias de armazenamento.

2.3.1 Inversor para sistemas ligados à rede

O planeamento de um sistema PV ligado à rede começa com a escolha de um inversor adequado. 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 input do inversor. A sua principal tarefa é converter a corrente DC gerada pelos módulos fotovoltaicos num sinal de 50 Hz em AC, de acordo com as especificações da rede. Contrariamente a outros tipos de inversores, estes devem conseguir responder tanto às características da rede elétrica como às do gerador de energia solar. Dado que toda a corrente proveniente dos módulos circula no inversor, as suas propriedades afetam o

comportamento e resultados operacionais do sistema fotovoltaico. (Luque & Hegedus, 2003).

2.4 Regulador de carga

O regulador de carga funciona como elo de ligação entre os módulos fotovoltaicos, o banco de baterias e a carga de consumo. Este controla o armazenamento de energia das baterias, evitando a sua sobrecarga/sobredescarga, através da análise da tensão na mesma. As suas características principais para bom funcionamento são (Luque & Hegedus, 2003):

- Apresentar um baixo consumo interno;
- Elevada eficiência é recomendável (96% a 98%);
- Cortar a ligação entre as baterias e o consumo em caso de uma descarga profunda;
- Carregamento deverá ser feito a altas tensões;
- Tensão de rutura dos componentes semicondutores deverá ser pelo menos duas vezes a tensão em circuito aberto do gerador solar;
- Proteção integrada no caso de sobretensão;
- Deve encontrar-se num local abrigado.

3 Capítulo III: Estudo de Caso

3.1 Descrição do local a ser implantado

A Central fotovoltaica da vila de Lindela, província de Inhambane, vai interligar-se com a rede de alta tensão de (110 KV) da empresa Electricidade de Moçambique (EDM), visando a suprir as necessidades energéticas da zona, com vista a possibilitar a continuidade dos serviços.

3.1.1 Localização do projeto

O vila de Lindela está situado na distrito de **Jangamo**, situado na parte central da província de Inhambane, em Moçambique. A sua sede é a povoação de Jangamo (wikipedia).



Figura 3 : Mapa de Lindela, Fonte (Wikipedia)

Prevê-se a instalação da central na vila de Lindela, com disponibilidade de superfícies livres, sem sombreamento¹ e com fácil circulação de ar.

As coordenadas geográficas do central solar.

Latitude: -24.0992

Longitude: 35.2756

Altitude: 40 m

Time Zone: UTC+2

¹ sombreado se refere à ação que proporciona sombra ou obstruir.



Figura 4: local a ser implantado, Fonte (Google Maps)

3.1.2 Terra necessária para o projeto

Do ponto de vista de disponibilidade de terra, o vila de Lindela tem como vantagem o baixo índice demográfico, desta estando disponível uma vasta área para implementação do projecto, pelo que, a delimitação da área é baseada no espaço para os painéis solares, equipamentos de condicionamento de potencia, infraestrutura que abriga salas de controle e os departamentos.



Figura 5 : Terra necessária para o projeto, Fonte (Google Maps)

3.1.3 Disponibilidade de linhas de transmissão e subestações.

Com vista a diminuir os custos com linhas de transmissão para viabilidade do projeto, procurou-se colocar a central próximo da subestação de Lindela.

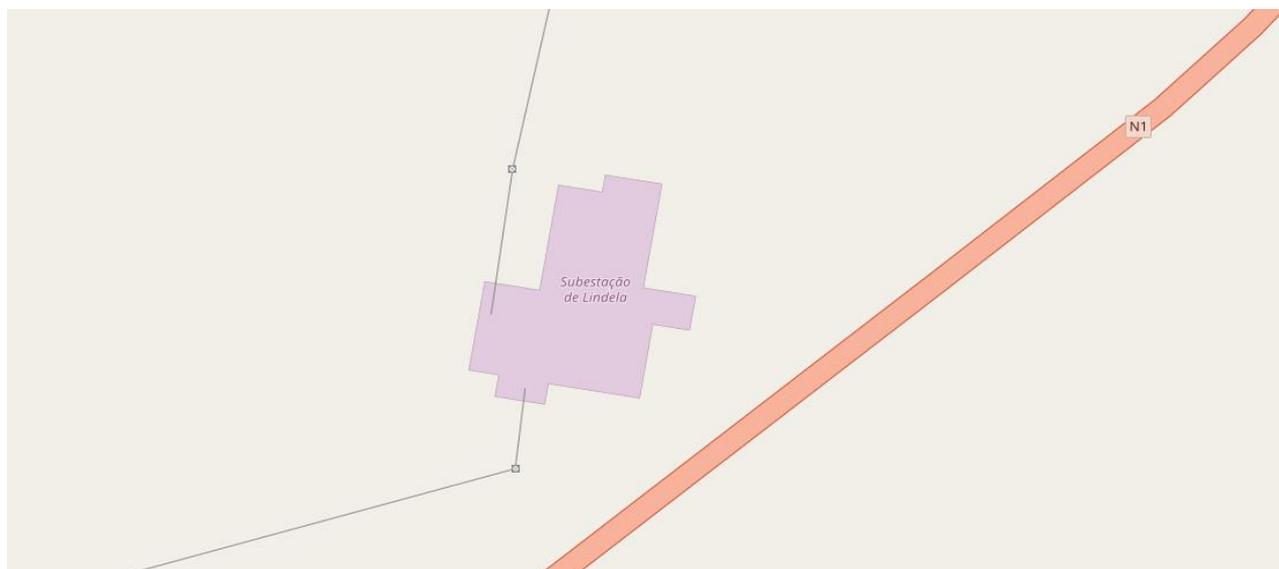


Figura 6 : Linha de transmissão (110kv) e Subestação de Lindela perto do local da instalação da central, Fonte (PVSYST)

3.1.4 Relevo

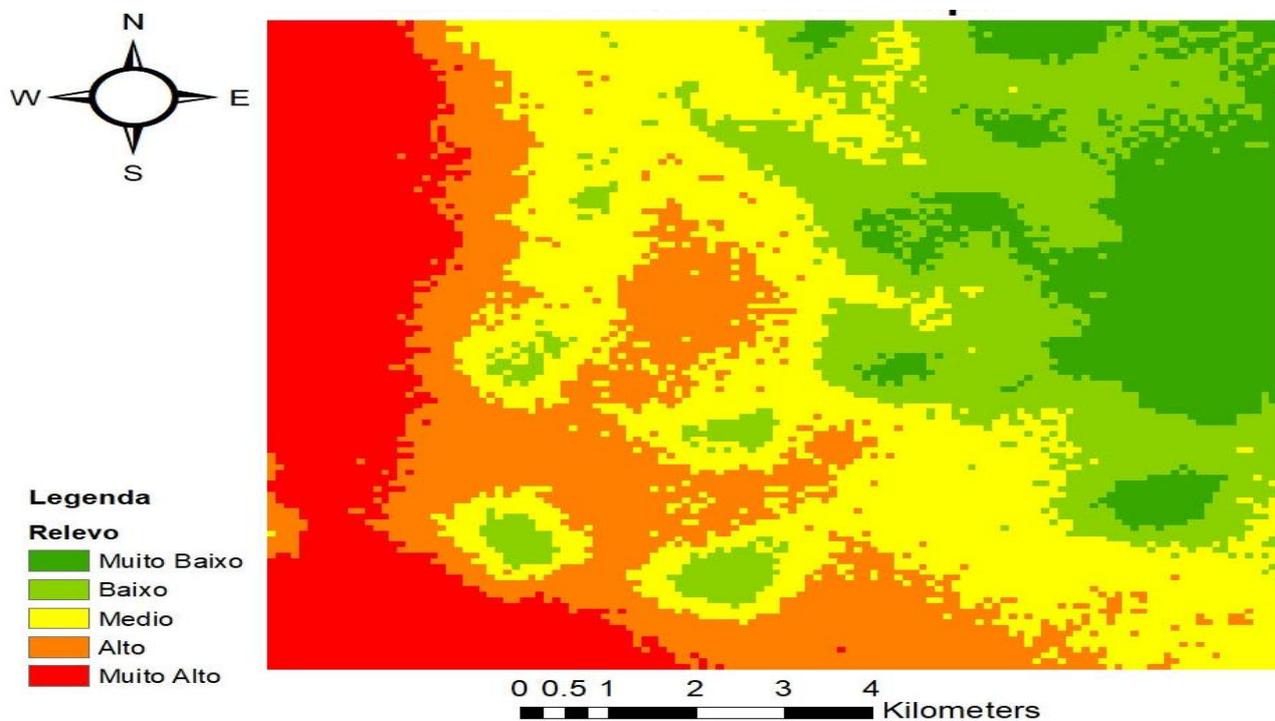


Figura 7 : RELEVO, Fonte (Arcgis)

3.1.5 Elevação



Figura 8 : ELEVACÃO, fonte (Google Earth)

3.2 Análise da Radiação Solar

Nessa fase do projeto busca-se quantificar e qualificar a radiação incidente na região, Pelo que, os níveis de radiação solar em um plano horizontal na superfície da Terra variam com as estações do ano, devido principalmente à inclinação do seu eixo de rotação em relação ao plano da órbita em torno do Sol. Variam também com a região, devido principalmente às diferenças de latitude, condições meteorológicas e altitudes, ilustrada a elevação solar ² e o mapa solar ³ da vila de Lindela através da figura abaixo.

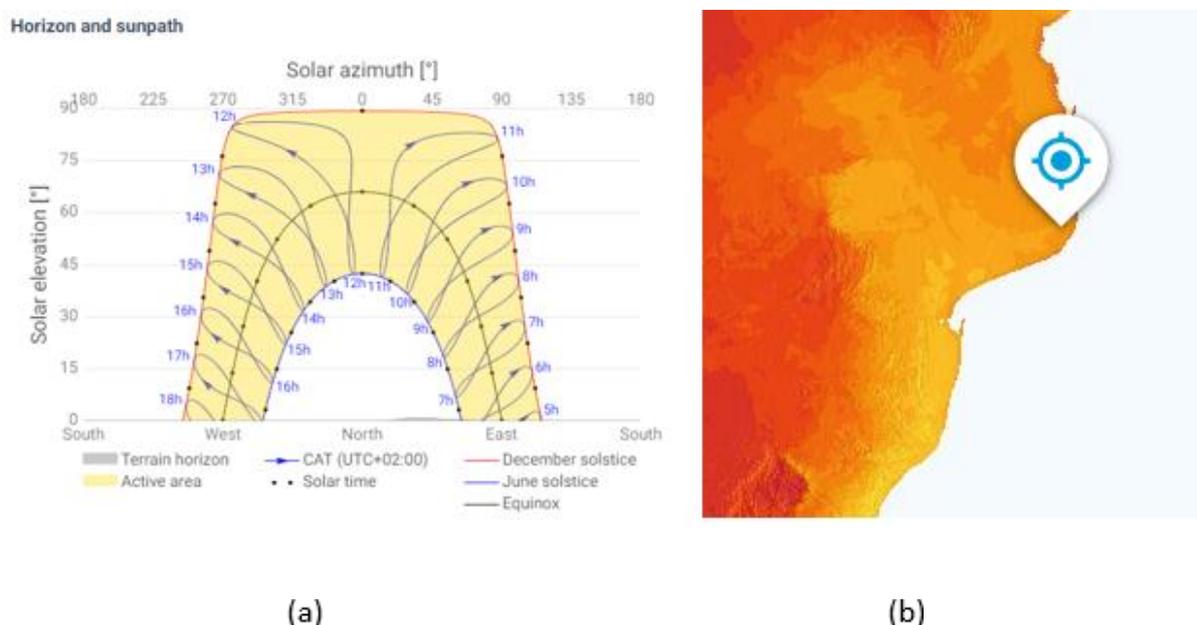


Figura 9 : Elevação solar (a), Mapa solar (b), Fonte (Global Solar Atlas)

É importante referir que o gerador fotovoltaico tem suas características elétricas dependentes basicamente da irradiância e da temperatura nos módulos. A influência da irradiância solar é muito mais significativa do que a da temperatura. A irradiância pode variar significativamente em curtos intervalos de tempo (da ordem de segundos), especialmente em dias com nuvens, mas a variação da temperatura é amortecida pela capacidade térmica dos módulos.

² Elevação solar é a posição angular do solar para diferentes estações do ano.

³ Mapa solar é a distribuição espectral do sol numa determinada região.

Tabela 2 : Dados solarimétricos com media da irradiância em função da hora, Fonte (Global solar Atlas).

