



Mestrado em Energia Renováveis e Eficiência Energética

**Análise técnico-económica de um sistema híbrido
para alimentação de um sistema de
dessalinização de água**

Realizado por: Fernando Jorge da Luz Delgado

a41250

Orientador: Orlando Manuel de Castro Ferreira Soares

Bragança, Outubro de 2021

Agradecimentos

A Deus pela oportunidade de estar realizando este trabalho.

Ao meu orientador, (PhD) Orlando Soares, pela dedicação, pelo profissionalismo, pelos conhecimentos que me transmitiu, pela revisão do texto (organização, escrita e conteúdo) e por tudo no qual me ajudou durante a realização deste trabalho.

À minha mãe, Margarida da Luz, ao meu pai João Delgado, ao meu irmão, Edir Delgado, e a toda a minha família que sempre me apoiou.

A todos os docentes do Instituto Politécnico de Bragança, em especial aos do curso de mestrado em Energias Renováveis e Eficiência Energética, que foram tão importantes na minha vida académica, e a todos os demais funcionários do IPB por tudo o que tem feito para o melhor funcionamento do IPB.

A todos os meus colegas do IPB, em especial aos colegas de curso, pelo companheirismo e pelos apoios durante o curso.

Resumo

O presente relatório consiste no dimensionamento de um sistema híbrido de produção de energia para dessalinização de água, interligado à rede pública (da ELECTRA, S.A.). Para a realização do projeto teve-se que estudar a disponibilidade dos recursos eólicos e fotovoltaicos, de modo a perceber se existe a possibilidade de implementação do sistema.

Entretanto, percebido o potencial dos recursos disponíveis, em particular na ilha São Vicente, fez-se o dimensionamento em função das tecnologias existentes no mercado, para possível implementação nos locais mais apropriados.

Deu-se ênfase no estudo económico e ambiental, o que permitiu observar que o sistema perfeitamente viável e mais vantajosa para o nosso ambiente, permitindo que Cabo Verde atinge as metas traçadas.

Abstract

This report consists of the dimensioning of a hybrid energy production system for water desalination, interconnected to the public grid (from ELECTRA, S.A.).

To carry out the project, it was necessary to study the availability of wind and photovoltaic resources, in order to see if there is a possibility of implementing the system.

However, once the potential of the available resources was perceived, particularly on the island of São Vicente, a dimensioning was carried out based on existing technologies in the market, for possible implementation in the most appropriate locations.

Emphasis was placed on the economic and environmental study, which allowed us to observe that the system is perfectly viable and more advantageous for our environment, allowing Cape Verde to reach the outlined goals.

Palavras-Chave

Energia eólica, energia solar fotovoltaica, dessalinização, sistemas híbridos.

Abreviaturas, siglas e acrónimos

A	-	Ampère
AC	-	Corrente alternada
Ah	-	Ampère - hora
BT	-	Baixa Tensão
Cn	-	Capacitância
CO₂	-	Dióxido de carbono
CST	-	Condições Padrão de Teste
Cp	-	Coefficiente de potência
d	-	Densidade de corrente
D	-	Arrastamento
DC	-	Corrente contínua
E	-	Energia
EC	-	Energia cinética
F	-	Vetor Força
Fe	-	Força eletromagnética
fo	-	Frequência de ressonância
FV	-	Fotovoltaico
GW	-	Gigawatt
GEE	-	Gases Efeito de Estufa
h	-	Hora
H	-	Altura da turbina
Ha	-	Altura do anemómetro
Hz	-	Hertz
Ib	-	Corrente de Serviço
Icc	-	Corrente de curto circuito
IEA	-	Agência Internacional de Energia
Id	-	Corrente de defeito
Ifil	-	Corrente de Fileira
Ij	-	Investimento no Ano J em €
Imp	-	Corrente no ponto de máxima potência
In	-	Corrente nominal

I_{NDC}	-	Calibre das Proteções DC
I_{ccp}	-	Corrente de curto circuito no primário
I_{ccs}	-	Corrente de curto circuito no secundário
I_{ch}	-	Corrente de choque
I_{nf}	-	Intensidade convencional de não funcionamento
I_p	-	Corrente do primário
I_s	-	Corrente do secundário
I_{sc}	-	Corrente de curto-circuito
I_{VA}	-	Imposto Sobre Valor Acrescentado em percentagem
I_z	-	Corrente Máxima Admissível no cabo
J	-	Momento de Inercia
kA	-	Quilo ampere
Kg/m³	-	Quilograma por metro cúbico
Km	-	Quilômetro
kV	-	Quilovolt
kVA	-	Quilovolt-ampere
kW_p	-	Quilowatt
kWh	-	Quilowatt-hora
L	-	Sustentação
LCOE	-	Levelized Cost of Energy “Custo Nivelado da Energia
N	-	Componente do vetor F para o movimento de pá
m	-	Metro
m/s	-	Metro por segundo
mA/cm²	-	Miliampere por centímetro quadrado
mf	-	Momento fletor
MPP	-	Ponto de máxima potência
MPPT	-	Rastreamento do Ponto de máxima potência
MT	-	Média Tensão
MVA	-	Megavolt-ampere
MW	-	Megawatt

MWh	-	Megawatt hora
NOCT	-	Temperatura normal de operação da célula
OI	-	Osmose Inversa
P	-	Potência
PAYBACK	-	Período de Retorno do Investimento
PVPS	-	Photovoltaic Power System “Sistemas de Energia Fotovoltaica”
PT	-	Posto de transformação
QBT	-	Quadro de Baixa tensão
Rj	-	Receita Bruta no ano j em €
Rlj	-	Receita líquida do ano j em €
RPM	-	Rotação por minuto
R.S.R.D.E.E.B.T.	-	Regulamento de Segurança de Redes de Distribuição de Energia Elétrica em Baixa Tensão
R.S.S.P.T.S.	-	Regulamento de Segurança de Subestação Postos Transformação e de Seccionamento
S	-	Potência aparente
T	-	Binário
TIR	-	Taxa Interna de Rentabilidade
Ucc	-	Impedância da tensão de curto circuito
Up	-	Tensão composta de primário
Ut	-	Velocidade tangencial
Us	-	Tensão composta do secundário
V	-	Volt
VAL	-	Valor Atualizado Líquido em €
Vc	-	Velocidade de corte
Vm	-	Velocidade mínima
Vn	-	Velocidade nominal
Vr	-	Valor residual em €
WWEA	-	World Wind Energy Association
W/m²	-	Watt por metro quadrado
Wcu	-	Perda nos enrolamentos

W_{fe}	-	Perda no ferro
X_n	-	Impedância
Z_o	-	Rugosidade do solo
β	-	Ângulo de passo
€/MWh	-	Euro por megawatt hora
€/W_p	-	Euro por watt de pico
ΔΘ	-	Varição da temperatura
ΔP	-	Pressão osmótica
ΔU	-	Queda tensão
ρ	-	Massa específica
α	-	Ângulo de ataque
φ	-	Ângulo de escoamento
σ	-	Carga de segurança à flexão do material

Índice

Agradecimentos.....	II
Resumo.....	III
Abstract.....	IV
Abreviaturas, siglas e acrónimos.....	V
Índice de figuras.....	XII
Índice de tabelas.....	XIII
1. Introdução.....	1
1.1. Objetivos.....	2
1.2. Estrutura do relatório.....	2
2. Estado da arte.....	3
2.1. Capacidade Eólica em Cabo Verde.....	3
2.1. Capacidade Fotovoltaica em Cabo Verde.....	4
2.2. Dessalinização Osmose Inversa (OI).....	5
3. Sistema Híbrido.....	7
3.1. Sistema eólico - o recurso eólico (vento).....	7
3.1.1. Fatores que influenciam o regime de Vento.....	8
3.1.2. Energia e o Potencial Eólico.....	10
3.1.3. Curva de Weibull.....	12
3.1.4. Medição do Vento.....	13
3.1.5. Extrapolação do regime de Vento.....	14
3.1.6. Tecnologia.....	15
3.1.7. Turbina.....	16
3.1.7.1. Turbina de eixo horizontal.....	16
3.1.8. Componentes de uma turbina.....	17
3.1.8.1. Pás.....	18
3.1.8.2. Cubo e Eixo.....	19
3.1.8.3. Nacele.....	20
3.1.8.4. Transmissão e Caixa multiplicadora.....	20
3.1.8.5. Gerador.....	21
3.1.8.6. Torre.....	21
3.1.9. Características dos aerogeradores.....	21
3.1.9.1. Curva de potência.....	21
3.1.9.2. Coeficiente de Potência - cp.....	22
3.1.10. Mecanismos de controle.....	22
3.1.10.1. Controle Stall.....	23

3.1.10.2.	Controle Pitch.....	23
3.2.	Sistema fotovoltaico - o recurso solar	23
3.2.1.	Fatores que influenciam a radiação solar	24
3.2.2.	Tecnologia.....	24
3.2.3.	Gerador Fotovoltaico.....	24
3.2.4.	Caixa de junção	25
3.2.5.	Cablagens	25
3.2.6.	Inversor.....	25
4.	Caso de estudo.....	26
4.1.	Recurso disponível	26
4.1.1.	Eólico	26
4.1.2.	Solar	27
4.2.	Dimensionamento do sistema híbrido	27
4.2.1.	Dimensionamento Eólico	29
4.2.1.1.	Escolha do local	29
4.2.1.2.	Estudo do recurso eólico	30
4.2.1.3.	Escolha da turbina	36
4.2.1.4.	Posto de Transformação	44
4.2.2.	Dimensionamento Fotovoltaico	65
4.2.2.1.	Orientação e inclinação dos módulos.....	65
4.2.2.2.	Escolha do local	66
4.2.2.3.	Escolha do (s) inversor (es).....	66
4.2.2.4.	Escolha dos módulos.....	68
4.2.2.5.	Distribuição espacial dos módulos	70
4.2.2.6.	Dimensionamento do posto de transformação	72
4.2.2.7.	Dimensionamento dos cabos DC	87
5.	Análise Económica e Ambiental	89
5.1.	Indicadores de avaliação de investimento	89
5.1.1.	Valor Atual Líquido – VAL	89
5.1.2.	Taxa Interna de Rendibilidade – TIR	90
5.1.3.	Levelised Cost of Energy - LCOE	90
5.1.4.	Período de Recuperação (Payback).....	91
5.1.5.	Taxa de Atualização	91
5.2.	Financiamento	92
5.2.1.	Investimento inicial total.....	92
5.2.2.	Empréstimo	93
5.2.3.	Taxas de juros.....	93