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
0 - 1												
1 - 2												
2 - 3												
3 - 4												
4 - 5												
5 - 6	10	2							0	9	31	27
6 - 7	96	79	62	58	31	13	12	29	92	136	142	126
7 - 8	244	237	245	242	240	199	191	230	270	294	286	269
8 - 9	388	387	408	415	427	386	376	414	439	438	425	407
9 - 10	507	510	537	533	550	517	508	540	565	548	531	520
10 - 11	577	585	606	589	601	575	573	616	634	604	581	585
11 - 12	602	602	621	586	608	573	580	631	645	607	587	597
12 - 13	574	572	589	560	566	536	545	609	627	588	562	565
13 - 14	524	529	546	507	500	476	496	553	569	531	507	517
14 - 15	441	449	466	430	402	383	409	453	475	427	412	423
15 - 16	322	335	331	284	264	248	275	312	309	281	278	301
16 - 17	182	190	170	106	48	39	69	116	117	119	127	155
17 - 18	54	51	18							10	16	38
18 - 19												
19 - 20												
20 - 21												
21 - 22												
22 - 23												
23 - 24												
Sum	4,519	4,528	4,599	4,311	4,236	3,945	4,033	4,503	4,743	4,591	4,485	4,531

Com auxílio do Pvsyst, tem-se curva da irradiação solar e função das horas do dia, associada a curva da tensão versus corrente com a variação da irradiação solar.

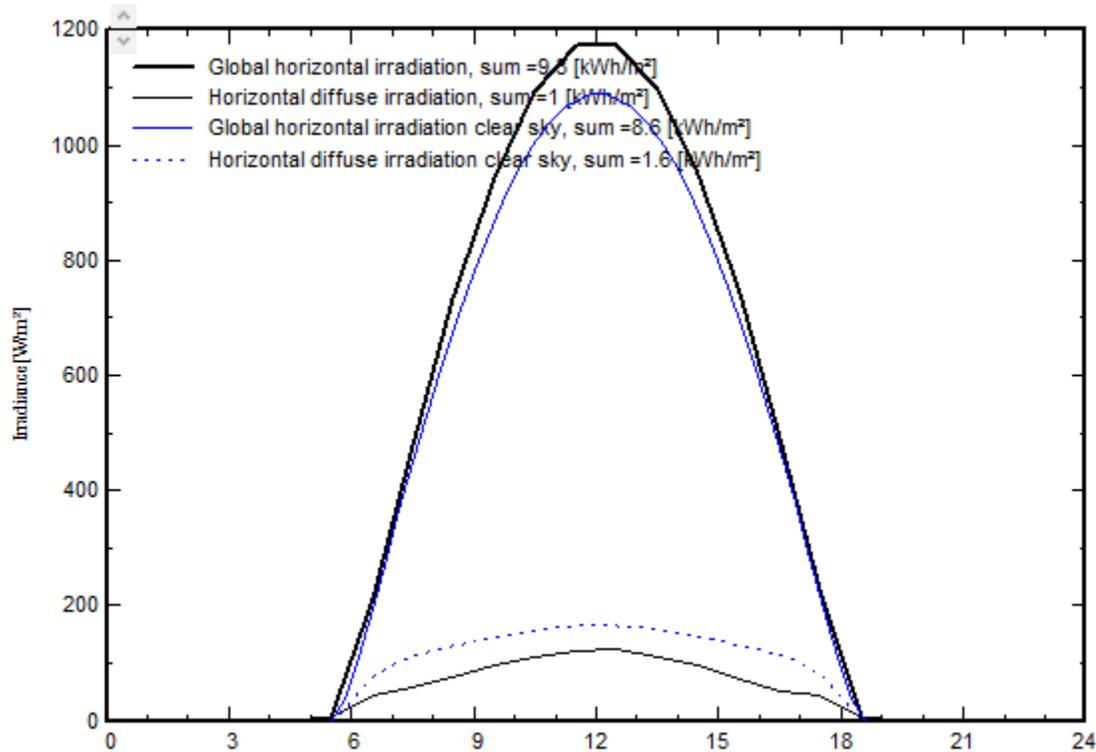


Figura 10: Irradiância versus horas do dia, Fonte (PVSYST)

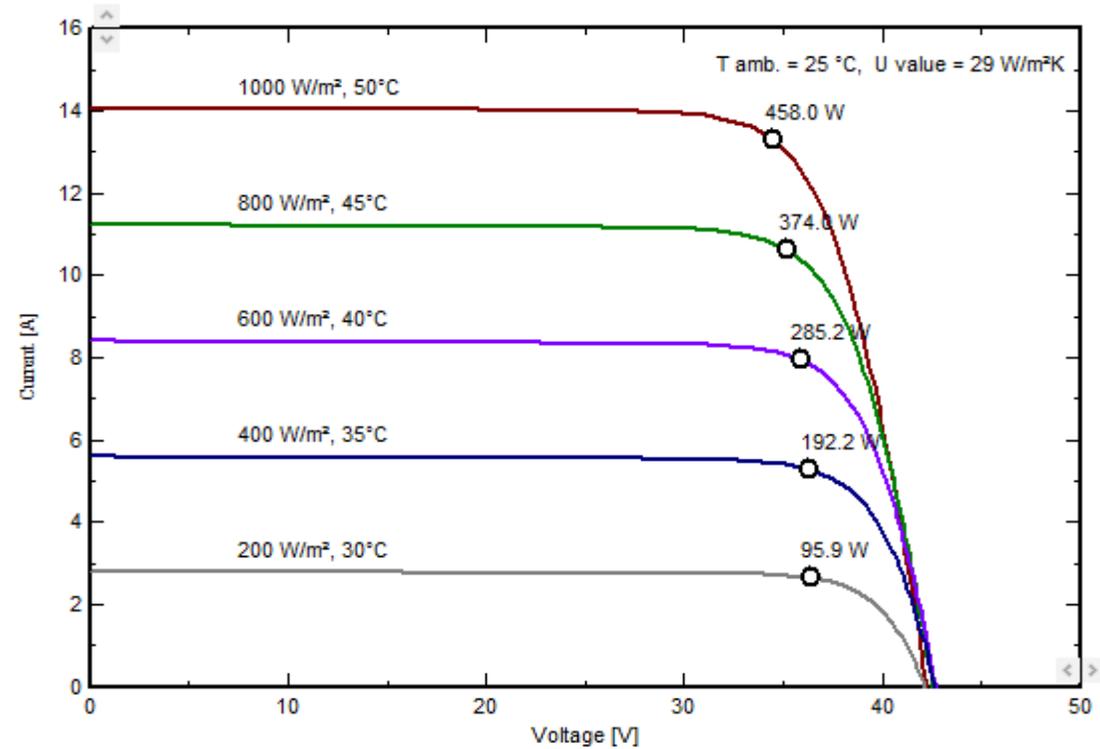


Figura 11: Curva corrente versus tensão, Fonte (PVSYST)

3.3 Instalação fotovoltaica

O dimensionamento de um sistema fotovoltaico envolve a melhor escolha da orientação dos módulos, disponibilidade de área, estética, disponibilidade do recurso solar e diversos outros fatores (Pinho, 2014, p. 298).

3.3.1 Selecção do módulo

O módulo solar fotovoltaico para a instalação (Semelhante ao tipo LR5-66HBD 500M, Fabrico Longi solar / UK ou equivalente) com tecnologia avançada de produção, com referência da bolacha numero M10-182mm ideal para largas escalas de produção. Com 12 anos de Garantia para materiais e processamento e 30 anos de garantia para potência extra linear. esta escolha teve por base a relação custo-qualidade do componente em causa.

3.3.1.1 Vantagens da tecnologia escolhida

O módulo fotovoltaico tradicional é composto por células fotovoltaicas que realizam a captura da irradiação solar e a transformam em energia eléctrica. Por construção, esses módulos são monofaciais, por só serem habilitados a captação solar em sua parte frontal, consequentemente, a energia de saída dos mesmos é uma função directa da irradiação incidente em sua parte frontal. A irradiação no verso do módulo envolve o factor albedo⁴, portanto, o ganho do módulo bifacial será directamente ligado ao fator de reflectividade da superfície, quanto mais clara ela for, mais radiação é reflectida e consequentemente, um maior número de irradiação chega ao módulo.

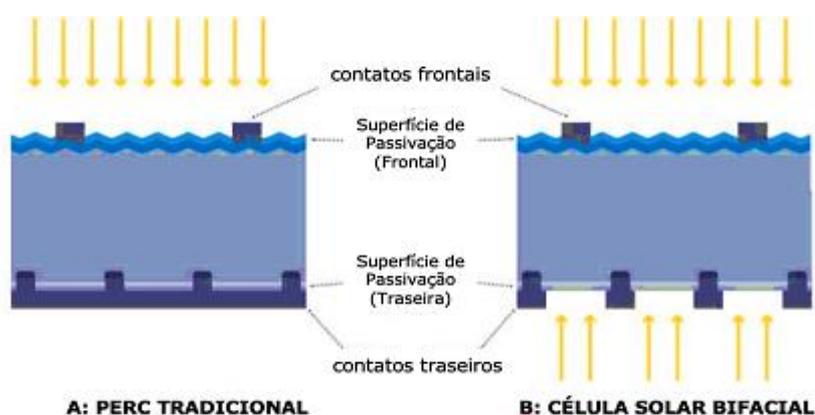


Figura 12: Vantagens da tecnologia escolhida

⁴ O **albedo** de uma superfície, que é a relação da energia reflectida sobre a incidente, expressa a fracção de radiação visível reflectida pela superfície, ou seja, a capacidade das superfícies reflectirem a radiação incidente sobre elas.

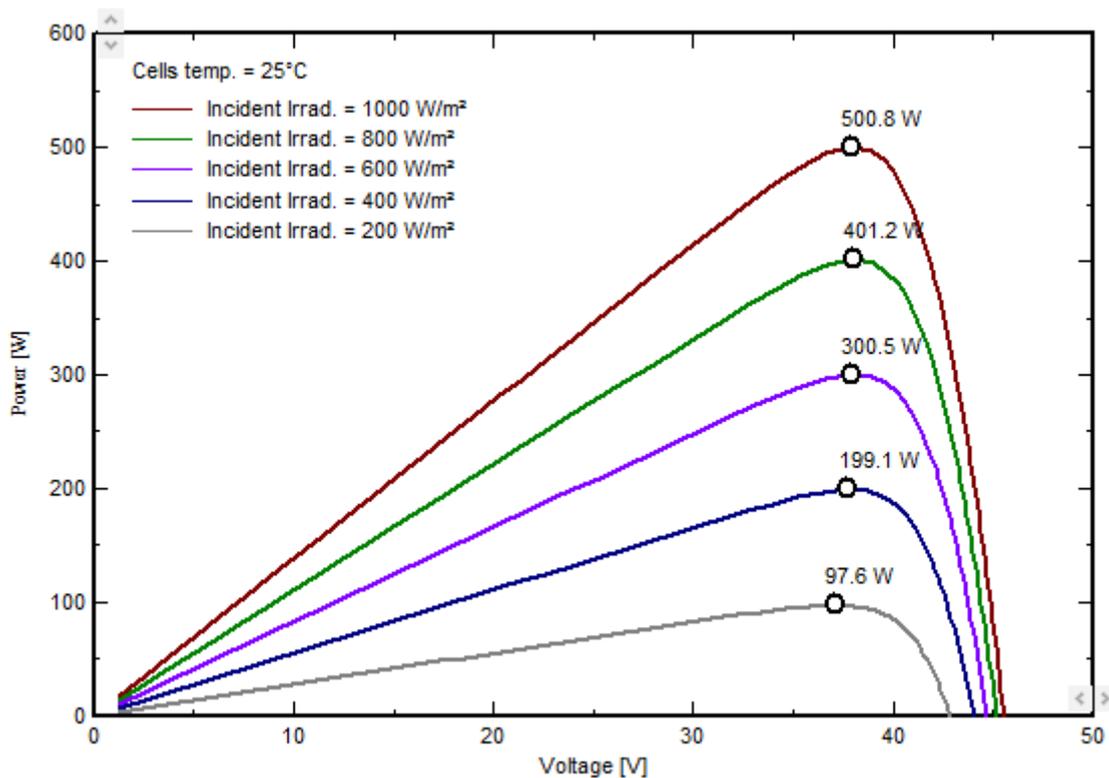


Figura 13: Variação da irradiância a 25°C na curva P x V, Fonte (PVSYST)

3.3.2 Ângulo Ótimo de Inclinação dos Painéis Solares

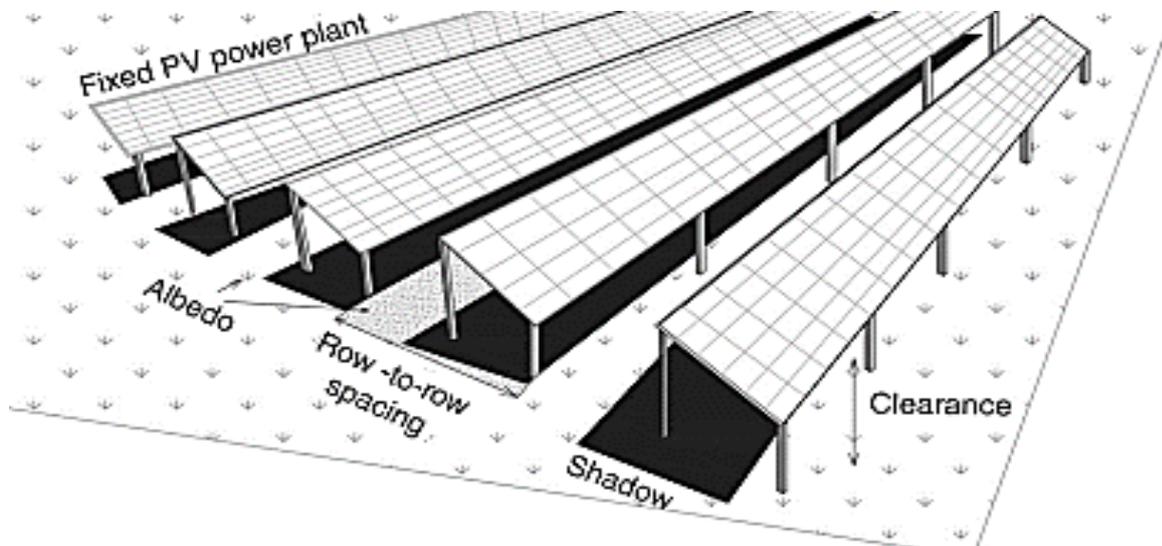


Figura 14: Ângulo Ótimo de Inclinação dos Painéis Solares

O ângulo de inclinação de um sistema de energia solar é um dos parâmetros importantes a ter-se em consideração, de modo que seja feita a máxima captação da radiação incidente. Este ângulo depende da variação anual, mensal e diária da posição relativa sol-terra (anexo 14), pelo que, procura-se o ângulo com mais incidência da energia solar na região.

Para instalações fixas de sistemas solares, esta inclinação depende da latitude. Um ângulo de inclinação mais alto pode reduzir o acúmulo de poeira. Por outro lado, um módulo altamente inclinado lançará mais sombras no módulo traseiro, resultando em menor saída, então, deve-se analisar também a distância entre os painéis. Com isto, tem-se um ângulo de 26° e um ângulo azimute de 0° .

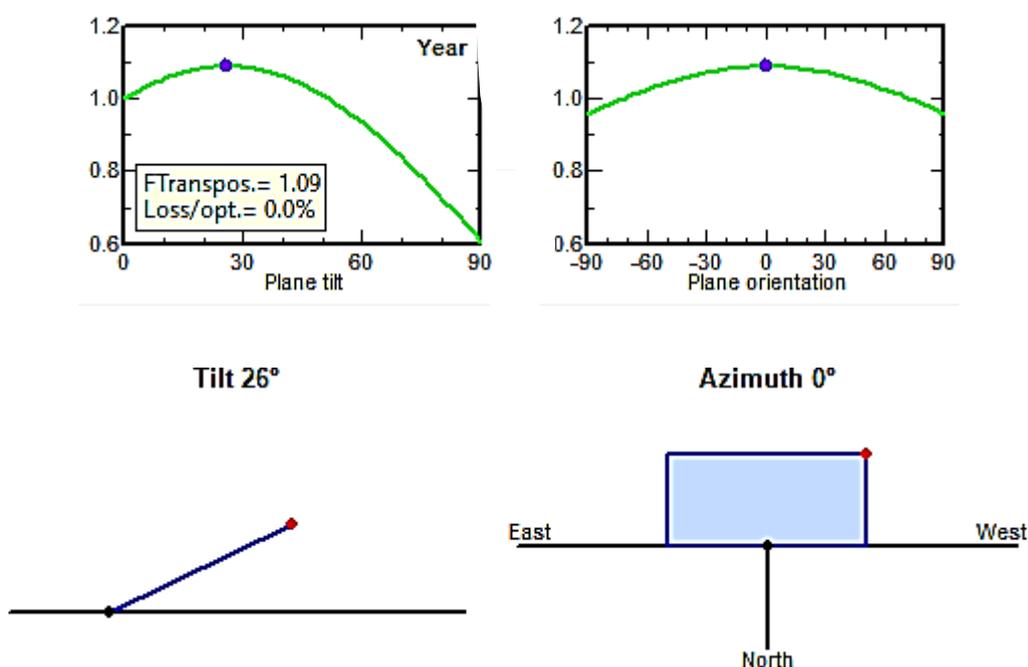


Figura 15: Ângulo Ótimo de Inclinação dos Painéis Solares, Fonte (PVSYST)

3.3.3 Espaçamento

A Sombra, restrição de linhas de cabos de fiação e outros factores influenciam a distância entre os painéis solares. No entanto, é quase impossível eliminar as sombras entre as colunas. No entanto, isso pode ser minimizado com a redução do

ângulo de inclinação. A planta também é considerada adequada se a perda anual por sombreamento for inferior a 1%, obtendo-se 1.86 metros.

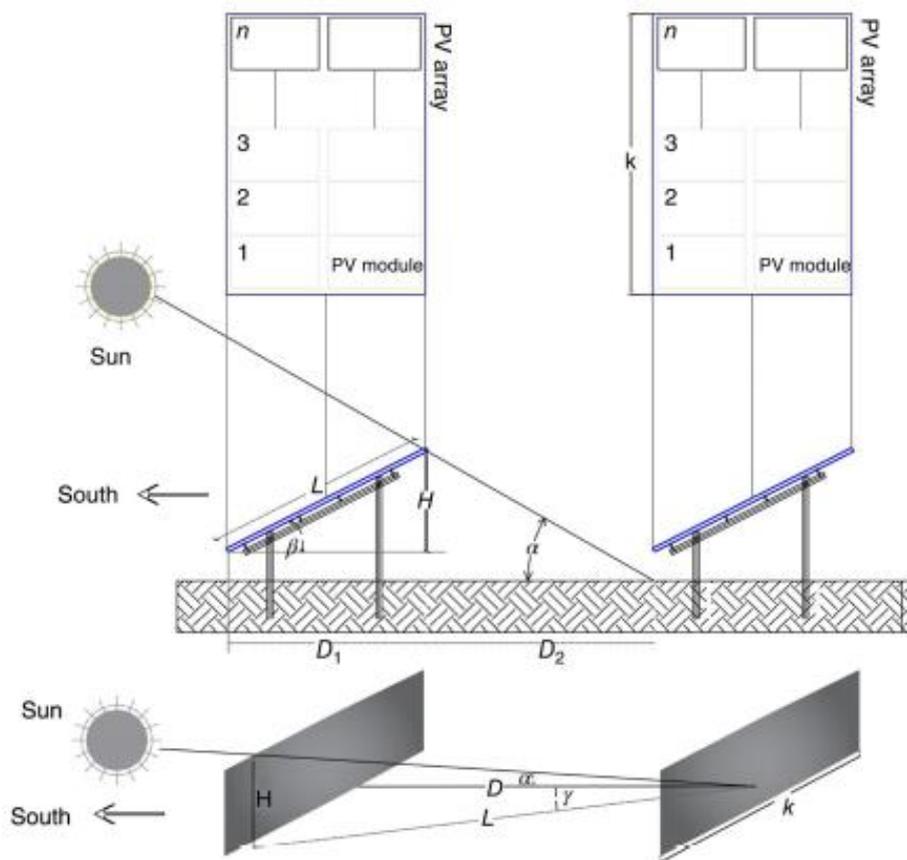


Figura 16: Espaçamento entre os módulos

$$D1 = L \cdot \cos\beta = 2,073 \cdot \cos(26) = 1,86 \text{ m} \quad H = L \cdot \sin\beta = 0,9 \text{ m} \quad (1)$$

$$D2 = \cos\gamma \cdot L = 0,41 \text{ m} \quad L = \frac{H}{\tan\alpha} = \frac{0,9}{\tan(0)} = 0,41 \text{ m} \quad (2)$$

$$D = D1 + D2 = (L \cdot \cos\beta) + (L \cdot \sin\beta) \left(\frac{\cos\gamma}{\tan\alpha} \right) = 2,27 \text{ m} \quad (3)$$

Onde

γ é azimute solar,

α é a altitude solar,

D é a distância de sombreamento,

H é a altura,

L é o comprimento do arranjo fotovoltaico,

L' é o comprimento projetivo dos raios solares, e

β é o ângulo de inclinação.

3.3.4 Quantidade de painéis

Para determinar o número de módulos fotovoltaicos, é necessário conhecer as seguintes informações para cada string:

- Especificações técnicas do módulo fotovoltaico (Tecnologia, potência de saída e eficiência dos módulos fotovoltaicos);
- Especificações técnicas do inversor, incluindo sua faixa de tensão de operação e correntes de entrada/saída permitidas;
- Temperatura máxima e mínima anual do local;
- Capacidade de energia permitida da rede à qual o sistema fotovoltaico está conectado;
- Área útil do terreno e a geometria do terreno;
- Ângulo e espaçamento ideais no local Tipo de estrutura.

O cálculo da quantidade de módulos fotovoltaicos, é definido conforme equação abaixo:

$$n^0 = \frac{\text{Potencia de saida}}{\text{Potencia do modulo FV}} \quad (4)$$

$$n^0 = \frac{11000000}{500} = 22000 \text{ Paineis}$$

3.3.5 Tamanho da String

Determina-se a configurado gerador fotovoltaico, ou seja, o número de módulos em série necessários para fornecer a tensão adequada para o funcionamento do inversor e o número de fileiras em paralelo

3.3.5.1 Módulos conectados em Série

A tensão de operação do módulo especificada pelo fabricante é menor que a tensão de operação do sistema, havendo necessidade de uma associação em serie de módulos fotovoltaicos.

O número de módulos em série deve atender às seguintes condições:

- A tensão mínima de operação do array deve estar acima da tensão mínima de operação do inversor (V_{min} da faixa MPPT);
- A tensão máxima de operação do array deve ficar abaixo da tensão máxima de operação do inversor (V_{max} da faixa MPPT);
- A tensão absoluta máxima da matriz deve ficar abaixo da tensão de entrada máxima absoluta do inversor;
- A tensão máxima absoluta da matriz não deve ultrapassar a tensão máxima do sistema especificada para o módulo fotovoltaico.

3.3.5.2 Tamanho Mínimo da String

$$\begin{aligned} ModuleV_{mp,min} &= V_{mp(70^{\circ}C)} = V_{mp} \left(1 + \frac{T_{max} * \Delta T}{100\%} \right) = 38.38 \left(1 + \frac{0.69 * (70 - 25)}{100\%} \right) \\ &= 50.29 V \quad (5) \end{aligned}$$

Onde:

$ModuleV_{mp,min}$ é a tensão mínima do módulo esperada na mais alta temperatura;

V_{mp} é a tensão nominal do módulo na potência máxima;

T_{max} é o coeficiente de temperatura na temperatura máxima esperada;

ΔT é a variação de temperatura entre a condição de teste padrão (STC) e a temperatura máxima esperada.

O número mínimo de módulos em uma string é obtido de:

$$N_{S,min} \geq \frac{InverterV_{min}}{ModuleV_{mp,min}} = \frac{580}{50.29} = 12 \text{ unidades (6)}$$

Onde:

$N_{S,min}$ é o número mínimo de módulos fotovoltaicos em série;

$InverterV_{min}$ é a tensão MPPT mínima do inversor.

3.3.5.3 Tamanho Maximo da String

$$\begin{aligned} ModuleV_{OC,max} &= V_{OC(10^{\circ}C)} = V_{OC} \left(1 + \frac{T_{min} * \Delta T}{100\%} \right) = 45.55 \left(1 + \frac{0.83 * (10 - 25)}{100\%} \right) \\ &= 39.87 \text{ V (7)} \end{aligned}$$

Onde:

$ModuleV_{OC,max}$ é a tensão máxima do módulo corrigida para a temperatura ambiente mais baixa;

V_{OC} é a tensão nominal de circuito aberto do módulo fotovoltaico;

T_{min} é o coeficiente de temperatura na temperatura mínima;

ΔT é a variação de temperatura entre STC e temperatura mínima.