5.2.4.	Período de pagamento	93
5.2.5.	Custo de Energia	94
5.2.6.	Taxa de depreciação anual da tarifa de energia elétrica	94
5.2.7.	Taxa de redução anual de produção de energia.....	94
5.2.8.	Despesas de operação e manutenção e custos periódicos	94
5.2.9.	Tempo de vida útil do sistema e valor residual	95
5.3.	Apresentação dos resultados	95
5.3.1.	Determinação do VAL e do TIR	97
5.3.2.	Determinação do LCOE.....	99
5.4.	Emissões de CO ₂ evitadas	99
6.	Conclusão.....	101
6.1.	Trabalho futuro.....	102
	Bibliografia	103
	Anexos.....	105
	A – Datasheet da turbina Enercon E-53	105
	B – Datasheet do Inversor SMA STP60.....	108
	C – Datasheet do modulo Trina Solar DE09.08.....	110
	D - Datasheet do transformador de 1000 kVA e de 160 kVA.....	112
	E – Programação em Matlab	113
	F – Avaliação do sistema fotovoltaico - Pvsyst	117

Índice de figuras

Figura 1 – Matriz energética de Cabo Verde.....	4
Figura 2 – Processo da Osmose Inversa	5
Figura 3 – Formação dos ventos devido ao deslocamento das massas de ar.....	8
Figura 4 – Relação de velocidade do Vento VS Altura.....	9
Figura 5 – Fluxo do ar através de um plano transversal	12
Figura 6 – Aparelho de medição do vento – Anemómetro	14
Figura 7 – Comportamento do Vento	15
Figura 8 - Turbinas eólicas horizontais	17
Figura 9 – Principais componentes de um aerogerador.....	17
Figura 10 - Sistema de forças num perfil alar	18
Figura 11 – Tipos de nacele.....	20
Figura 12 - Diagrama típico da curva de potência de um gerador eólico.....	22
Figura 13 – Potencial do recurso eólico em São vicente.....	27
Figura 14 - Potencial do recurso eólico em São vicente	27
Figura 15 – Sistema pretendido para a dessalinização de água em SV.....	28
Figura 16 – Local de estudo do recurso eólico e de instalação do aerogerador	30
Figura 17 – Representação gráfica da frequência relativa do vento.....	31
Figura 18 - Representação gráfica do vento na direção Este no Matlab	32
Figura 19 - Representação gráfica do vento na direção Oeste no Matlab.	33
Figura 20 – Gráfico da função linear Y.....	33
Figura 21 – Gráfico da distribuição de Weibull.	34
Figura 22 - Frequência da velocidade do vento face a extrapolação na direção de Este.40	
Figura 23 - Frequência da velocidade do vento face a extrapolação na direção de Oste 40	
Figura 24 – Planta de PT CBU.....	45
Figura 25 – Planta de PT CBL.....	45
Figura 26 – Esquema unifilar de um PT.....	46
Figura 27 - Ventilação de um Posto de Transformação	63
Figura 28 - Orientação dos painéis (PVSyst).	66
Figura 29 – Inversor da SMA Sunny Tripower 60000.....	67
Figura 30 – Módulo da Trina Solar.	70
Figura 31 – Dimensionamento da estrutura de suporte.	71
Figura 32 - Indicador do VAL.....	98

Índice de tabelas

Tabela 1 – Classificação do terreno segundo a rugosidade.	10
Tabela 2 – Utilização de energia eólica.	11
Tabela 3 - Regimes de funcionamento dos perfis alares.	19
Tabela 4 – Representação das frequências do vento em classes.	31
Tabela 5 – Energia disponível por metro quadrado.	36
Tabela 6 – Fabricantes de aerogeradores.	37
Tabela 7 – Ficha do aerogerador da Enercon E-53.	37
Tabela 8 – Extrapolação da altura em relação a referência X.	39
Tabela 9 – Potencia disponível do recurso em relação a altura extrapolada.	41
Tabela 10 - Potência disponível do recurso em relação a altura extrapolada considerando o Cp.	41
Tabela 11 - Potencia disponível de acordo com o aerogerador Enercon E-53.	42
Tabela 12 – Energia produzida pelo aerogerador Enercon E-53.	43
Tabela 13 – Seleção do calibre dos fusíveis de MT.	55
Tabela 14 – Regulação de disjuntor de MT.	56
Tabela 15 – Características do inversor SMA.	68
Tabela 16 – Principais características do módulo Trina Solar.	69
Tabela 17 – Seleção do calibre dos fusíveis de MT.	79
Tabela 18 – Regulação de disjuntor de MT.	80
Tabela 19 – Potência dos transformadores.	85
Tabela 20 – Característica do equipamento principal do QBT.	85
Tabela 21 – Secção escolhida do cabo DC.	88
Tabela 22 – Investimento total.	92
Tabela 23 - Amortizações e outras despesas.	95
Tabela 24 - Consumo e custo da energia da ELECTRA.	96
Tabela 25 - Energia e poupanças no sistema.	97
Tabela 26 - Determinação do VAL.	98

1. Introdução

No passado, a matriz elétrica era completamente dominada pelos combustíveis fósseis, sobretudo pela existência excessiva, pela capacidade acessível de armazenamento e transporte, pela elevada densidade energética e também pelo custo parcialmente baixo, razões essas, que levou ao seu uso desenfreado, não tendo tanta preocupação na eficiência energética.

Esse padrão seria alterado, devido as circunstâncias da crise petrolífera, aos problemas ambientais, acarretando um conjunto de impactos, pelo que os países estão cada vez mais engajados na mudança da matriz energética, diminuindo assim a dependência dos combustíveis fósseis.

Vem se assistindo no decorrer dos anos a um aumento dos consumidores e do consumo per capita, pelo que muitos países traçaram metas ambientais para cumprir, sendo o caminho é aumentar a flexibilidade energética, a eficiência e a utilização de energias renováveis.

A energia solar fotovoltaica e a energia eólica é das que se apresenta com maior maturidade tecnológica, estão em constante evolução, e com preços cada vez mais competitivos.

Cabo Verde, sendo um país com grandes problemas para satisfazer o consumo de água potável face ao crescimento da população, tornou-se necessário fazer grandes investimentos na dessalinização da água, procurando gerir com eficácia de modo a aumentar a disponibilidade do recurso natural. Visto que, Cabo Verde apresenta excelentes resultados de disponibilidade solar e eólica, pela sua excelente posição geográfica e da fraca nebulosidade. Os custos elevados, e a grande variabilidade dos combustíveis, acrescidos pelos custos de armazenamento e transporte para o Arquipélago e entre as ilhas, acompanhados dos impostos consideráveis sobre esses combustíveis, têm reflexos diretos nos custos de geração da energia elétrica em fontes convencionais. A dependência do fornecimento externo de combustíveis fósseis e a fragilidade dos ecossistemas das ilhas, agravados pelas alterações climáticas, são outros fatores que reforçam a procura de soluções de produção de energia mais económicas, mais amigas da natureza e menos dependentes do exterior.

Com base nesse conjunto de dados que Cabo Verde engajou num novo paradigma energética, criando o Decreto-Lei n° 1/2011, com o objetivo de dar um forte impulso na implementação das energias renováveis, com um conjunto alargado de incentivos às

energias renováveis, com isenções aduaneiras e reduções dos impostos sobre os rendimentos das empresas produtoras.

As razões, atrás apresentadas, contribuem para aumentar a viabilidade económica e a sustentabilidade dos sistemas renováveis, e instigam-nos a estudá-los e avaliá-los.

1.1. Objetivos

Dimensionamento de um sistema híbrido ligado à rede pública da ELECTRA, S.A., para produção de água dessalinizada:

- i) Conseguir um sistema híbrido com potência instalada de 920 kW, para suprimir a demanda de energia da central de Osmose Inversa.;
- ii) Estudos do recurso eólico e do recurso solar disponíveis em Cabo Verde;
- iii) Avaliar a viabilidade económica dos sistemas híbridos interligados à rede pública;
- iv) Promover a utilização e as boas práticas de sistemas de energia renováveis;
- v) Aumentar a utilização de energia solar e eólico, reduzindo a emissão de GEE, a poluição e a dependência dos combustíveis fósseis;
- vi) Contribuir para a meta proposta pelo governo de Cabo Verde de 50% de energias renováveis.

1.2. Estrutura do relatório

Este relatório inicia-se com uma introdução ao projeto com apresentação dos motivos e objetivos. Seguidamente faz-se o desenvolvimento do relatório em cinco capítulos.

O segundo capítulo, aborda a situação do mercado eólico e do mercado fotovoltaico em Cabo Verde. No terceiro capítulo, abordam-se os sistemas eólicos e fotovoltaicos, estudando os recursos e as tecnologias. No quarto capítulo, faz-se a análise do caso particular em Cabo Verde, estudo do recurso disponível e faz-se o dimensionamento do sistema híbrido. No quinto capítulo, faz-se o estudo económico e ambiental da implementação do sistema híbrido.

Por último, apresentam-se as conclusões, os possíveis trabalhos futuros, seguido pelas referências bibliográficas e os anexos.

2. Estado da arte

2.1. Capacidade Eólica em Cabo Verde

Segundo a Cabeólica (2021), em Cabo Verde, a capacidade de energia eólica instalada até o final do ano de 2019 era de 25,5 MW, distribuídos pelas seguintes ilhas:

- Santiago

O parque eólico de Santiago com a maior capacidade instalada, entrou em funcionamento em outubro 2011, ocupando uma área cerca de 30 hectares de terra, e contém 11 turbinas eólicas, o que se traduz em uma capacidade instalada de 9,35 MW. A capacidade máxima de produção diária do parque é de 224,4 MWh. O seu recorde de penetração diária é de 41%;

- São Vicente

O parque eólico de São Vicente foi inaugurado em novembro de 2011, ocupa cerca de 15 hectares de terra e contém 7 turbinas, tendo uma capacidade instalada de 5,95 MW. O parque tem uma capacidade máxima de produção diária de 142,8 MWh, e é o parque mais ventoso da Cabeólica, onde chegou a atingir o seu recorde de produção diária – 116 MWh, abastecendo, 46% das necessidades elétrica de São Vicente.

A ilha possui ainda mais um pequeno parque eólico, pertencente a ELECTRA, S.A. com uma potência instalada de 600 kW; (ELECTRA, 2020)

- Sal

O parque eólico da Ilha do Sal entrou oficialmente em funcionamento em fevereiro de 2012, ocupando cerca de 32 hectares de terra e contendo 9 turbinas, representando uma capacidade instalada total de 7,65 MW. A capacidade máxima de produção diária do parque é de 183,6 MWh. Em 2019, atingiu o seu recorde de produção diário de 99 MWh

Em janeiro de 2015 bateu o recorde nacional de penetração mensal de energia eólica na rede, contribuindo com 55% da eletricidade total consumida na ilha. No dia 26 de junho de 2019, atingiu o seu recorde de produção diário de 99 MWh;

- Boa Vista

O parque eólico da Ilha da Boa Vista foi inaugurado em 2012, em que, este parque ocupa cerca de 18 hectares de terra e contém 3 turbinas, tendo uma capacidade instalada de 2,55 MW.