O número maximo de módulos em uma string é obtido de:

$$N_{S,max} \leq \frac{InverterV_{max}}{ModuleV_{OCmax}} = \frac{1000}{39.87} = 25 \text{ unidades (8)}$$

Onde:

$N_{S,max}$ é o número maximo de módulos fotovoltaicos em série;

$InverterV_{min}$ é a tensão maxima permitida no inversor.

O número ideal de módulos fotovoltaicos não deve ser inferior ao número mínimo de módulos fotovoltaicos por string e não deve exceder o número máximo, ainda pode-se ter:

$$N_s = \frac{V_{DC}}{V_m} = \frac{850}{45.55} = 19 \text{ unidades (9)}$$

Onde:

V_{DC} é a tensão MPPT máxima do inversor;

V_m Tensão de circuito aberto (Voc/V).

3.3.5.4 Determinação da corrente máxima de um módulo fotovoltaico

A corrente do módulo fotovoltaico é a mais alta em altas temperaturas.

$$Module I_{DC,max} = I_{DC(70^{\circ}C)} = I_{SC} \left(1 + \frac{T_{max} * \Delta T}{100\%} \right) = 13.9 \left(1 + \frac{0.69 * (25 - 70)}{100\%} \right) = 9.58 \text{ (10)}$$

Onde:

Módulo I DC, max é a corrente máxima da string;

I DC é a corrente de curto-circuito do módulo fotovoltaico;

T max é o coeficiente de temperatura na temperatura máxima esperada;

ΔT é a variação de temperatura entre STC e a temperatura máxima esperada.

Para o valor medio da irradiância

$$G = 564 \text{ W/m}^2$$

$$I_{SC_{Gnml/m^2}} = I_{SC_{1kW/m^2}} * G \text{ (11)}$$

$$I_{SC_{Gnml/m^2}} = 13.9 * 0.564 = 7.8396$$

Onde:

$I_{SC_{Gnml/m^2}}$ é a corrente para Para o valor medio da irradiância;

G é o valor medio da irradiância.

3.3.6 A corrente da carga

$$I_L = \frac{E_{\text{Total}}}{24 * V_{DC}} = \frac{2150.5 \times 10^3}{24 * 850} \quad (12)$$

$$I_L = 105.41 \text{ A}$$

Onde:

E_{Total} é a energia total do sistema (saida);

V_{DC} é a tensão MPPT maxima do inversor.

A corrente nominal do gerador fotovoltaico (sistema fotovoltaico)

$$I_{PV} = \frac{24 * I_L}{PSH} = \frac{24 * 105.41}{5} \quad (13)$$

$$I_{PV} = 506 \text{ A}$$

3.4 Aproveitamento da Geração

Conforme Guilherme (2015), utilizando a equação (2) para encontrar o potencial de geração de energia elétrica, usa-se a potência instalada, quantidade de horas de sol pleno e o *performance ratio*, que representa o percentual de aproveitamento da geração FV considerando as perdas.

$$E = PFV * HSP * N * PR = 2150.5 \text{ Kwh/m}^2 \quad (14)$$

Em que:

PFV: Potência dos módulos [kWp];

HSP: Horas de Sol Pleno [h/dia];

N: número de dias no mês;

PR: performance ratio.

3.5 Inversores

Foi escolhido o inversor central virtual (VCI), pois aumenta a confiabilidade em relação aos inversores centrais e, em caso de falha de um inversor, uma grande parte da saída da planta não é perdida e outra vantagem sobre a topologia do inversor string é a facilidade de manutenção, em vez de percorrer longas distâncias, especialmente em LS-PVPPs, o operador da planta pode simplesmente ir a um ponto específico do local da planta fotovoltaica e realizar o serviço do equipamento. Isso reduz o custo de fornecimento e operação dos cabos CA, o tempo de instalação e execução das operações de cabeamento e os custos de fornecimento das caixas CA

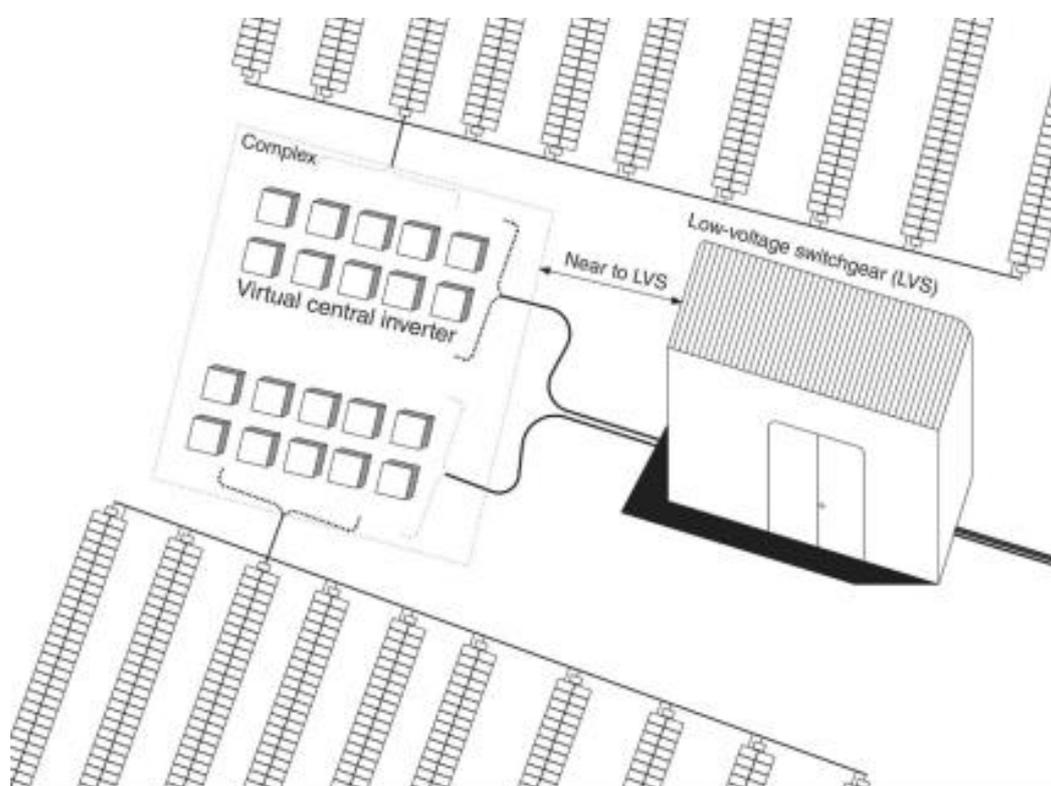


Figura 17: inversor central virtual (VCI),

O Inversor solar escolhido para a instalação é o Tauro Eco 100-3-D. Tal como o módulo fotovoltaico, o inversor foi escolhido pela relação custo-qualidade.

3.5.1 Determinação do número de inversores

O número de inversores é obtido de modo que a potência nominal de entrada do inversor seja aproximadamente igual à potência nominal de saída do painel fotovoltaico, ou seja, $P_{inv, nom} = P_{PV, nom}$.

A distribuição da irradiação solar anual, as condições ambientais, o tipo de raking PV montado e as perdas PV são os principais fatores que afetam o número de inversores.

O número e a potência nominal dos inversores são determinados pela potência total do sistema fotovoltaico. Um método confiável é calcular a potência CC através da eficiência nominal do inversor a partir da potência nominal CA. A relação entre a potência nominal do inversor e a potência nominal do painel fotovoltaico é conhecida como fator de dimensionamento do inversor ou relação de potência nominal (NPR)\

$$NPR = \frac{P_{inv,nom}}{P_{PV,nom}} = \frac{G_{TH}}{G_{STC}} = \frac{564}{1000} = 0.564 \quad (15)$$

Onde:

$P_{PV, nom}$ é a potência nominal instalada de PV,

G_{Th} é o nível de irradiância nominal

$G_{STC} = 1000 \text{ W/m}^2$.

NPR é o coeficiente de downsize do inversor. Quando $0 < NPR < 1$, o inversor está subdimensionado. Para $NPR > 1$ o inversor está sendo superdimensionado e terá maior potência nominal que a potência instalada fotovoltaica.

O número de inversores (N_i) pode ser determinado da seguinte forma:

$$N_i = \frac{P_{inv,nom-total}}{P_{inv,nom-expected}} = \frac{10.5 \text{ MW}}{150 \text{ KW}} = 70 \text{ unidades} \quad (16)$$

Onde

$P_{inv, nom}$ – total é a potência total do inversor que é necessária para toda a central

$P_{inv, nom}$ – esperado é a potência esperada do inversor.

A potência $P_{inv, nom}$ especifica a potência CC que deve ser injetada na entrada do inversor para que a potência CA desejada possa ser fornecida à rede. $P_{inv, nom}$ é calculado a partir.

$$P_{inv,nom} = \frac{S_{AC} \cdot \cos\phi}{\eta} = \frac{10MW}{0.985} = 10.1522 MW \quad (17)$$

Onde

S_{AC} é a potência ativa AC e mostra quanta potência, no fator de potência $\cos \phi$, deve ser injetada na rede;

η é a eficiência do inversor.

3.6 Perdas

De um modo geral, as perdas do arranjo podem ser definidas como todos os eventos que penalizam a energia de saída do arranjo disponível em relação à potência nominal do módulo fotovoltaico conforme cotado pelo fabricante para condições STC. Esta é a filosofia declarada pelas recomendações do CCI/Ispra European Centre, através do Índice de desempenho normalizado e do Rácio de Desempenho. Várias dessas fontes de perda não são diretamente mensuráveis.

Começando com a irradiação incidente no plano do coletor (depois de levar em conta os efeitos de sombreamento da irradiação), pode-se imaginar que um arranjo fotovoltaico ideal deve render um kW/kWp sob uma irradiância (G_{inc}) de 1 kW. Ou seja, assumindo uma resposta linear segundo G_{inc} , o arranjo ideal produzirá um kWh de energia sob um kWh de irradiância para cada kWp instalado (conforme definido no STC).

3.6.1 Perda de Incidência de Array (Iam)

O efeito de incidência (o termo designado é IAM, para "Incidence Angle Modifier") corresponde à diminuição da irradiância que realmente atinge a superfície das células fotovoltaicas, em relação à irradiância sob incidência normal. Esta diminuição deve-se principalmente às reflexões na cobertura de vidro, que aumenta com o ângulo de incidência. Com a tecnologia escolhida da Longi solar LR5-66HBD 500M tem-se um vidro duplo com 2,0 mm de temperatura de vidro revestido. A perda de transmissão é um fenômeno geral, devido à reflexão e transmissão do raio solar em cada interface do material (ar-vidro, vidro-EVA, EVA-célula), bem como alguma absorção no vidro. Isso surge para qualquer raio de incidência. a reflexão é da ordem de 5% com 0,875 de factor de performace. O IAM diz respeito apenas à dependência angular deste efeito, ou seja, é normalizado para a transmissão na incidência perpendicular (ângulo de incidência de 0°).

Considerando vidro liso Fresnel, $n = 1,526$.

Tabela 3: Perda de Incidência de Array (Iam)

Angulo	FIAM
0.0	1.000
30.0	0.998
50.0	0.981
60.0	0.948
70.0	0.862
75.0	0.776
80.0	0.636
85.0	0.403
90.0	0.000

3.6.2 Fenômenos Considerados

3.6.2.1 Lei de Fresnel

Em princípio, este fenômeno obedece às Leis de Fresnel que descrevem a transmissão e reflexões na interface de dois materiais transparentes de refração diferente.