É o parque mais pequeno dos 4 que a Cabeólica detém com uma capacidade máxima de produção diária de 61,2 MWh. Em 2017 atingiu o recorde de produção diária – 47,89 MWh.

Tabela 1 - Capacidade instalada e energia produzida em Cabo Verde

Parque Eólico	Capacidade Instalada	Energia Produzida	Disponibilidade	Penetração Eólica
	(MW)	(MWh)	(%)	(%)
Santiago	9,35	30 582	94,7%	13%
S. Vicente	5,95	19 520	98,6%	25%
Sal	7,65	20 172	98,2%	22%
Boa Vista	2,55	8 301	98,6%	18%
Total	25,5	78 575	97,5%	15%

2.1. Capacidade Fotovoltaica em Cabo Verde

A potência instalada no parque produtor da ELECTRA, S.A. totalizava no final do ano de 2019, 6.750 kW que corresponde a 5,1 % da potência total instalada da empresa. Está repartida entre duas centrais, uma na ilha do Sal interligada com a central da Palmeira, com uma potência instalada de 2.250 kW, e a outra na ilha de Santiago, interligada com a central do Palmarejo, com uma potência instalada de 4.500 kW. (ELECTRA, 2020)

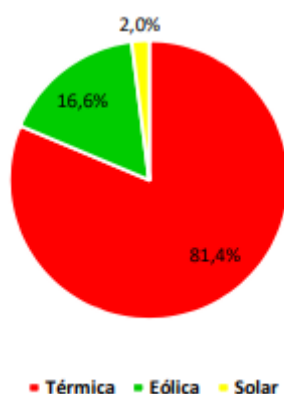


Figura 1 – Matriz energética de Cabo Verde. (ELECTRA, 2020)

2.2. Dessalinização Osmose Inversa (OI)

A osmose é uma técnica de dessalinização que sucede quando dois líquidos com concentração diferentes de solutos (sais) e solventes (água) são separados por uma membrana semipermeável. É um processo em que o solvente se movimenta do meio de menor concentração de soluto para o meio de maior concentração de soluto, até atingir um equilíbrio entre esses dois meios de concentrações. Devido a isso, cria-se uma diferença de pressões entre os dois meios da membrana, denominado de pressão osmótica (ΔP). (Santos A. A., 2013)

A osmose inversa (OI), é o processo no sentido inverso, onde o meio com maior concentração de soluto é sujeito a uma pressão superior à pressão osmótica, obrigando a inverter o fluxo no sentido contrário, resultando na passagem do solvente através dos poros da membrana que retém os sais dissolvidos do lado pressurizado, aumentando assim a sua concentração. (Santos A. A., 2013)



Figura 2 – Processo da Osmose Inversa. (Gaio, 2016)

O processo osmose inversa, ocorre à temperatura ambiente, usando a energia elétrica para ativar as bombas de alta pressão, que conferem à água que alimenta o sistema a pressão necessária para atravessar as membranas. (Santos A. A., 2013)

Cabo Verde dispõe de 3 centrais de dessalinização de água, com uma produção total de 8.402.504 m³, distribuídos pelas seguintes ilhas (ELECTRA, 2020):

- São Vicente

A ilha contém duas unidades de dessalinização de água, RO7-5000 e RO8-5000, com uma produção anual média de 1.759.595 m³;

- Sal

A ilha dispõe de duas unidades de dessalinização de água, RO FM-302-01 e RO FM-302-02, em que teve uma produção média de 1.707.305m³;

- Santiago

Em Santiago, existe três unidades de dessalinização de água, RO Pridesa-5000, RO UNIHA-5000 e RO Acciona-5000, com uma produção média de 4.935.605 m³.

3. Sistema Híbrido

3.1. Sistema eólico - o recurso eólico (vento)

O vento é causado quando as massas de ar com densidade e pressão diferentes interagem.

Os raios solares ao chegarem na atmosfera sofrem os efeitos de reflexão e refração, fazendo com que a energia solar que chega a Terra de forma não homogênea, portanto é um dos fatores predominantes para a formação do vento. Esse aquecimento distinto da atmosfera, leva a massa de ar da alta pressão para a baixa pressão. (Neto, 2010)

Como se sabe, o ar se expande ou aumenta o seu volume quando for aquecido, e caso contrário, quando é arrefecido, o ar contrai ou diminui de volume. As duas massas de ar na atmosfera, o ar quente é mais leve e menos denso do que o ar frio, e se eleva a altas altitudes quando fortemente aquecidos pelo Sol. (Vieira, 2004)

As regiões tropicais, que recebem os raios solares quase que perpendicularmente, são mais aquecidas do que as regiões polares. Consequentemente, o ar quente que se encontra nas baixas altitudes das regiões tropicais (perto do equador) tende a subir, sendo substituído por uma massa de ar mais frio que se desloca das regiões polares. O deslocamento de massas de ar determina a formação dos ventos, conforme a figura 3.

À medida que o vento aumenta de velocidade a influência da rotação da terra começa a interferir. Outro quesito bastante importante para compreender esses movimentos de ar é o efeito Coriolis. (CRESESB, 2008)

A força de Coriolis é uma aceleração aparente provocada pela rotação da Terra que faz com que os objetos se movam de forma livre e atua sobre o deslocamento do vento, mudando sua velocidade e principalmente direção do movimento. (Neto, 2010, p. 6)

Existem locais no globo terrestre nos quais os ventos jamais cessam de “soprar” pois os mecanismos que os produzem (aquecimento no equador e arrefecimento nos polos) estão sempre presentes na natureza. São chamados de ventos planetários ou constantes e podem ser classificados em (CRESESB, 2008):

- Alísios: ventos que sopram dos trópicos para o Equador, em baixas altitudes;
- Contra-Alísios: ventos que sopram do Equador para os polos, em altas altitudes;
- Ventos do Oeste: ventos que sopram dos trópicos para os polos;
- Polares: ventos frios que sopram dos polos para as zonas temperadas.

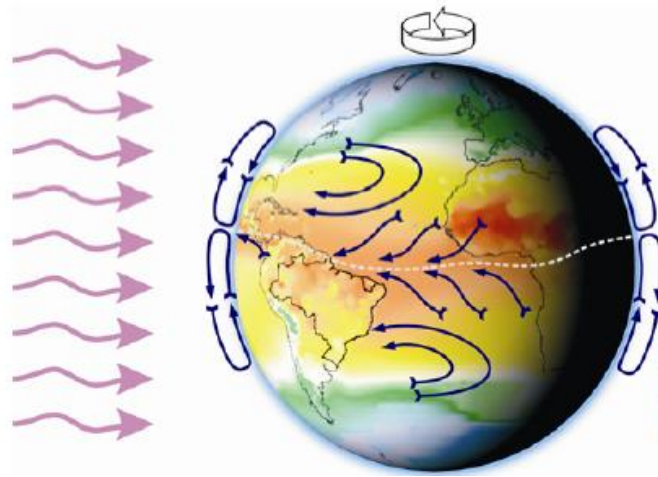


Figura 3 – Formação dos ventos devido ao deslocamento das massas de ar. (CRESESB, 2008)

Face ao sistema de geração dos ventos descrito acima deve-se levar ainda em conta os ventos locais. São ventos que sopram em determinadas localidades e são resultantes das condições locais, que os tornam bastante individualizados. As regiões onde se observe as mais conhecidas manifestações dos ventos locais são nos vales e montanhas.

No período diurno, o ar quente nas encostas da montanha se eleva e o ar mais frio desce sobre o vale para substituir o ar que subiu. No período noturno, a direção em que sopram os ventos é novamente revertida e o ar frio das montanhas desce e se acumula nos vales. (CRESESB, 2008)

3.1.1. Fatores que influenciam o regime de Vento

O comportamento estatístico do vento de um determinado período é um fator que é influenciado pela variação de velocidade do vento ao longo do tempo. O comportamento dos ventos é influenciado pelas características topográficas de uma região, uma vez que, em uma determinada região, pode haver diferenças de velocidade provocando a redução ou aceleração na velocidade do vento. Um outro parâmetro que influencia o comportamento da velocidade do vento é a altura.

Devem levar em consideração todos os parâmetros regionais que influenciam nas condições do vento. Entre os principais fatores de influência no regime dos ventos destacam-se (CRESESB, 2008):

- A variação da velocidade com a altura;
- A rugosidade do terreno, que é caracterizada pela vegetação, utilização da terra e construções;
- Presença de obstáculos nas redondezas;

- Relevo que pode causar efeito de aceleração ou desaceleração no escoamento do ar.

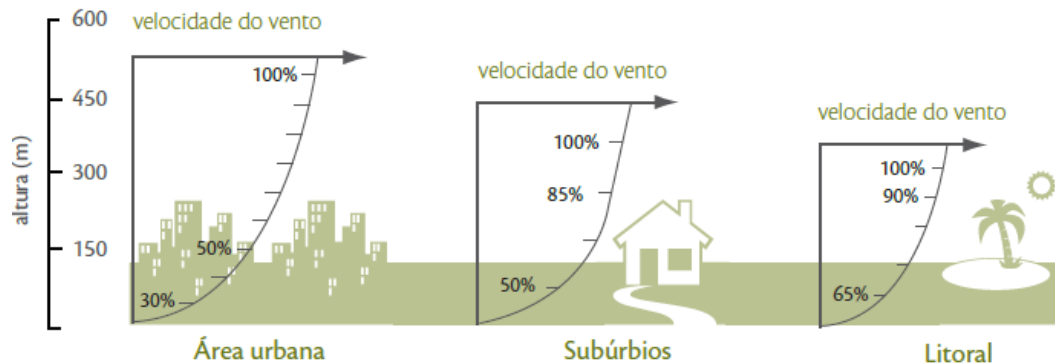


Figura 4 – Relação de velocidade do Vento VS Altura. (Rodrigues, 2011)

Pode-se verificar que a curva da velocidade do vento dentro da camada limite trata-se de uma curva logarítmica ou exponencial. Sendo de grande importância conhecer a velocidade do vento de acordo com a altura. (Neto, 2010)

A velocidade do vento é fortemente afetada pela rugosidade do solo, sendo representado pela lei logarítmica de *Prandtl*: (Castro R. M., 2009)

$$\bar{u}(z) = \frac{u^*}{k} \ln\left(\frac{z}{z_0}\right)$$

Equação 1

Em que:

$u(z)$ - velocidade média do vento à altura z [m/s];

u^* - chamada velocidade de atrito [m/s];

k - constante de Von Karman;

Z_0 - que se define por comprimento característico da rugosidade do solo [m].

Tabela 2 – Classificação do terreno segundo a rugosidade. (Neto, 2010)

Classes de cobertura do solo	Descrição	z_0 (m)
Água	Áreas representadas por lagoas e represas.	0,0002
Solo exposto	Regiões não ocupadas por edificações e sem qualquer tipo de cobertura vegetal.	0,03
Vegetação rasteira	Vegetação de pequeno porte ou com obstáculos esparsos em altura que podem ser árvores ou construções	0,1
Vegetação arbórea	Áreas com vegetação arbórea significativa, que podem ser remanescentes de florestas.	1,0
Área urbana residencial	Regiões com edificações de até dois pavimentos, tipologia típica de bairros residenciais.	0,33
Área urbana densa de altura média	Áreas compostas por residências uni familiares e prédios de até 8 pavimentos, com pequeno afastamento entre eles.	0,39
Área urbana de alta densidade	Regiões de densidade elevada que apresentam edificações acima de 10 pavimentos, com pequenos afastamentos entre eles.	3,8

3.1.2. Energia e o Potencial Eólico

A disponibilidade de energia eólica esta diretamente ligada aos aspetos físicos e geológicos. Como descrito anteriormente, a energia eólica se figura pela diferença de aquecimento nas diferentes regiões da superfície terrestre. Isso se procede por vários motivos, entres os quais se destaca a inclinação do eixo terrestre sob a incidência dos raios, pelo que a disponibilidade de energia eólica depende da hora, do dia, da estação do ano e de outros aspetos climáticas. Essa diferença de aquecimento na superfície terrestre modificam a densidade do ar, o que proporciona um deslocamento de massas segundo o princípio das correntes de convecção. Pelo que, esse movimento de massas, esta associado uma parcela de energia mecânica, denominada de Energia Cinética, (E_c), expressa pela equação (Nogueiro, 2009):

$$E = \frac{1}{2} \times m \times v^2$$

Equação 2

Em que:

m é a massa de ar qua passa por uma área A [kg];

v é a velocidade do vento [m/s].

Sendo que a massa é obtida pela seguinte equação:

$$m = A \times \rho \times V \quad \text{Equação 3}$$

Onde:

ρ é a densidade do ar [kg/m^3];

v é a velocidade do vento [m/s .];

A é a área de varredura das pás [m^2].

Segundo a tabela 3 pode-se observar para que valores do vento é viável para implementação de aerogeradores, no referido caso seria para velocidades acima dos 7 m/s, podendo comprovar esse valor na figura 21.

Tabela 3 – Utilização de energia eólica. (Nogueiro, 2009)

VELOCIDADE MÉDIA ANUAL 10M ACIMA DO NÍVEL DO SOLO	POSSIBILIDADES DE USO PARA A ENERGIA EÓLICA
Abaixo de 3 m/s	Usualmente não viável, ao menos em ocasiões especiais
3-4 m/s	Pode ser uma opção para bombas eólicas, sendo improvável para geradores elétricos
4-5 m/s	Bombas eólicas podem ser competitivas com bombas a Diesel. Pode ser viável para geradores eólicos isolados
Mais que 5 m/s	Viável tanto para bombas eólicas quanto para geradores eólicos isolados
Mais que 7 m/s	Viável para bombas eólicas, geradores eólicos isolados ou conectados à rede

Considerando a mesma massa de ar m , em movimento a uma velocidade v , perpendicular a uma sessão transversal de um cilindro imaginário, pode-se demonstrar que a potência disponível do vento que passa pela seção A , transversal ao fluxo de ar é dada por:

$$P = \frac{1}{2} \times \rho \times A \times v^3 \quad \text{Equação 4}$$

Onde:

P é potência do vento [W];

ρ é massa específica do ar [kg/m^3];

A é área da seção transversal [m^2];

v é velocidade do vento [m/s];

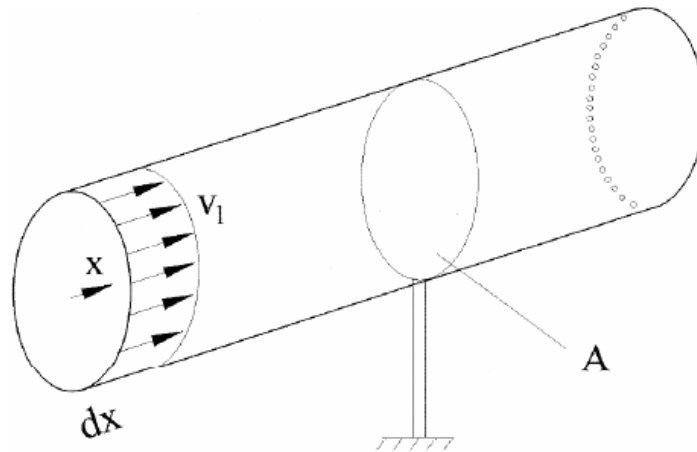


Figura 5 – Fluxo do ar através de um plano transversal. (CRESESB, 2008)

3.1.3. Curva de Weibull

No dimensionamento de um sistema eólico torna-se essencial determinar o correto regime dos ventos, pelo que se utiliza a curva de frequência de velocidade.

Deste modo, para que uma pesquisa seja confiável, precisa-se de um conjunto de dados muito extenso, ou seja, fazer uma recolha das velocidades do vento por um longo período (normalmente por vários anos com registo a cada dez minutos). Utilizando modelos probabilísticos para modelar as curvas de frequência de velocidades, reproduzindo dados de maneira mais compacta. A distribuição de Weibull é muito usado no estudo do aproveitamento eólico. A distribuição de Weibull consegue expor de forma satisfatória uma grande variedade dos padrões do comportamento do vento, para além de incluir o comportamento de ventos extremos.

O gráfico de Weibull, representa a distribuição de densidade de probabilidade do vento, quer dizer, a probabilidade $f(v)$ do vento soprar a uma determinada velocidade v compreendida no intervalo considerado no gráfico. (Ribeiro, 2017)

Têm sido sugeridas várias distribuições probabilísticas para descrever o regime de ventos, mas a distribuição de Weibull é normalmente considerada como a mais adequada. A expressão matemática da função densidade de probabilidade de Weibull: (Castro R. M., 2009)

$$f(v) = \frac{k}{c} \times \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \times e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k}$$

Equação 5

Em que:

v é a velocidade média do vento[m/s];

c é um parâmetro de escala, com as dimensões de velocidade;

k é um parâmetro de forma, sem dimensões.

A aplicação ao caso da distribuição de Weibull conduz para $F(v)$ à expressão (Ramos):

$$F(v) = e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad \text{Equação 6}$$

A equação pode ser expressa como uma função linear do tipo (Castro R. M., 2009):

$$Y = AX + B \quad \text{Equação 7}$$

em que:

$$Y = \ln[-\ln(1 - F(v))] \quad \text{Equação 8}$$

$$X = \ln(v) \quad \text{Equação 9}$$

Os parâmetros k e c estão relacionados com A e com B , através de:

$$k = A \quad \text{Equação 10}$$

$$c = e^{-\left(\frac{B}{A}\right)} \quad \text{Equação 11}$$

3.1.4. Medição do Vento

A medição de velocidade do vento é usualmente efetuada por um anemómetro de copos, representado na figura 6.

O anemómetro é composto por um eixo vertical de rotação e utiliza três ou quatro copos para capturar o vento. Ainda este aparelho pode incorporar uma cata – vento que permite determinar a direção do vento. Na prática, para medir a velocidade do vento consiste em colocar o anemómetro no topo de um mastro que tenha uma altura (altura do anemómetro, H_a) igual à altura da turbina eólica H . (Carneiro)

$$V_H = v \left(\frac{H}{H_a} \right)^\alpha$$

Equação 12

Onde:

V_H - velocidade média do vento à altura da turbina eólica [m/s];

v - velocidade média do vento medida à altura do anemómetro [m/s];

H - altura da turbina eólica [m];

H_a - altura do anemómetro, [m];

α - expoente de corte do vento. O expoente α está diretamente relacionado com a rugosidade do terreno onde está implantada a turbina eólica.



Figura 6 – Aparelho de medição do vento – Anemómetro. (Carneiro)

3.1.5. Extrapolação do regime de Vento

A superfície terrestre e o vento criam um atrito que tem como consequência um abrandamento do vento. As camadas de ar mais baixas retardam as camadas que estão mais acima, provocando uma variação média do vento com a altura ao solo. Ao atingir uma altura de aproximadamente de 2.000 metros o efeito da força de atrito vai-se extinguindo-se. (Castro R. M., 2009)

A zona da atmosfera caracterizada pela variação da velocidade do vento com a altura chama-se *camada limite atmosférico*; acima desta zona diz-se que a atmosfera é livre. (Castro R. M., 2009)

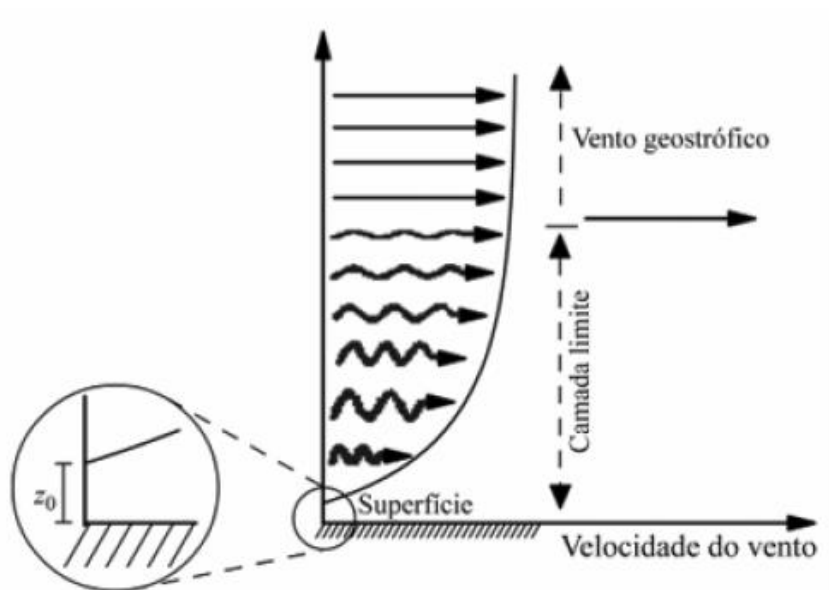


Figura 7 – Comportamento do Vento. (Neto, 2010)

A velocidade de atrito, que varia com a rugosidade do solo, com a velocidade do vento e com forças que se desenvolvem na atmosfera, é difícil de calcular, para ultrapassar esta dificuldade, utiliza-se a equação 12 e a extrapolação para alturas diferentes de dados medidos a uma altura de referência, usa-se, na prática, a equação 13: (Castro R. M., 2009)

$$\frac{\bar{u}(z)}{\bar{u}(z_r)} = \frac{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_r}{z_0}\right)} \quad \text{Equação 13}$$

Em que:

$u(z_r)$ - velocidade média à altura de referência Z_R [m/s].