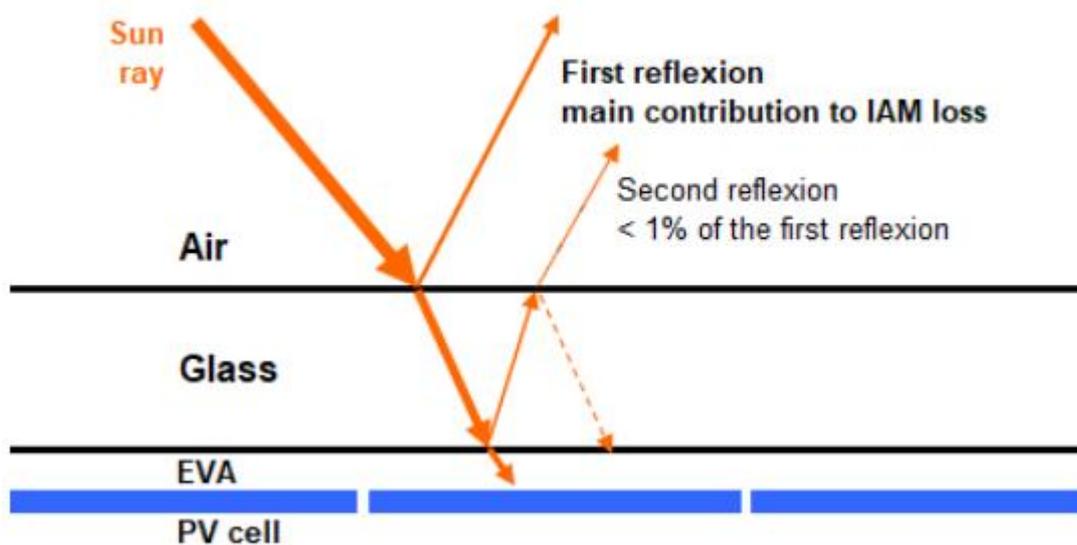


Figura 18: Lei de Fresnel no Vidro

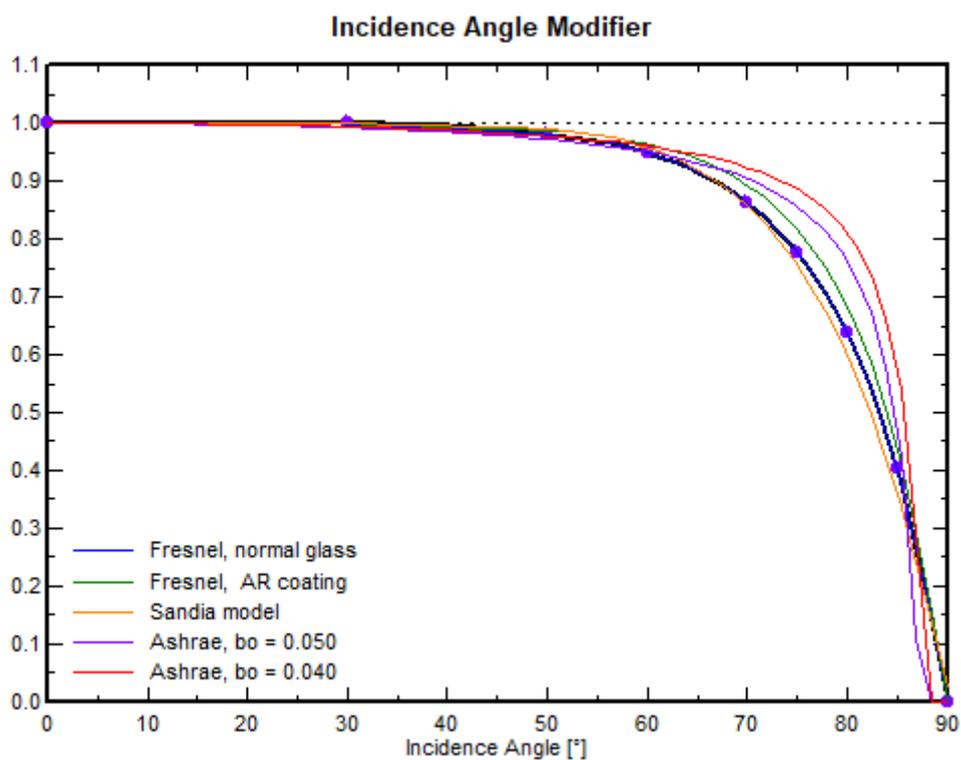


Figura 19: Angulo de Incidência Fresnel

Considerando que essas leis permitem calcular a luz que efetivamente atinge a superfície da célula abaixo da camada protetora (geralmente o vidro), em função do ângulo de incidência. Para minimizar estas perdas será aplicada revestimento antirreflexo na interface superior ar-vidro. Essa fina camada tem índice de refração menor que o vidro, o que limita a primeira reflexão.

3.6.2.2 Parametrização da Ashrae (Obsoleto)

No passado, a função IAM era frequentemente estimada usando a parametrização "ASHRAE" (proposta nos anos 80 por este organismo normativo americano), dependendo de um único parâmetro b_0 :

$$FIAM = 1 - b_0 \cdot (1/\cos i - 1) \quad (19)$$

onde

i = ângulo de incidência no plano.

apresenta um alto índice de refração e nossas medições específicas em módulos cristalinos reais na verdade indicam um valor de $b_0 = 0,05$.

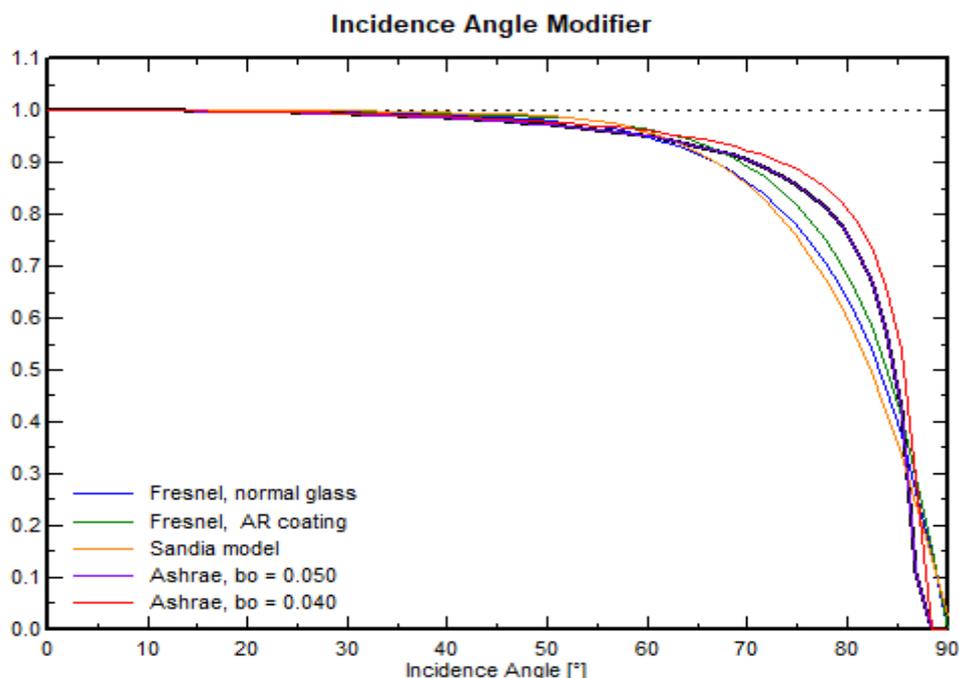


Figura 20: Ângulo de Incidência Ashrae

3.6.2.3 Efeito do albedo e difuso

Difuso

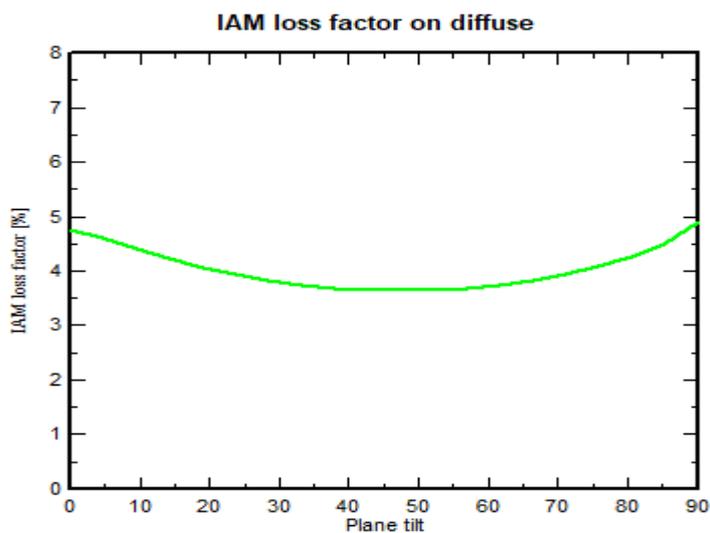


Figura 21: Efeito difuso

Albedo

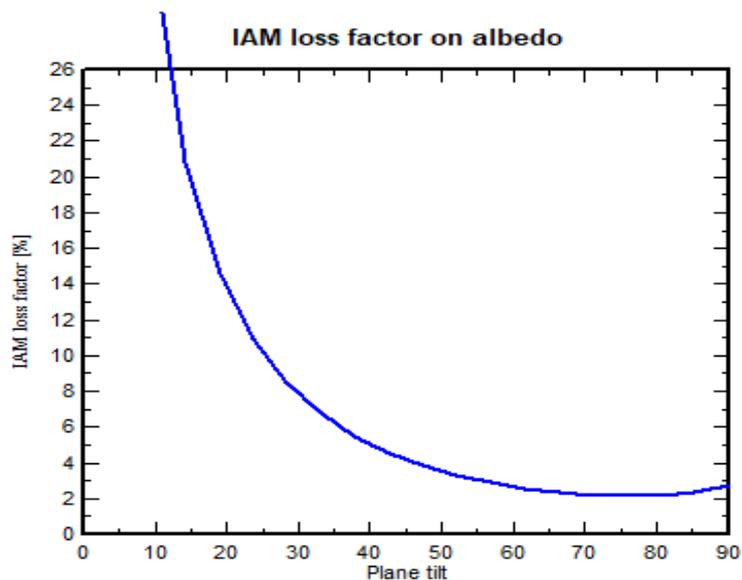


Figura 22: Efeito do albedo

Efeito no feixe

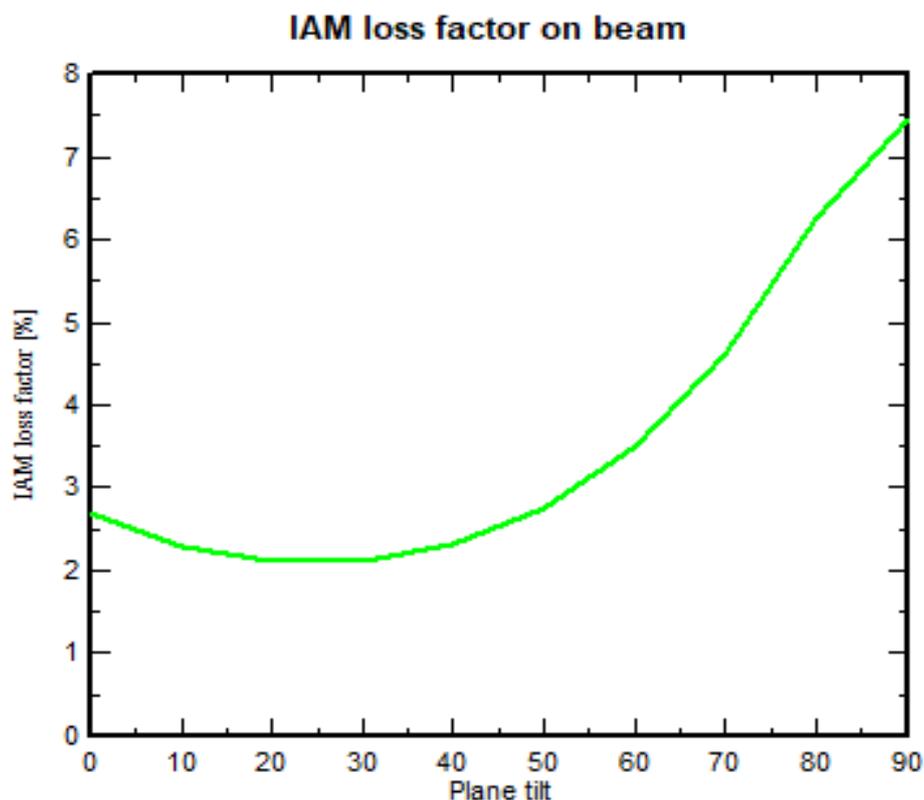


Figura 23: Efeito no feixe

3.6.3 Perda de Sujeira

O acúmulo de sujeira e seu efeito no desempenho do sistema é uma incerteza que depende fortemente do ambiente do sistema, condições de chuva.

O acúmulo de poeira e o crescimento de musgos e líquenes ao longo da estrutura dos módulos produz sombreamentos parciais nas células inferiores e tendem a reter mais poeira. Além disso, essas poluições não são removidas pelas chuvas. Portanto, com baixas inclinações, serão usados módulos sem moldura.

3.6.4 Envelhecimento, Degradação dos Módulos Fv

As principais partes de um sistema fotovoltaico sujeito ao envelhecimento são:

- O próprio módulo fotovoltaico (degradação a longo prazo);

- A crescente incompatibilidade entre os módulos, que não degradam todos na mesma proporção;
- As baterias em sistemas com armazenamento (devem ser substituídas, às vezes várias vezes durante a vida de um sistema), no nosso caso são as baterias correspondentes as flutuações;
- Eventualmente os inversores, que às vezes precisam ser reparados ou substituídos;
- Elementos da fiação, protetores contra raios, etc.