3.1.6. Tecnologia

Um sistema eólico é constituído por diversos componentes, de modo a proporcionar um maior rendimento final, ele tem de funcionar em total harmonia. Para análise da conversão eólica devem ser considerados os seguintes componentes (Rodrigues, 2011):

- Vento: disponibilidade energética do local destinado a instalação do sistema eólico;
- Rotor: responsável por transformar a energia cinética do vento em energia mecânica de rotação;

- Transmissão e Caixa Multiplicadora: responsável por transmitir a energia mecânica entregue pelo eixo do rotor até a carga. Alguns geradores não utilizam este componente; nesse caso, o eixo do rotor é acoplado diretamente a carga;
- Gerador Elétrico: responsável pela conversão da energia mecânica em energia elétrica;
- Mecanismo de Controle: responsável pela orientação do rotor, controle de velocidade, controle da carga etc;
- Torre: responsável por sustentar e posicionar o rotor na altura conveniente;
- Transformador: responsável pelo acoplamento elétrico entre o aerogerador e a rede elétrica;
- Acessórios: são os componentes periféricos.

3.1.7. Turbina

A turbina eólica é o componente que tem como objetivo absorver uma parte da potência cinética do vento através de um rotor eólico, convertendo em potência mecânica de eixo e na etapa final o gerador transforma em potência elétrica. (Neto, 2010)

Segundo à orientação do rotor, as turbinas eólicas podem ser classificadas em relação ao solo:

- Verticais;
- Horizontais.

Os rotores mais utilizados para a geração de energia elétrica são, os de eixo horizontal do tipo hélice com três pás, pelo motivo de possuírem eficiências superiores aos demais modelos. (Ribeiro, 2017)

3.1.7.1. Turbina de eixo horizontal

Os rotores de eixo horizontal face ao percurso do vento são predominantemente conduzidos por forças de sustentação e devem dispor de mecanismos capazes de consentir o vento esteja sempre em posição perpendicular ao disco varrido pelas pás. (Ribeiro, 2017)

O rotor pode ser posicionado a montante ou a jusante da torre, face à superfície de ataque do vento incidente nas pás.

A opção *upwind*, é a posição em que o vento ataca as pás pelo lado da frente, generalizada pelo motivo da torre não perturbar o vento incidente. A opção *downwind*, sendo a posição que o vento ataca as pás pelo lado de trás, de modo que o rotor se alinhe

na direção do vento, mas sendo gradualmente abandonada, pelo facto do escoamento ser perturbado pela torre antes de incidir no rotor. (Castro R. M., 2009)

Os rotores podem ser constituídos de uma pá e contrapeso, duas pás, três pás ou múltiplas pás (multivane fans). Construtivamente, as pás podem ser de várias formas e empregar os mais variados materiais. Geralmente, utilizam-se pás rígidas de madeira, alumínio ou fibra de vidro reforçada. (CRESESB, 2008)

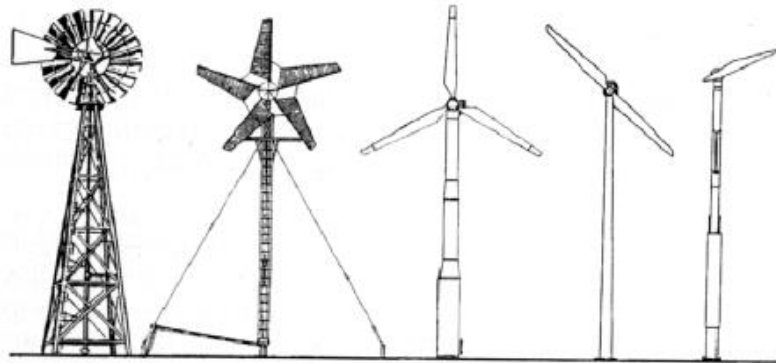


Figura 8 - Turbinas eólicas horizontais. (PUC)

3.1.8. Componentes de uma turbina

As turbinas eólicas podem ser distinguidas pelo seu tamanho e formato da nacela, pela presença ou não de uma caixa multiplicadora e pelo tipo de gerador utilizado. Os principais componentes das turbinas eólicas de um modo geral podem ser apresentados como a torre, a nacela e o rotor. (CRESESB, 2008)

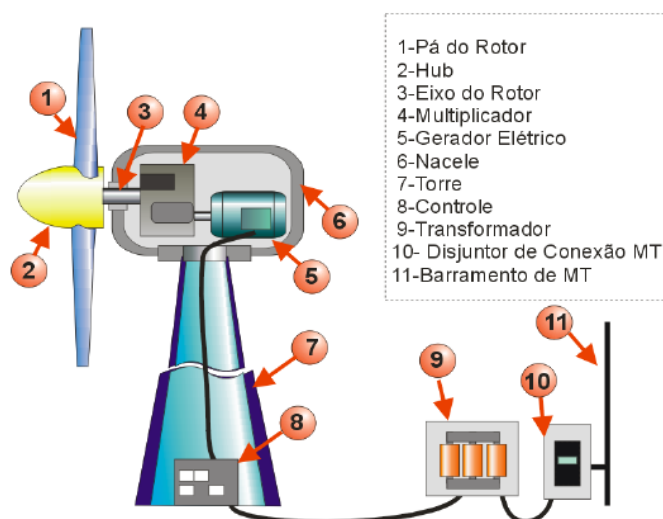


Figura 9 – Principais componentes de um aerogerador. (Pavinatto, 2005)

3.1.8.1. Pás

São os componentes de uma turbina eólica que tem como função absorver a energia cinética do vento e converter em energia mecânica do eixo.

As pás são as componentes aerodinâmicas que interagem com o vento, onde convertem uma parte da energia cinética em energia mecânica. Primeiramente as pás eram fabricadas com alumínio, mas atualmente são fabricadas em fibras de vidro reforçadas com epoxi. (CRESESB, 2008)

Os fluxos de ar que atuam sobre a pá é decomposto em duas forças (Umar, 2020):

- força de sustentação (L), é a força usada para vencer a gravidade;
- força de arrasto (D), é uma força que se opõe ao movimento devido à forma, material e velocidade de um objeto.

Forças exercidas nas Pás

Para extrair a quantidade de energia a cada velocidade do vento, as geometrias das pás são projetadas para formar um perfil alar. Figura 10 ilustra as forças presentes num elemento do perfil alar. (Castro R. M., 2009)

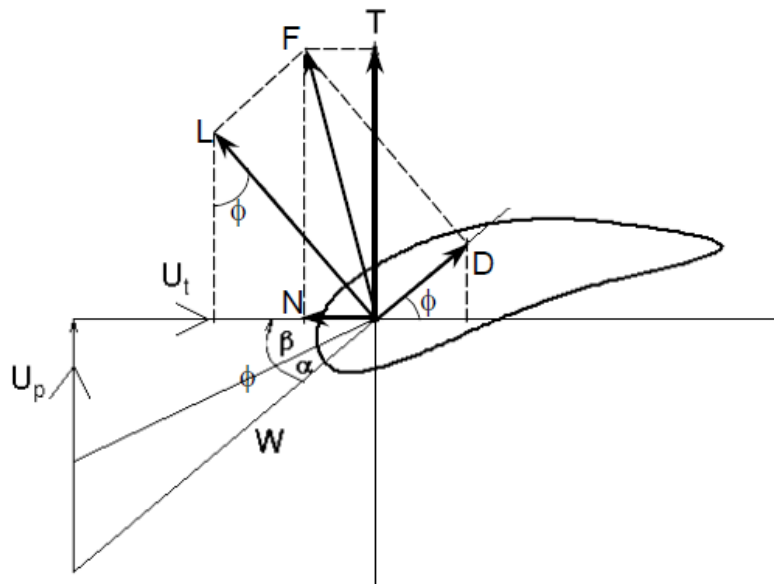


Figura 10 - Sistema de forças num perfil alar. (Castro R. M., 2009)

As grandezas que compõe são as seguintes (Castro R. M., 2009):

- O vetor *velocidade relativa* do vento W que atua o elemento de pá, resulta de duas componentes: a *velocidade do vento* U_p e a *velocidade tangencial* da pá U_t ;
- O *ângulo de ataque* α , definido como sendo o ângulo entre a linha que une os bordos de entrada e de saída do perfil (*linha de corda*) e a velocidade relativa; o *ângulo de passo* β , que é o ângulo entre o plano de rotação da pá e a linha de corda; o *ângulo do escoamento* ϕ , tal que $\phi = \alpha + \beta$;
- O vetor *força* F pode ser decomposto em duas componentes: uma, atuando na mesma direção da velocidade relativa, designa-se por *arrasto* D ; outra, é perpendicular e designa-se por *sustentação* L ;
- O vetor força F pode, igualmente, ser decomposto na direção do plano de rotação e na direção perpendicular, obtendo-se a componente N que contribui para o movimento da pá, e a componente que contribui para a flexão T . Estas forças podem ser, respetivamente, calculadas por:

$$T = L\cos(\phi) - D\sin(\phi) \quad \text{Equação 14}$$

$$N = L\sin(\phi) + D\cos(\phi) \quad \text{Equação 15}$$

Tabela 4 - Regimes de funcionamento dos perfis alares. (Castro R. M., 2009)

Ângulo de ataque	Regime
$-15^\circ < \alpha < 15^\circ$	Linear
$15^\circ < \alpha < 30^\circ$	Desenvolvimento de perda ³⁰
$30^\circ < \alpha < 90^\circ$	Travão

3.1.8.2. Cubo e Eixo

O cubo (estrutura metálica) é a parte fronteira da turbina de alta resistência, onde se engloba as pás, que são fixadas através de flanges. É uma estrutura compacta construída em aço ou liga de alta resistência, e montado para que ao sair da fábrica se identifique como uma única peça, e viabilizando o seu transporte, para que tal, não necessite de montagens no local da instalação. Para as turbinas que utilizem o controle de velocidade

por passo, o cubo acomoda, rolamentos para fixação das pás e também os mecanismos e motores para o ajuste do ângulo de ataque de todas as pás. (CRESESB, 2008)

O eixo é componente que responsável por interligar o cubo ao gerador, fazendo a transferência da energia mecânica da turbina. É construído em aço ou liga metálica de alta resistência. (CRESESB, 2008)

3.1.8.3. Nacele

É a caixa montada sobre a torre, onde se situam o gerador, a caixa de multiplicadora (quando utilizada), e todo o sistema de controle, medição do vento e motores para rotação do sistema para melhor posicionamento do vento. (Neto, 2010)

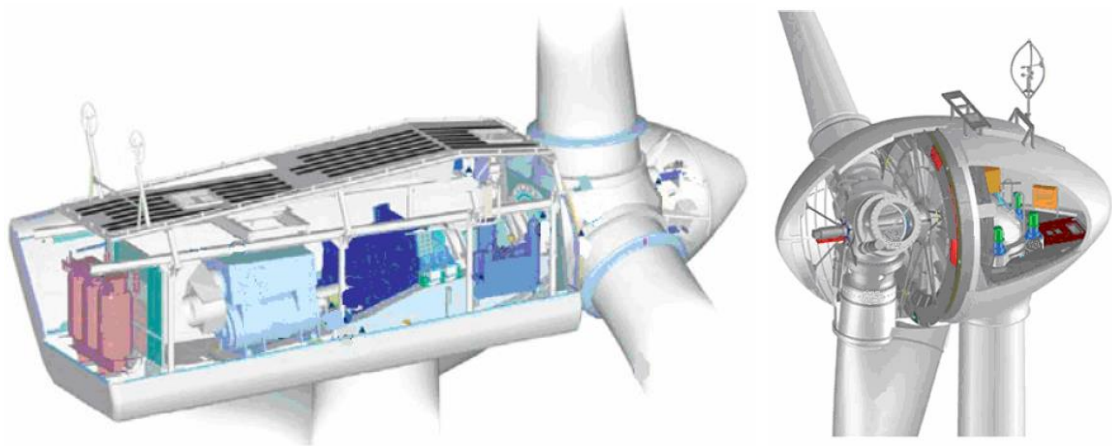


Figura 11 – Tipos de nacele. (Neto, 2010)

3.1.8.4. Transmissão e Caixa multiplicadora

A transmissão, onde se contempla a caixa multiplicadora, tem como propósito de transmitir a energia mecânica entregue pelo eixo do rotor até ao gerador. É composta por eixos, mancais, engrenagens de transmissão e acoplamentos. (Neto, 2010)

A caixa de transmissão mecânica se entre o rotor e o gerador de modo a conjugar a baixa velocidade do rotor à velocidade de rotação mais elevada dos geradores convencionais.

A velocidade angular dos rotores geralmente abrange-se na faixa de 20 a 150 RPM, devido às restrições de velocidade na ponta da pá, contudo, os geradores funcionam com elevadas rotações (entre 1200 e 1800 RPM), o que justifica a instalação de um sistema de multiplicação entre os eixos.

Atualmente, alguns fabricantes desenvolveram aerogeradores sem a caixa multiplicadora, removendo a relação de baixa rotação à alta relação de transmissão, utilizando geradores multipolos de baixa velocidade e grandes dimensões. (CRESESB, 2008)

3.1.8.5. Gerador

Nos sistemas eólicos, os geradores apresentam alguns tipos de problemas:

- variações na velocidade do vento (extensa faixa de rotações por minuto para a geração);
- variações do binário de entrada (uma vez que variações na velocidade do vento induzem variações de potência disponível no eixo);
- exigência de frequência e tensão constante na energia final produzida;
- facilidade de instalação, operação e manutenção devido ao isolamento geográfico de tais sistemas, sobretudo em caso de pequena escala de produção (isto é, necessitam ter alta confiabilidade). (CRESESB, 2008)

3.1.8.6. Torre

A parte do sistema eólico que permite sustentar e posicionar o rotor na altura conveniente para o seu funcionamento. Devido ao uso de geradores de elevadas potências as nacelles passaram a ter um elevado peso, o que se deu numa alteração da estrutura da torre, de metal treliçado para torres de metal tubular ou de concreto. É um item estrutural de grande porte e de elevada contribuição no custo inicial do sistema. (CRESESB, 2008)

3.1.9. Características dos aerogeradores

3.1.9.1. Curva de potência

A potência de um aerogerador altera-se conforme for a velocidade do vento, pelo que cada turbina eólica dispõe de uma curva característica de desempenho de energia. Através da curva consegue-se prever a produção de energia de uma turbina eólica, que indica a produção máxima de energia elétrica em diferentes velocidades do vento.

O gráfico aponta três pontos importantes para análise do desempenho da turbina: a velocidade mínima, a velocidade nominal e a velocidade de corte.

- Velocidade mínima (V_m): a velocidade do vento em que a turbina começa a gerar energia;
- Velocidade nominal (V_n): a velocidade do vento em que a turbina eólica atinge sua energia nominal;
- Velocidade de corte (V_c): a velocidade do vento em que a turbina eólica desliga para evitar que a potência do gerador trabalhe em níveis prejudiciais. (Amaral, 2011)

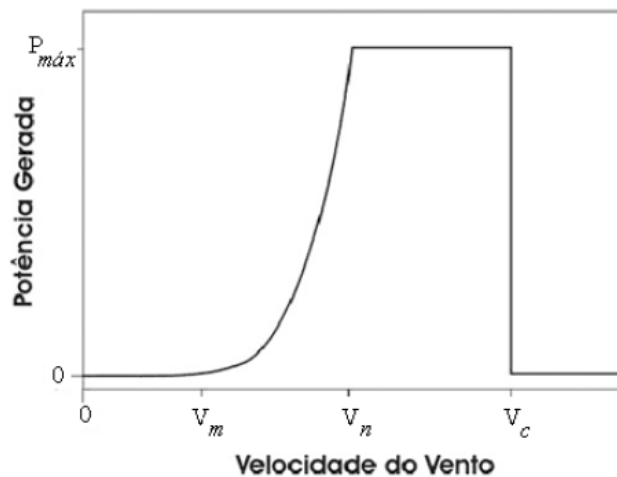


Figura 12 - Diagrama típico da curva de potência de um gerador eólico. (PUC)

3.1.9.2. Coeficiente de Potência - c_p

O coeficiente de potência (c_p) de um aerogerador é a quantidade de potência disponível no vento que pode ser convertida em potência mecânica, normalmente usado para comparar a eficiência de diferentes turbinas eólicas. (Amaral, 2011)

O aerogerador pode atingir um valor teórico máximo de rendimento, denominado de limite de Betz. O coeficiente de potência, $c_p = 0,593$, significando que somente 59,3 % da potência disponível no vento pode ser convertida em potência mecânica por uma turbina eólica. Na prática esse valor fica abaixo do limite de Betz, entre 0,35 e 0,45. (Amaral, 2011)

3.1.10. Mecanismos de controle

Para que um sistema eólico funcione perfeitamente, existem mecanismos de controle à orientação do rotor, ao controle de velocidade, ao controle de carga, etc. Esses mecanismos de controle podem ser:

- mecânicos (velocidade, passo, freio);

- aerodinâmicos (posicionamento do rotor);
- eletrônicos (controle da carga).

Para limitar a extração de potência a potência nominal do aerogerador, aquando da utilização do princípio de controle aerodinâmico, existe dois tipos de controle. São chamados de controle Stall e controle de Pitch.

Antigamente o controle stall era a mais utilizada na maioria dos aerogeradores. Com o passar do tempo, os aerogeradores começaram a aumentar o tamanho, levando que os fabricantes optassem pelo sistema de controle de pitch, que oferece maior flexibilidade na operação das turbinas eólicas. (CRESESB, 2008)

3.1.10.1. Controle Stall

O controle deslocamento é um sistema que tem as pás do rotor fixas em seu angulo de passo (β), ou seja, o ângulo de passo é constante, de modo que as pás não girem em torno de seu eixo longitudinal. O propósito desse controle, é que, para uma certa velocidade do vento (U_t) as pás entram em perda aerodinâmicas.

O angulo de passo fixo escolhido, funcione para quando o vento atingir uma certa velocidade, a força de sustentação diminui, enquanto as forças de arrasto passam a ser dominantes (aumentam), resultando numa diminuição do binário (T), querendo dizer que a pá entrou em perda. (Castro R. M., 2009)

3.1.10.2. Controle Pitch

O controle pitch é um sistema ativo, que ajuste o angulo de passo (β), atuando quando a velocidade do vento é superior ao nominal, conseqüentemente, ultrapassando a potencia nominal da turbina, fazendo com que, as pás do rotor giram em torno do seu eixo longitudinal. As pás mudam o seu ângulo de passo para reduzir o ângulo de ataque, produzindo uma diminuição do binário, para que corresponda a potencia nominal da turbina. (Castro R. M., 2009)

3.2. Sistema fotovoltaico - o recurso solar

O Sol fornece energia na forma de radiação. O Sol baseia-se no princípio de um reator de fusão, em que, a fusão transforma, núcleos de hidrogénio e núcleos de hélio, sendo que, durante esse processo, parte da massa é transformada em energia. Mas somente uma parte dessa radiação emitida chega a superfície terrestre, devido a grande distância entre o Sol e a Terra. (GREENPRO, 2004)

Pelo facto da distância entre o Sol e a Terra variar entre $1,47 \times 10^8$ km e $1,52 \times 10^8$ km, a irradiância que chega a Terra varia entre 1.325 W/m^2 e 1.412 W/m^2 . Entretanto nem toda essa quantidade total da radiação solar atinge a superfície terrestre. A radiação solar é reduzida na atmosfera através dos efeitos da reflexão, absorção e dispersão. Sendo assim, o nível de irradiância na Terra atinge um valor total aproximado de 1.000 W/m^2 ao meio-dia, em boas condições climáticas, independentemente da localização. Ao adicionar a quantidade total da radiação solar que incide na superfície terrestre durante o período de um ano, obtém-se a irradiação global anual, medida em kWh/m^2 . Este parâmetro varia de um modo significativo com as regiões. (GREENPRO, 2004)

3.2.1. Fatores que influenciam a radiação solar

A radiação solar que atinge a Terra, é composta por uma componente direta e por uma componente difusa. A radiação direta vem segundo a direção do Sol, sem nenhuma influência, produzindo sombras bem definidas em qualquer objeto. Por outro lado, a radiação difusa carece de direção específica. (GREENPRO, 2004)

3.2.2. Tecnologia

Um sistema fotovoltaico com ligação à rede é composto, normalmente, pelos seguintes componentes (GREENPRO, 2004):

- Gerador fotovoltaico (vários módulos fotovoltaicos dispostos em série e em paralelo, com estruturas de suporte e de montagem);
- Caixa de junção (equipada com dispositivos de proteção e interruptor de corte principal DC);
- Cabos AC-DC;
- Inversor;
- Mecanismo de proteção e aparelho de medida.

3.2.3. Gerador Fotovoltaico

O módulo fotovoltaico é composto por um conjunto de células interligadas, que têm como função converter energia solar em energia elétrica através do efeito fotovoltaico, produzindo tensão e corrente (densidade de corrente é da ordem de 30 mA/cm^2) suficientes para a utilização da energia. (GTES, 2004)

3.2.4. Caixa de junção

É uma caixa que contém terminais de ligação onde são instalados os aparelhos de corte e seccionamento, fusíveis de fileira (se necessários), díodos de bloqueio (se necessários) e também descarregadores de sobretensões (se necessários) para desviar as sobretensões para o condutor de terra. (GREENPRO, 2004)

3.2.5. Cablagens

Nos sistemas FVs apenas devem ser usados cabos que cumpram os requisitos para este tipo de aplicações. Estes devem ser colocados através de materiais de fixação apropriados, resistentes aos agentes atmosféricos. Para protecção adicional dos cabos são utilizadas condutas, tubos flexíveis ou rígidos, que devem ter características apropriadas para as instalações a serem efetuadas, tal como resistência aos raios ultravioletas, ao ozono, etc, se ficarem expostos ao Sol. (Greenpro, 2004)

3.2.6. Inversor

O inversor solar tem como função principal converter o sinal eléctrico DC dos painéis fotovoltaicos, ou da bateria, num sinal eléctrico AC, com a frequência e o nível de tensão adequados ao sistema, ou carga, a que está ligado. Podemos considerar dois tipos básicos de inversores: ligados à rede (inversores de rede) e autónomos.