A origem do módulo fotovoltaico a perda progressiva de eficiência, que caracterizamos por "um fator de perda de perda de degradação". A degradação significa uma diminuição do rendimento do arranjo fotovoltaico. Às vezes, pode ter algum efeito "positivo" no comportamento total do sistema, ou seja, nas perdas por sobrepotência quando o inversor é fortemente subdimensionado

Taxa de degradação garantida e média

A garantia do fabricante deve ser entendida como um limite inferior para qualquer módulo fotovoltaico individual.

Nestas curvas, a perda inicial (da ordem de 3%) deve ser considerada como o LID, ou déficit inicial de Potência possível (tolerância, incerteza de medição de fábrica). Portanto, a taxa de diminuição anual do limite inferior garantido é a inclinação desta curva. No nosso exemplo (-3% inicial, -20% após 25 anos), isso significa uma taxa de -0,68%/ano. Mas esta não é a taxa de degradação da matriz completa.

Considerando um fator individual de degradação do módulo 3,80%, fator de incompatibilidade de degradação de 1,71%, media de fator de degradação 0,40%/ano, Imp RMS dispercao 0,40%/ano, VmpMS dispercao 0,40%/ano.

3.6.5 Descrição dos Dados Apresentados

Os dados apresentados no estudo foram obtidos a EDM, e dizem respeito aos parâmetros de operação e funcionamento da rede eléctrica de distribuição sul que são: Configuração da Rede de Transporte da região sul (Configuração da Rede DTSU

02/03/2022); Cargas máximas (pontas) registadas no período de 2022, correspondente ao carregamento máximo do Transformadores da rede de transporte e distribuição da região sul em MVA; Capacidade de geração de cada unidade geradora que de certa forma fornece para a rede de transporte da região sul uma certa potência, assim como os valores nominais dos compensadores integrados a rede de transporte da região sul.



DIRECÇÃO DA REDE DE TRANSPORTE

Configuração da Rede de Transporte - Região Sul

Configuração da Rede DTSU 12/04/2022

Observações:
 Desligado/Aberto
 Ligado/Fechado

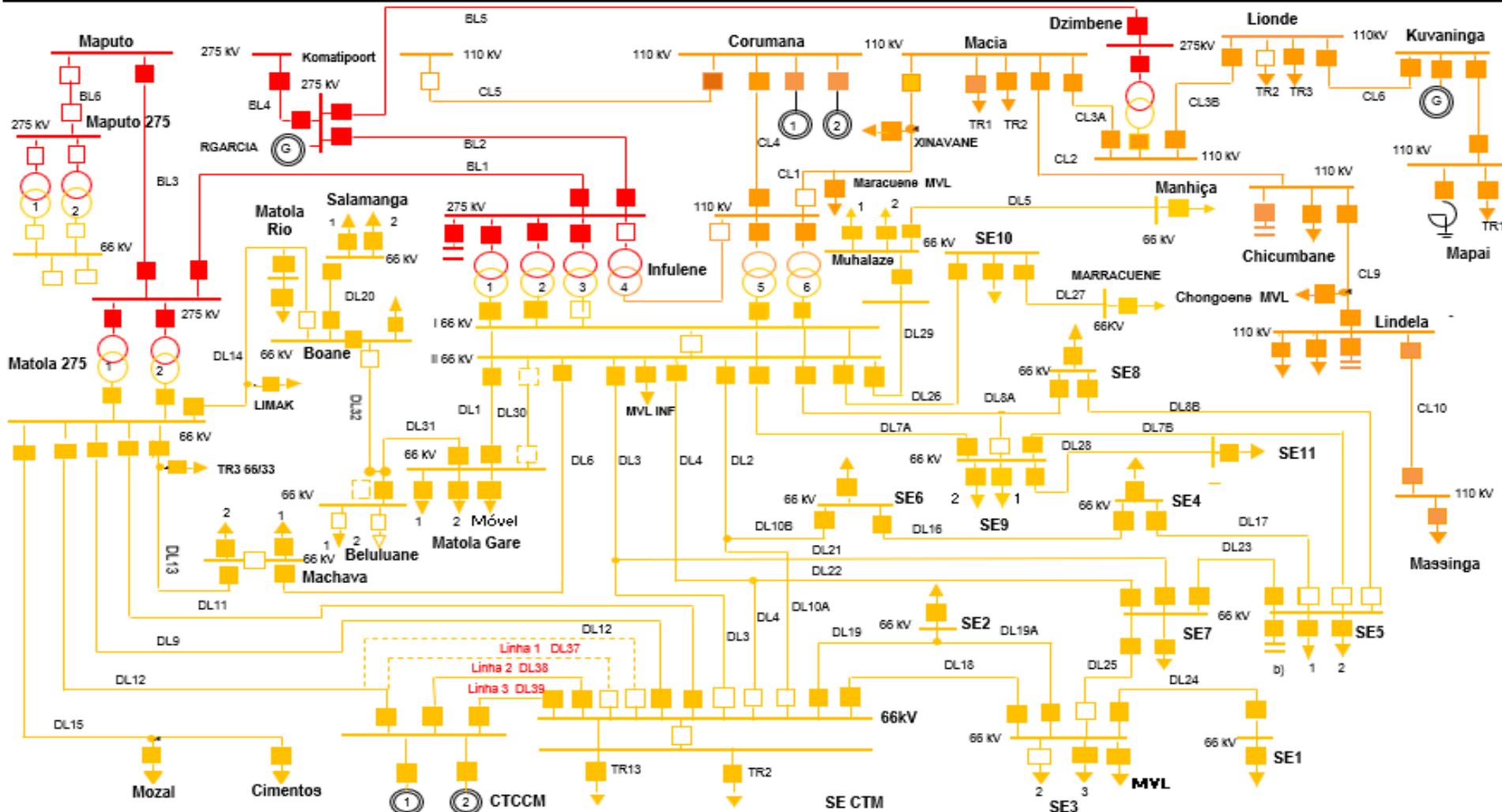


Figura 24: Mapa da Rede DTSUL (EDM)

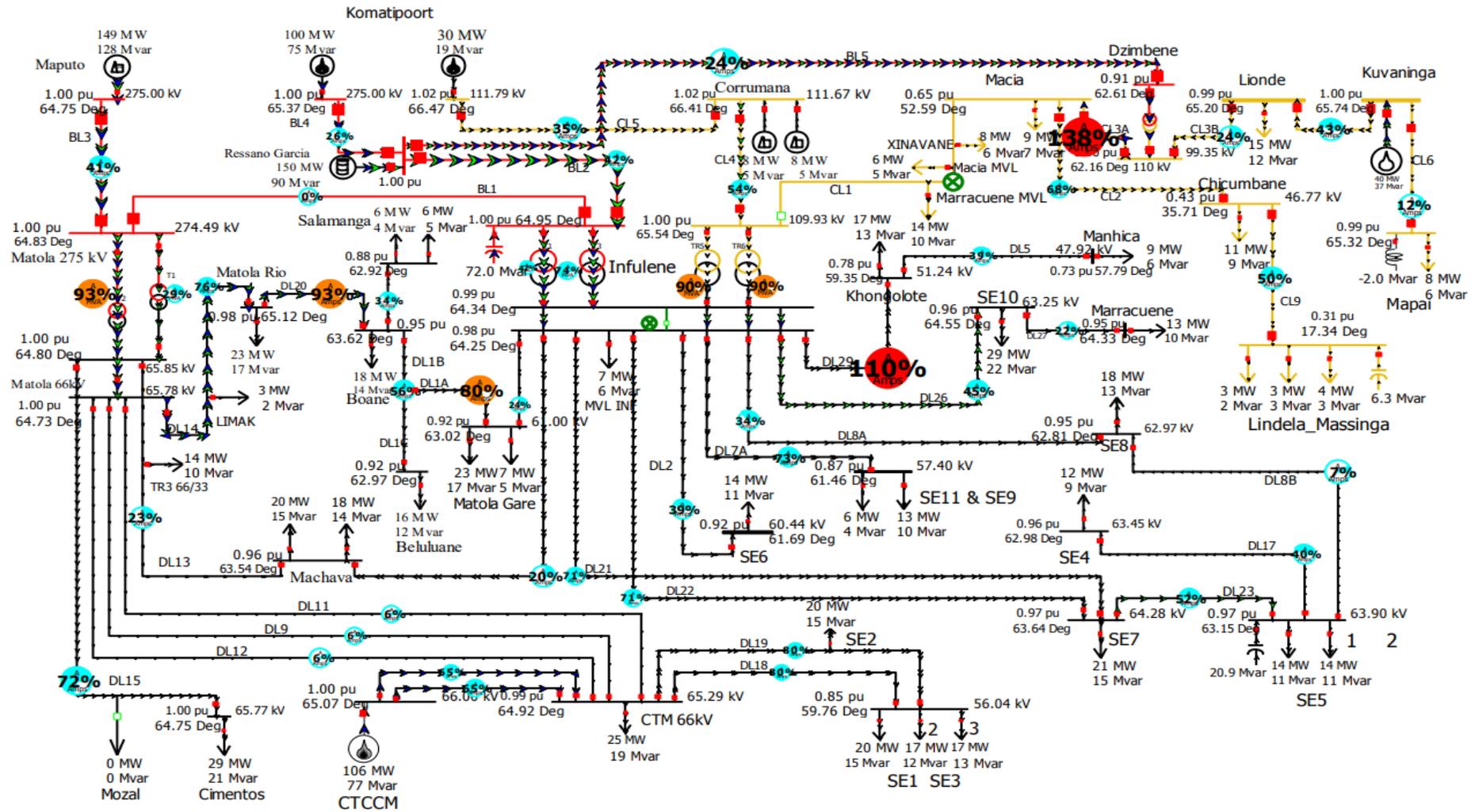


Figura 25: Mapa da Rede DTSUL (PWS)

3.6.6 Carga da Rede DTSUL

Tabela 4: Carga da Rede DTSUL

Name	Nom kV	PU Volt	Volt (kV)	Angle (Deg)	Load MW	Load Mvar	Gen MW	Gen Mvar	Type
Maputo	275	1	275	64.75			196.1	213	Slack
Matola 275 kV	275	0.998	274.31	64.89					PQ
Matola 66 kV	66	0.997	65.791	64.82					PQ
Matola Rio	66	0.972	64.161	65.3	27.93	20.95			PQ
Boane	66	0.927	61.161	62.94	22.47	16.86			PQ
Komatipoort_1	275	0.935	257.25	57.7			100	100	PQ (Gens at Var Limit)
Salamanga	66	0.842	55.604	62.01	14.89	11.17			PQ
Komatipoort_2	110	0.952	104.74	58.9			30	18.59	PQ (Gens at Var Limit)
Ressano Garcia	275	0.935	257.25	57.7			150	130	PQ (Gens at Var Limit)
Infulene_275kV	275	0.928	255.19	57.29					PQ
Infulene_66kV_I	66	0.916	60.466	56.5					PQ
Infulene_66kV_II	66	0.912	60.169	56.4	9.22	6.92			PQ
Corrumana	110	0.951	104.62	58.84			16.6	16	PQ (Gens at Var Limit)
Infulene_110kV	110	0.932	102.49	57.88					PQ
Beluluane	66	0.894	59.001	62.09	19.19	14.39			PQ
Matola 66kV	66	0.995	65.677	64.81	20.89	15.67			PQ
Machava	66	0.888	58.599	56.6	47.38	35.54			PQ
SE6	66	0.769	50.774	50.74	24.84	18.63			PQ
SE4	66	0.880	58.091	54.66	13.21	9.91			PQ
SE7	66	0.897	59.221	55.56	25.34	19			PQ
SE10	66	0.877	57.885	56.84	35.39	26.54			PQ
Macia	110	0.529	58.218	40.76	39.01	29.26			PQ
Lionde	110	0.896	98.527	51.41	18.98	14.24			PQ
Kuvaninga	110	0.912	100.28	51.69			28.96	40	PQ (Gens at Var Limit)
SE5	66	0.889	58.644	54.89	34.86	26.14			PQ
SE11 & SE9	66	0.747	49.293	52.09	23.91	17.93			PQ
Cimentos	66	0.995	65.691	64.76	35.25	26.44			PQ
Chicumbane	110	0.304	33.434	19.59	8.4	6.3			PQ
Lindela_Massinga	110	0.217	23.853	-7.92	6.83	5.13			PQ
Khongolote	66	0.597	39.42	48.65	19.52	14.64			PQ
SE8	66	0.871	57.461	54.34	21.93	16.45			PQ
SE1 SE3	66	0.798	52.665	61.84	66.64	49.98			PQ
CTM 66kV	66	0.983	64.889	68.64	55.36	41.52			PQ
CTCCM	66	1.000	66	69.18			212	80.16	PV
Mapai	110	0.898	98.769	51.01	9.85	7.38			PQ

Analise as capacidade e possibilidade de conexão desta à rede eléctrica existente

Para a interligação da central, foi usada uma linha de média tensão de 33 kV, com os seguintes parâmetros:

Tabela 5: Características da rede eléctrica existente

Nível de tensão (kV)	Comprimento da linha (km)	R	X	B
33	1	0.0101	0.028	0.00004

A central está conectada à SE Lindela através de uma linha aéreas de transmissão e é constituída por 9 blocos e cada bloco com o conjunto de painéis solares ligados a um inversor de 3.775 MW e a um transformador elevador de 3.8 MVA.

Interligação

As cargas foram mantidas fixas e a potência instalada da geração fotovoltaica é aumentada até que o fator de penetração atinja o valor de 300%, esse cenário visava obter e analisar os impactos.

Avaliação do impacto na tensão

A tensão analisada foi na barra 03, que é a barra em que a carga que representa uma da unidade consumidora. O resultado do comportamento da tensão quando aumentada a capacidade instalada da geração fotovoltaica é mostrado abaixo.

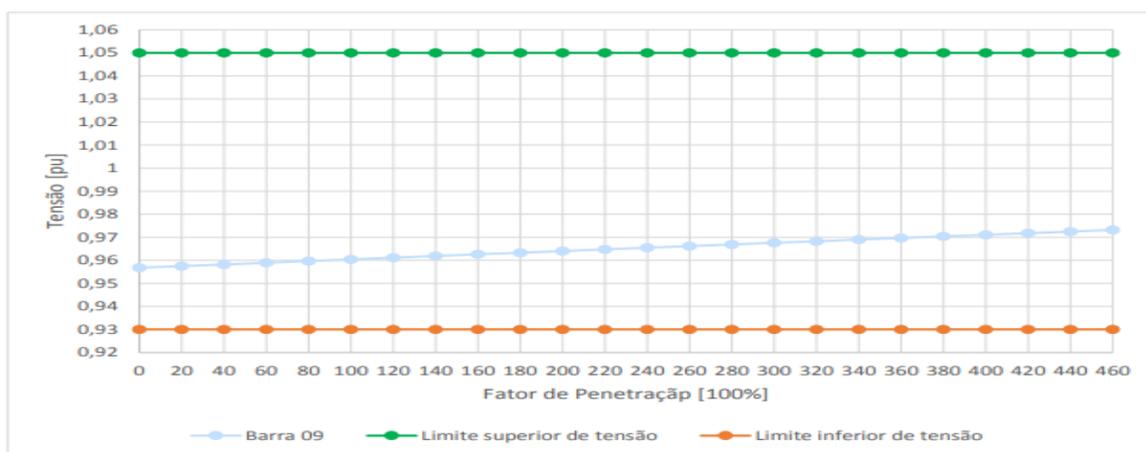


Figura 26: Avaliação do impacto na tensão

Percebe-se que o comportamento da tensão na barra ficou dos limites estabelecidos, ainda com uma margem grande até atingir o valor limite de 1,05 pu.

Fator de potência

Neste cenário o sistema fotovoltaico foi conectado na mesma barra, os resultados do comportamento do fator de potência no ponto de conexão quando aumentada a capacidade instalada da geração fotovoltaica de todas as barras são apresentados na Figura abaixo.

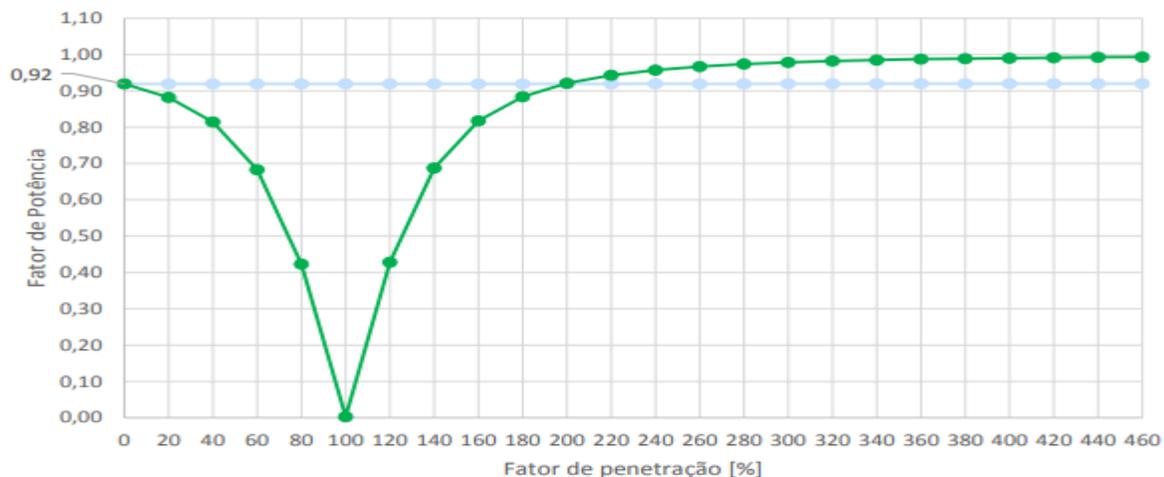


Figura 27: Fator de potência

O fator de potência no ponto de conexão diminui até um valor mínimo e igual a zero quando os sistemas fotovoltaicos atingem o mesmo valor da carga, fator de penetração de 100%. Depois o FP voltou a aumentar e atingiu valores dentro dos limites.

4 Capítulo IV: Discussão

No âmbito da análise dos índices de previabilidade do projecto para a vila de Lindela, foram contactados os seguintes pontos:

- **Irradiação**

Segundo a norma IEC 62446. Emitida pela Comissão Eletrotécnica Internacional (IEC, International Electrotechnical Commission) a irradiação solar ideal para a viabilidade de sistemas solares fotovoltaicos é geralmente em torno de 4 a 5 kWh/m² por dia. Isso pode variar dependendo da eficiência dos painéis solares utilizados, das perdas devido a sombreamento, orientação e inclinação dos painéis, entre outros fatores. E para o local escolhido em Lindela temos este parâmetro cumprido, onde segundo dados solarimétricos que foram obtidos através do Meteonorm e Global solar Atlas, apresentava-se valores anuais acima da média (4 a 5 kWh/m²) estabelecida pela a norma IEC 62446.

- **Temperatura**

A temperatura afeta a geração de energia dos painéis solares fotovoltaicos devido à sua relação com a eficiência dos materiais semicondutores usados para produzir eletricidade. De maneira geral, a eficiência dos painéis solares fotovoltaicos diminui à medida que a temperatura aumenta. Isso ocorre porque o aumento da temperatura dos painéis solares faz com que a tensão de circuito aberto (V_{oc}) diminua e a corrente de curto-circuito (I_{sc}) aumente. Essas mudanças resultam em uma redução da eficiência dos painéis solares, uma vez que a eficiência é calculada pela relação entre a energia produzida pelos painéis solares e a energia solar que atinge a superfície dos painéis. Além disso, o aumento da temperatura pode levar a uma degradação mais rápida dos materiais semicondutores, reduzindo a vida útil dos painéis solares. A eficiência dos painéis solares diminui cerca de 0,4% por grau Celsius acima da temperatura padrão de teste (STC), que é de 25°C. A temperatura máxima e mínima que podem ser esperadas no local da instalação fotovoltaica são

necessárias para o design das strings (de acordo com a IEC 60364-7-712). 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 da célula é de +30 °C. A temperatura ambiente máxima no local da instalação fotovoltaica é estimada (de acordo com os bancos de dados meteorológicos) em 25 °C, então a temperatura máxima da célula que deve ser utilizada para o dimensionamento da string na instalação fotovoltaica montada no solo é de 61 °C. A temperatura ambiente mínima no local da instalação fotovoltaica é estimada (de acordo com os bancos de dados meteorológicos) em 0 °C, então a temperatura mínima da célula que deve ser utilizada para o dimensionamento da string na instalação fotovoltaica montada no solo é de -3 °C. Portanto o local escolhido apresenta resultados muito bons em terno da temperatura ambiente comparando com diversos locais do país, desta contribuindo bastante a saída de Energia com menos perdas térmicas (temperatura).

- **Terra necessária para o projeto**

A disponibilidade de terra desempenha um papel fundamental na viabilidade e instalação de uma central solar. Aqui estão algumas maneiras pelas quais a disponibilidade de terra contribui para a instalação de um central solar:

- **Área Suficiente:** A construção de uma central solar requer uma área significativa para a instalação dos painéis solares. A disponibilidade de uma área adequada e suficiente de terra é essencial para acomodar o número necessário de painéis solares e infraestrutura associada, como inversores, transformadores e cabos.
- **Orientação e Inclinação:** A disponibilidade de terra permite que os painéis solares sejam posicionados de forma ideal em relação à orientação e inclinação adequadas para maximizar a captura de energia solar. A inclinação correta dos painéis solares ajuda a obter a melhor exposição à luz solar ao longo do dia e das estações do ano.

- **Sombreamento:** A disponibilidade de terra também permite evitar sombreamento excessivo nos painéis solares. É importante que os painéis solares não sejam obstruídos por árvores, edifícios ou outras estruturas que possam reduzir a exposição à luz solar e diminuir a eficiência do sistema.
- **Restrições e Regulamentações:** A disponibilidade de terra adequada deve estar em conformidade com as regulamentações locais e restrições legais. É importante verificar se há requisitos de zoneamento, restrições ambientais ou outras regulamentações que possam afetar a instalação de uma central solar em determinada área.

Do ponto de vista de disponibilidade de terra, a vila de Lindela tem como vantagem o baixo índice demográfico, desta estando disponível uma vasta área para implementação do projecto,

- **Vias de acesso**

As vias de acesso desempenham um papel importante na instalação de uma central solar, afetando tanto a construção inicial quanto a operação contínua da usina. Durante a fase de construção da central solar, é necessário transportar equipamentos pesados, painéis solares, estruturas de suporte e outros materiais para o local. Vias de acesso adequadas, como estradas pavimentadas e suficientemente largas, facilitam o transporte desses materiais e equipamentos até o local da usina. Na vila de Lindela tem-se condições de acesso disponíveis para a instalação de uma central.

- **Rede de alta tensão**

A disponibilidade de uma rede de alta tensão desempenha um papel crucial na viabilidade da instalação de uma central solar. Aqui estão algumas maneiras pelas quais a disponibilidade da rede de alta tensão pode afetar a instalação de uma central solar:

- **Conexão à Rede Elétrica:** A central solar *“on grid”* precisa ser conectada à rede elétrica para fornecer a energia gerada de forma eficiente. A disponibilidade de uma rede de alta tensão próxima ao local da usina solar facilita a conexão, minimizando a necessidade de extensões ou upgrades significativos na infraestrutura elétrica. E junto a vila da Lindela tem-se uma rede de 110 KV.
- **Capacidade de Transmissão:** A capacidade da rede de alta tensão é importante para a viabilidade da central solar. A usina solar produzirá uma quantidade substancial de energia que precisa ser transmitida para os pontos de consumo. Se a capacidade da rede for limitada, pode ser necessário expandir a infraestrutura de transmissão para acomodar a energia gerada pela central solar, segundo análise do carregamento junto as linhas e subestação de Lindela, ainda tem-se a possibilidade de interligar a central.
- **Redução de Perdas:** A transmissão de energia a longas distâncias pode resultar em perdas significativas de energia elétrica. Ao instalar uma central solar próxima à rede de alta tensão, as perdas de transmissão são minimizadas, pois a energia gerada pela usina solar é injetada diretamente na rede de alta tensão, reduzindo as perdas associadas à transmissão de longa distância.
- **Integração na Rede Elétrica:** A disponibilidade de uma rede de alta tensão facilita a integração da central solar na rede elétrica existente. Isso é importante para garantir que a energia gerada pela usina solar seja devidamente integrada e distribuída, evitando interrupções ou problemas de estabilidade na rede.
- **Viabilidade Econômica:** A proximidade de uma rede de alta tensão pode ter um impacto significativo na viabilidade econômica da central solar. A necessidade de construir linhas de transmissão de longa distância pode aumentar os custos do projeto, tornando-o menos viável financeiramente. Por outro lado, se a usina solar estiver localizada em áreas próximas à rede de alta tensão, os custos de conexão podem ser reduzidos, tornando o projeto mais atrativo financeiramente.

Portanto, a localização escolhida apresenta custos baixos quanto a transmissão, visto que esta ao lado da subestação de Lindela, onde apresenta uma linha de 110KV para interconexão, o que coloca o projecto atraente do ponto de vista económico e técnico.