Nos sistemas fotovoltaicos com ligação à rede, o inversor é ligado à rede eléctrica principal de forma directa. (GREENPRO, 2004)

4. Caso de estudo

Cabo Verde, é um país com uma superfície aproximada de 4.033 km², situado entre os paralelos 14° 23' e 17° 12' de latitude Norte e os meridianos 22° 40' e 25° 22' a Oeste, a cerca de 500 km da Costa Ocidental da África. O país é composto por 10 ilhas e 5 principais ilhéus¹, formando duas regiões de acordo com a sua localização e direção dos ventos alísios do Nordeste, Barlavento (região norte) e Sotavento (região Sul). (INE, 2016)

A ilha de estudo é a de São Vicente, enquadrada na região de Barlavento entre os paralelos 16° 46' e 16° 55' de latitude os meridianos 24° 51' e 25° 05'. A matriz elétrica é composta pela energia térmica e pela energia eólica. A energia térmica é aquela predominante, com uma potência instalada de 29.949 kW, e a eólica com uma potência instalada de 6,55 MW (0,6 MW da Electra + 5,95 MW da Cabeolica), sendo que a da Electra esta fora de funcionamento. (ELECTRA, 2020)

A energia eólica teve apenas uma contribuição de energia penetrada a rede com cerca de 25 %. (Cabeolica, 2021)

4.1. Recurso disponível

Cabo Verde tem um potencial de energias renováveis estimado de 2.600 MW. O maior recurso renovável é o Solar, por ser uma tecnologia competitiva com os recursos fósseis, apresentando uma potência estimada em 394 MW, estimando-se um potencial de produção de energia anual, na ordem dos 2.700 GWh/ano. O Eólico é o recurso renovável mais económico, com um custo de produção de 50 €/MWh em comparação com os 131 €/MWh, e com um potencial estimado de 241 MW. (Gesto, 2011)

4.1.1. Eólico

A ilha de São Vicente apresenta ótimas condições para a aceleração do recurso eólico, com estruturas de cumeadas bem definidos, com declives acentuados, mas não abruptos, condições essas, que faz com que ilha seja aquela que apresenta maior potencial eólico. A ilha de São Vicente apresenta ventos superiores a 8,5 m/s e com uma potência estimada de 26,35 MW. (Gesto, 2011)

¹ - Mencionaram-se aqui estes 5 ilhéus, mas existem outros que, devido às suas menores dimensões, não foram referidos

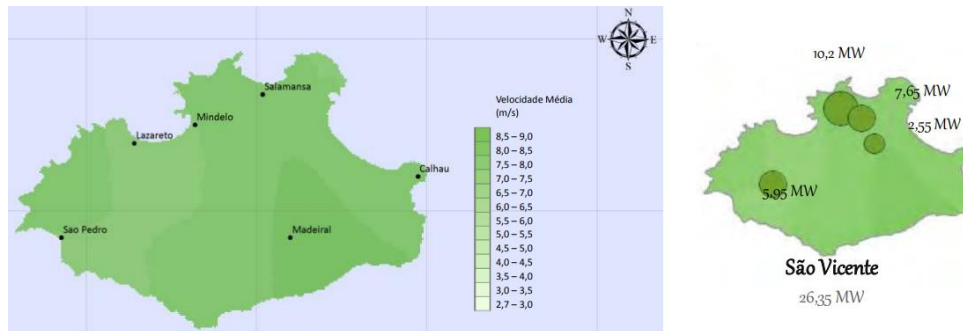


Figura 13 – Potencial do recurso eólico em São vicente. (Gesto, 2011)

4.1.2. Solar

São apresentadas abaixo mapas do recurso solar da ilha de São Vicente, para a classificação deste recurso, onde se apresenta um ótimo recurso solar, muito semelhante ao resto do país com uma disponibilidade da radiação solar global anual de cerca de 1.800 a 2.200 kWh/m². Segundo a figura 14, a ilha de São Vicente tem um potencial estimado em 75 MW.

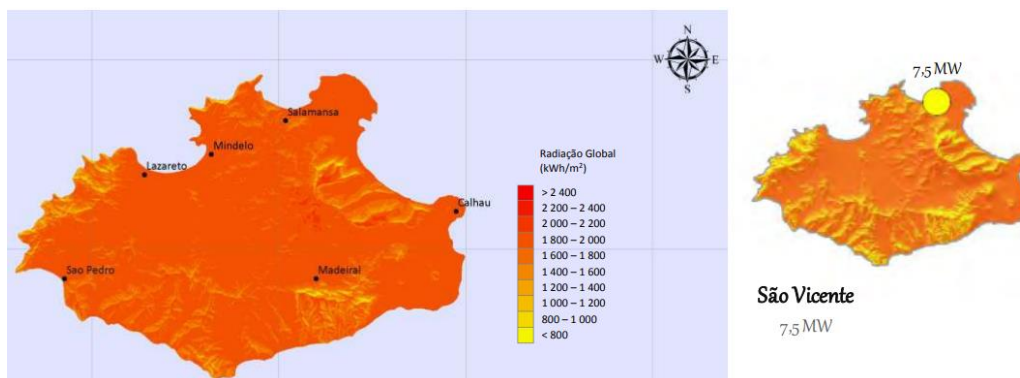


Figura 14 - Potencial do recurso eólico em São vicente. (Gesto, 2011)

4.2. Dimensionamento do sistema híbrido

A ilha de São Vicente já dispõe de todo um sistema elaborado para a dessalinização de água, utilizando a técnica da osmose inversa. O objetivo é alterar a fonte de energia, ou seja, a implementação de um sistema híbrido, com módulos fotovoltaicos mais aerogerador, para o fornecimento de energia elétrica em detrimento da fonte convencional.

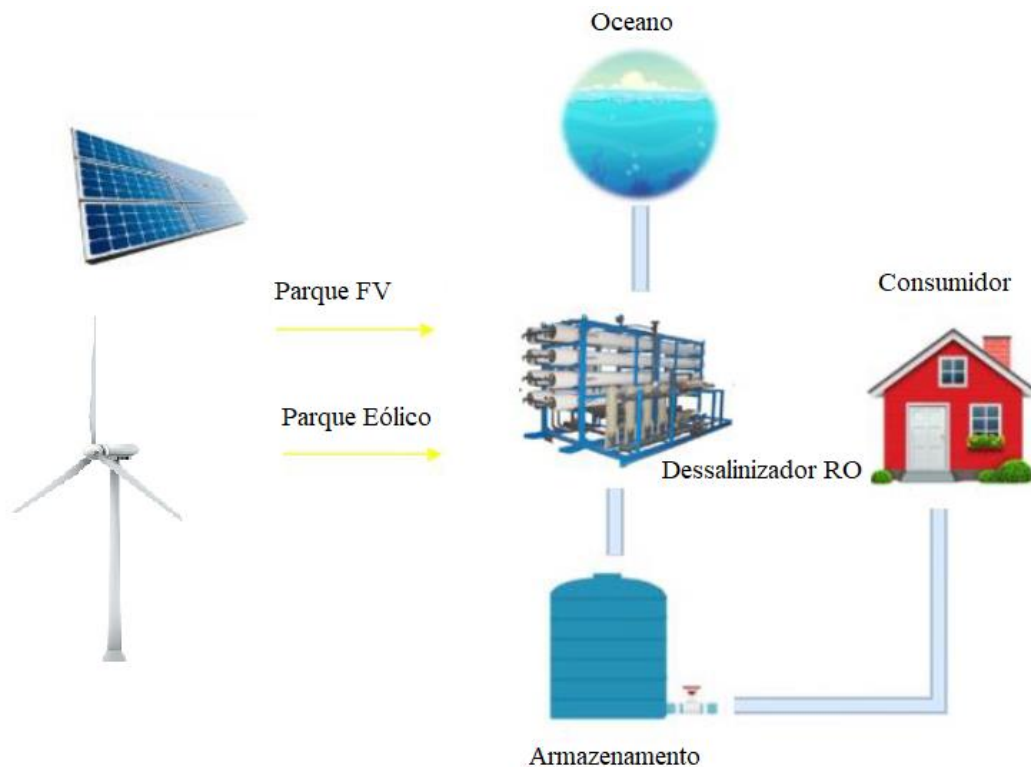


Figura 15 – Sistema pretendido para a dessalinização de água em SV.

Para realizar o dimensionamento do sistema, deve-se conhecer a demanda da potência necessária, de modo a satisfazer os requisitos de energia elétrica para a dessalinização por osmose inversa.

Segundo o relatório anual da empresa ELECTRA, S.A. produziu, no ano de 2019, cerca de 1.759.595 m³ de água dessalinizada, com um consumo específico médio de 3,34 kWh/m³.

O sistema será ligado à rede pública e dimensionado em função da energia anual despendida para a produção de água dessalinizada, para que possa satisfazer a demanda energética durante o ano.

Contudo a energia anual para satisfazer a produção do volume de água referida acima, será:

$$E_{\text{anual}} = V_{\text{anual}} \times C_{\text{médio_esp}} \quad \text{Equação 16}$$

Na qual:

E_{anual} – energia anual [kWh];

V_{anual} – volume anual da produção de água [m³];

$C_{\text{médio_esp}}$ - consumo específico médio na produção de água para ano [kWh/m³].

Segundo a equação 16, temos:

$$E_{\text{anual}} = 5.9 \text{ GWh}$$

Tendo em conta os anos anteriores, houve variações da produção da água dessalinizada, face esse historial, considerou um aumento da produção anual de 10 %, face o ano atual.

$$E_{\text{anual}_1} = E_{\text{anual}} + (E_{\text{anual}} \times 10 \%) \quad \text{Equação 17}$$

Onde:

E_{anual_1} – energia anual considerando um aumento de 10 % [kWh];

Utilizando a equação 17, obteve-se:

$$E_{\text{anual}_1} = 6.5 \text{ GWh}$$

Considerando que a turbina eólica funciona durante 24 h, o que irá resultar num total de 8.760 h anuais, foi calculado a potência necessária através da energia anual, para produção da água dessalinizada.

$$\text{Pot} = \frac{E_{\text{anual}}}{\text{tempo}} \quad \text{Equação 18}$$

Em que:

Pot – potencia referente a produção da água dessalinizada [kW];

Pela equação 18, temos:

$$\text{Pot} = 748,71 \text{ kW}$$

4.2.1. Dimensionamento Eólico

4.2.1.1. Escolha do local

Como descrito anteriormente a escolha para implementação de uma turbina eólica depende de algumas características topográficas da região. A escolha do local recai-se

num local descampado, sem vegetação, sem edifícios ao redor, evitando assim perturbações no recurso eólico, onde se pode instalar a turbina eólica. O local apresenta ainda uma topografia acidentada, inclinações bem acentuadas, que favorecem a aceleração do vento. A escolha do local, deve-se também pela orientação das linhas das cumeadas que são predominantes para Sul-Este, que encaixa, com os ventos predominantes de Norte-Este.