- **Subestação**

A disponibilidade de uma subestação desempenha um papel importante na viabilidade da instalação de uma central solar. Aqui estão algumas maneiras pelas quais a disponibilidade de uma subestação pode afetar a instalação de uma central solar:

- **Conexão à Rede Elétrica:** A subestação é responsável por receber a energia gerada pela central solar e injetá-la na rede elétrica de alta tensão. A disponibilidade de uma subestação próxima ao local da usina solar facilita a conexão e minimiza a necessidade de construção de uma nova subestação ou de extensões significativas na infraestrutura existente.
- **Capacidade de Transformação:** A subestação é responsável por realizar a transformação da energia gerada pela central solar para níveis de tensão adequados à transmissão na rede elétrica. A disponibilidade de uma subestação com capacidade adequada para transformar a energia gerada é essencial para garantir uma operação eficiente e confiável da central solar.
- **Integração na Rede Elétrica:** A disponibilidade de uma subestação facilita a integração da central solar na rede elétrica existente. A subestação permite que a energia gerada pela usina solar seja corretamente sincronizada e coordenada com a rede elétrica, garantindo uma operação estável e segura.
- **Redução de Custos:** A proximidade de uma subestação pode ter um impacto significativo nos custos de conexão da central solar. Se uma subestação existente estiver localizada nas proximidades da usina solar, os custos de construção de uma nova subestação ou de extensões de

infraestrutura serão reduzidos, tornando o projeto mais viável economicamente.

E a Subestação de Lindela apresenta condições para receber a capacidade de energia elétrica injectada pela central, o que impacta positivamente a instalação da central.

- **Análise de pré-viabilidade econômica**

A análise de pré-viabilidade econômica de um central solar é um processo fundamental para avaliar a atratividade financeira do projeto. Nessa análise, diversos fatores são considerados para determinar se o investimento em uma central fotovoltaica é viável do ponto de vista econômico.

Custos de instalação

Os preços de custo da instalação foram definidos em parceria com os vários fornecedores da KW - Energia. Os fornecedores apresentam os custos por €/Wp.

Tabela 6: Custos de instalação

Custos	€/Wp
Painéis	0,54
Estruturas	0,15
Inversores	0,07
PT e Linhas	0,21
Total	0,99

Parâmetros Operacionais

Os parâmetros operacionais são todos os fatores que se envolvem durante a vida da instalação. Estes fatores podem ser o desgaste e degradação da instalação, seguros e manutenção, a produtividade, entre outros.

Tabela 7: Parâmetros Operacionais

Parâmetro	Valor	Unidade
Potência Nominal Inversor	924,00	kW
Sobredimensionamento matriz	13,29	%
Potência Nominal Fotovoltaica	985,32	kWp
Produtividade anual	1.584,15	kWh/kWp
Degradação anual dos módulos (1º ano)	2,50	%
Degradação anual dos módulos (2º ao 5º ano)	0,63	%
Degradação anual dos módulos (6º ao 12º ano)	0,71	%
Degradação anual dos módulos (13º ao 25º ano)	0,83	%
Consumo noturno	129,00	kWh/ano
Seguros	2,00	%
Manutenção	2,00	%

Com isto, tem-se abaixo os pontos que impactam a viabilidade económica da central fotovoltaica de Lindela.

1. A tecnologia escolhida permite maior captação da irradiação, o que impacta positivamente na redução do número dos painéis solares e consequentemente o custo do mesmo.
2. A disponibilidade de linha e subestação reduzem significativamente os custos de investimento de transmissão.
3. O local escolhido não tem desafios para aquisição ou indemnização de terra, pelo facto de estar disponível livre de se instalar.
4. Do ponto de vista de logística, o local não apresenta necessidade de instalação de estrada, visto que tem estrada disponível.
5. Foi selecionado equipamentos que apresentam tempo de vida e perdas aceitáveis segundo a norma IEC 62446, como apresentado no capítulo das perdas e anexos com tempo de vida dos equipamentos.

5 Conclusão

Em conclusão, o estudo de viabilidade técnica para a implementação da central fotovoltaica de 10 MW na Vila de Lindela, Moçambique, revelou resultados promissores e indicadores positivos em diversos aspectos. A irradiação solar local atende aos padrões normativos estabelecidos para centrais fotovoltaicas, com temperaturas favoráveis em comparação a outras localidades do país, como Tete. Além disso, a baixa densidade populacional da região elimina potenciais conflitos de espaço, e a disponibilidade da linha e subestação em Lindela contribui para a viabilidade econômica, com custos reduzidos de transmissão. A interconexão com a central de Lindela, instalada em 2018, também não apresenta desafios, e os estudos de estabilidade demonstraram valores aceitáveis para variação da tensão e fator de potência, o que confirma a viabilidade técnica do projeto.

Esses resultados reforçam a importância de diversificar a matriz energética de Moçambique, reduzindo a dependência de fontes não renováveis e promovendo a adoção de soluções mais sustentáveis. A implementação da central fotovoltaica na Vila de Lindela impulsionará o desenvolvimento socioeconômico da região, proporcionando acesso à eletricidade para comunidades que ainda estão privadas desse serviço básico.

Além dos benefícios diretos em termos de acesso à energia, a instalação da central fotovoltaica contribuirá significativamente para a redução das emissões de gases de efeito estufa e para a mitigação dos impactos ambientais associados à geração de energia convencional. Essa iniciativa está alinhada com os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) estabelecidos pela Organização das Nações Unidas, fortalecendo o compromisso de Moçambique em alcançar metas globais de sustentabilidade.

Em resumo, a viabilidade técnica da central fotovoltaica de 10 MW na Vila de Lindela demonstra a possibilidade concreta de promover uma transição energética mais limpa, acessível e sustentável em Moçambique. A implementação desse projeto não apenas aumentará o acesso à eletricidade, mas também contribuirá para o

desenvolvimento socioeconômico da região e para a preservação ambiental. É um passo significativo rumo a um futuro energético mais resiliente e alinhado com os desafios globais das mudanças climáticas.

6 Referencias bibliográficas

- [1] GLOVER, J. Duncan; SARMA, Mulukutla S.; OVERBYE, Thomas J.- Power System Analysis & Design, 5th ed., United States of America, CENGAGE Learning, 2012, ISBN 1-111-42579-5, Vol.
- [2] GUPTA, Manoj Kumar- Power Plant Engineering, New Dheli, PHI Learning Private Limited, 2012, ISBN 978-81-203-4612-3.
- [3] SIVANAGARAJU, S.; SATYANARAYANA, S.- Electric Power Transmission and Distribution, Dehli, Pearson Education, 2009, ISBN 978-81-317-0791-3.
- [4] FOSTER, Robert; GHASSEMI, Majid; COTA, Alma- Renewable Energy and the Environment, United States, CRC Press, 2009, ISBN 978-1-4200-7567-0.
- [5] SCHLABBACH, Jürgen; ROFALSKI, Karl-Heinz- Power System Engineering: Planning, Design, and Operation of Power Systems and Equipment, Germany, WILEYVCH, 2008, ISBN 978-3-527-40759-0.
- [6] CHAKRABARTI, Abhijit; HALDER, Sunita- Power System Analysis Operation and Control, 3rd ed., New Dheli, PHI Learning Private Limited, 2010, ISBN 978-81-203-4015- 2. [7] LI, Jianming- Measurement and Analysis of Overvoltages in Power Systems, Singapore, John Wiley & Sons, 2018, ISBN 9781119129059.
- [8] CORSI, Sandro- Voltage Control and Protection in Electrical Power System: From System Components to Wide-Area Control, Italy, Springer, 2015, ISBN 978-1-44716635-1.
- [9] GRIGSBY, Leonard L.- Electric Power Generation, Transmission, and Distribution, 2 nd ed., Boca Raton, CRC Press, 2007, ISBN 978-0-8493-9292-4.
- [10] ARCHER, Mary D.; GREEN, Martin A.- Clean Electricity From Photovoltaics, 2nd ed., London, Imperial College Press, 2015, ISBN 978-1-84816-767-4, Vol. 4

[11] GOETZBERGER, A.; HOFFMANN, V, U.- Photovoltaic Solar Energy Generation, Germany, Springer, 2005, ISBN 3-540-23676-7.

[12] BREEZE, Paul- Solar Power Generation, United Kingdom, Elsevier Science, 2016, ISBN 9780128040546.

[13] PRECUP, Radu-Emil; KAMAL, Tariq; HASSAN, Syed- Solar Photovoltaic Power Plants: Advanced Control and Optimization Techniques, Singapore, Springer, 2019, ISBN 978-981-13-6150-0.

Anexos

ANEXO 1. CARACTERÍSTICAS DO PAINEL SOLAR

Figura A1.1- 1: Desenho cotada do painel

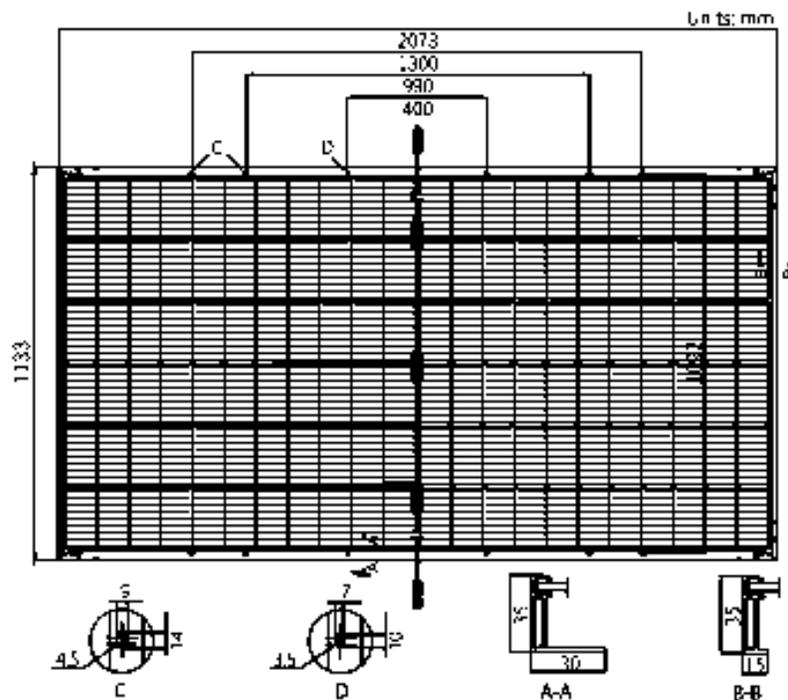


Tabela A1.1- 1: Características mecânicas

Orientação da célula	132 (6X22)
Caixa de junção	IP68, 3 díodos
Cabos de saída	4 mm ² , positivo 400/ negativo 200, o comprimento pode ser customizado.
Vidro	Vidro duplo, 2.0 mm de temperatura de vidro revestido
Grade	Liga de alumínio anodizado
Peso	306 Kg
Dimensões	2073X1133X35 mm
Embalagem	31 pcs por palha/ 155 por 20' GP/ 682 pcs por 40' HC

ANEXO 2. CARACTERÍSTICAS DO PAINEL INVERSOR

Tabela A2.1- 2: Características eléctricas do Inversor

Dimensões	755 x 1109 x 346 mm (without wall mount)
Peso	103 Kg
Grau de protecção	IP 65
Tempo nocturno de consumo	<16 W
Refrigeração	Tecnologia de refrigeração activa e sistema de parede dupla
Instalação	Interna e externa
Temperatura ambiente	-40 to +65 °C
DC tecnologia	DC direct connection: Multi contact MC4

Tabela A2.2- 2: Dados de entrada do inversor

Máxima corrente de entrada (I_{dcmax})	175
Máxima corrente de curto circuito na matriz (PV)	75 A
Tensão de entrada DC (U_{dcmin}-U_{dcmax})	580-1000 V
Tensão inicial de alimentação (U_{dcstart})	650 V
MPP tensão (U_{mppmin}-U_{mppmax})	580-930 V
Número das conexões DC (PV)	8
Potencia máxima de geração (P_{dcmax})	150 KW_{peak}

ANEXO 2. CARACTERÍSTICAS DO PAINEL INVERSOR

Tabela A2.3- 3: Dados da saída do inversor

Corrente de saída AC	100 W
Potencia máxima de saída	100 VA
Corrente de saída AC	125 A
Conexão com rede	3~ NPE 400/230 V ; 3~ NPE 380/220 V
Frequência	50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)
Factor de potência	0 - 1 ind. / cap.

Tabela A2.4- 3: Eficiência do inversor

Eficiência máxima	98.5 %
MPP eficiência de adaptação	>99.9 %