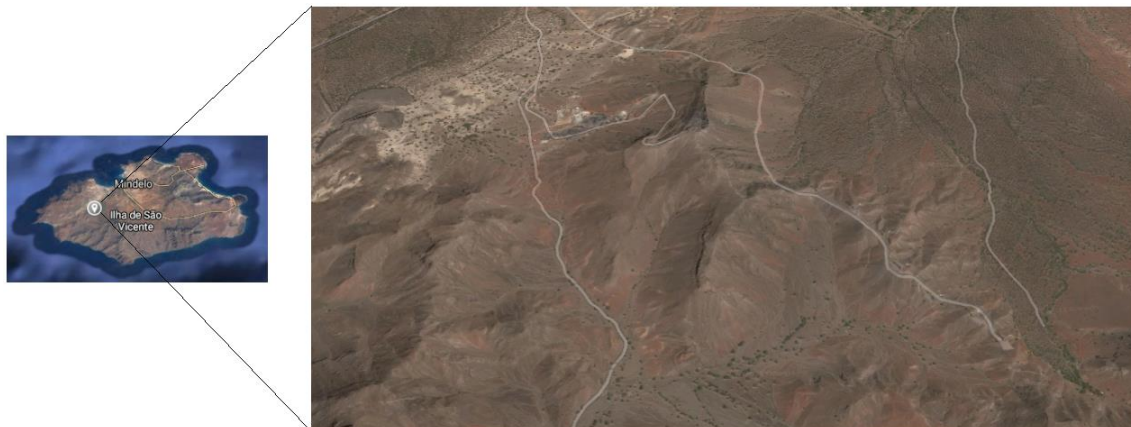


Figura 16 – Local de estudo do recurso eólico e de instalação do aerogerador

4.2.1.2. Estudo do recurso eólico

Primeiramente, com os dados fornecidos, fez-se um estudo do recurso eólico da ilha de São Vicente. Organizando os dados da velocidade do vento, construiu-se uma tabela, de modo a perceber qual a velocidade ou classe de velocidade predominante.

Segundo essa tabela 5, fez-se um gráfico representado na figura 17, onde se pode perceber que os ventos predominantes estão na classe entre 10,4 e 11,7 m/s, com 23,97 %. De uma forma mais abrangente, as outras classes de velocidades com algum impacto, são a classe entre 9,1 e 10,4 m/s, com 20,23%, seguido da classe entre 11,7 e 13,0 m/s, com 19,92 %.

Tabela 5 – Representação das frequências do vento em classes.

Classe	Xi	Frequência	Frequência relativa	Freq. Acumulada	Freq. Horas
1,3 - 2,6	1,95	26	0,00049	0,00049	4,33
2,6 - 3,9	3,25	135	0,00257	0,00306	22,50
3,9 - 5,2	4,55	313	0,00596	0,00902	52,17
5,2 - 6,5	5,85	1095	0,02083	0,02985	182,50
6,5 - 7,8	7,15	2802	0,05331	0,08316	467,00
7,8 - 9,1	8,45	6314	0,12013	0,20329	1052,33
9,1 - 10,4	9,75	10630	0,20225	0,40554	1771,67
10,4 - 11,7	11,05	12599	0,23971	0,64524	2099,83
11,7 - 13,0	12,35	10474	0,19928	0,84452	1745,67
13,0 - 14,3	13,65	5199	0,09892	0,94344	866,50
14,3 - 15,6	14,95	2021	0,03845	0,98189	336,83
15,6 - 16,9	16,25	744	0,01416	0,99604	124,00
16,9 - 18,2	17,55	158	0,00301	0,99905	26,33
18,2 - 19,5	18,85	45	0,00086	0,99990	7,50
19,5 - 20,8	20,15	4	0,00008	0,99998	0,67
20,8 - 22,1	21,45	0	0,00000	0,99998	0,00
22,1 - 23,4	22,75	1	0,00002	1,00000	0,17

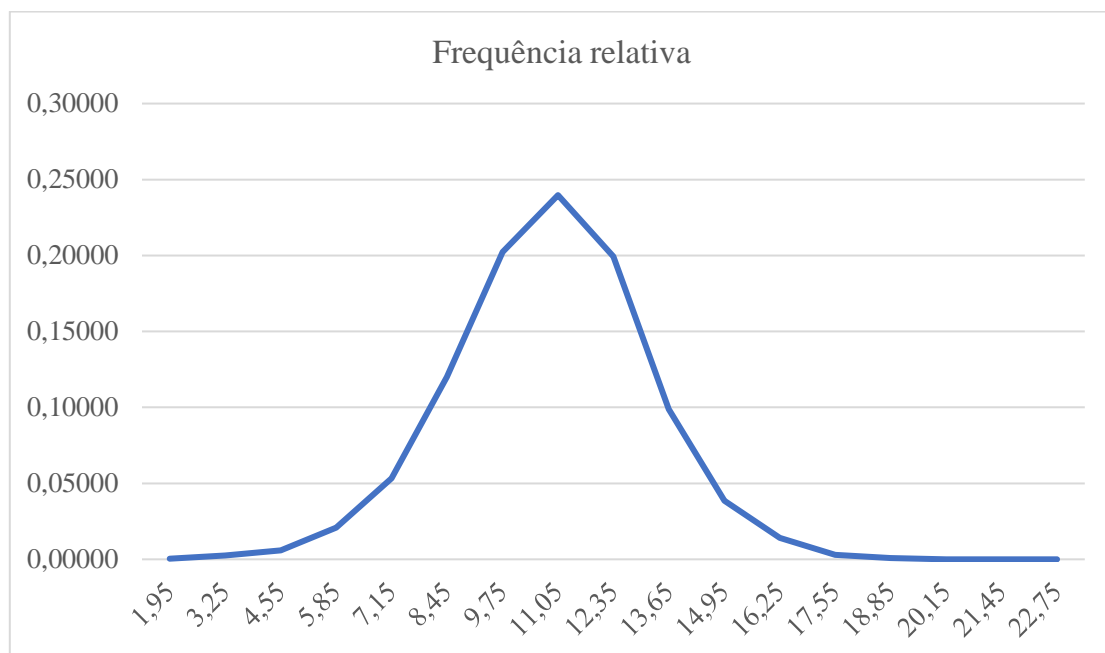


Figura 17 – Representação gráfica da frequência relativa do vento.

Contudo, fez-se ainda uma análise do recurso eólico, no programa Matlab, onde se pode verificar a direção predominante.

Podendo constatar, que numa altura de 30 m, a velocidade predominante se situa próximo dos 10 m/s, com uma frequência relativa cerca 0,2, como já se tinha verificado anteriormente.

Como a direção predominante, se situa mais a Este, logo não existe grande diferença com os ventos na totalidade, o que se pode comprovar com os gráficos da figura 17 e 18.

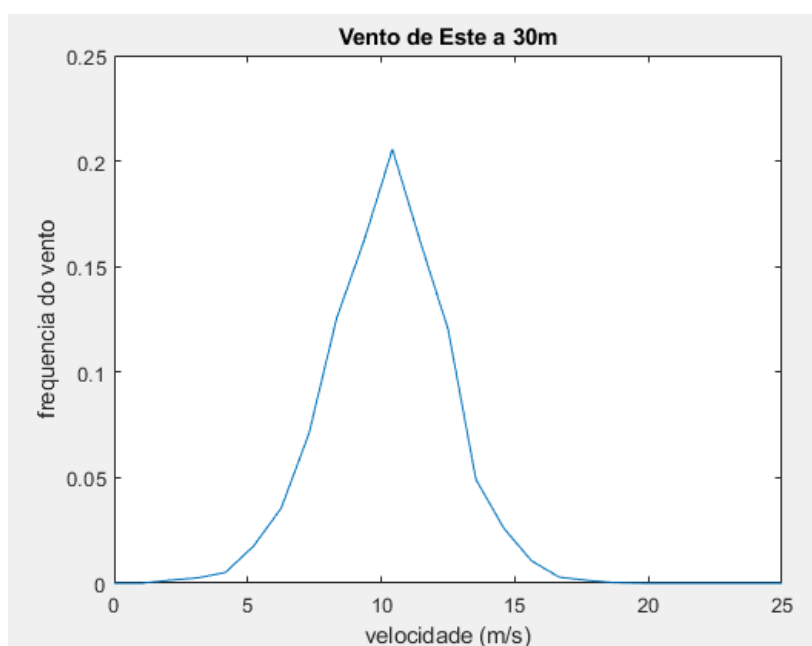


Figura 18 - Representação gráfica do vento na direção Este no Matlab

Sendo assim, os ventos na direção à Oeste, não tem uma grande contribuição do recurso eólico, durante o ano todo, mas de qualquer modo tem uma predominância de velocidade, em torno dos 8 m/s, com uma frequência relativa de 0,2, como se pode verificar na figura 19.

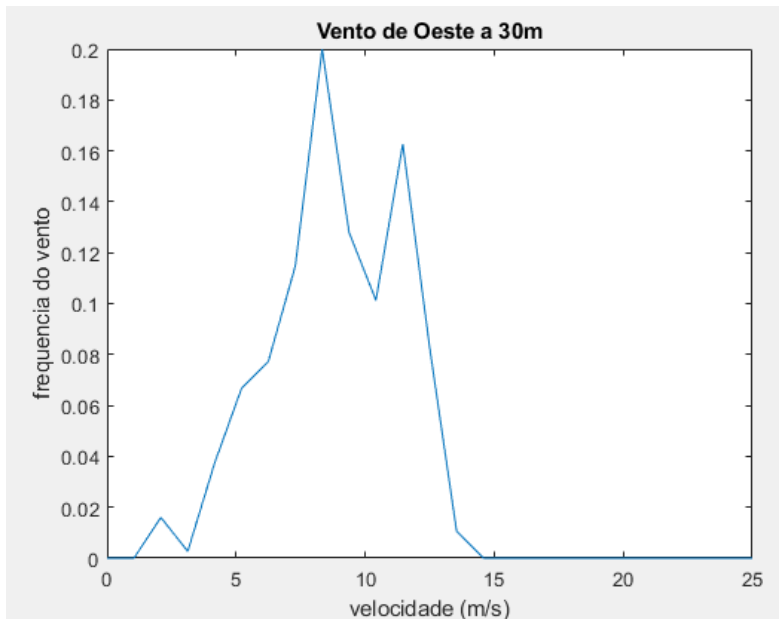


Figura 19 - Representação gráfica do vento na direção Oeste no Matlab.

Para que o estudo fosse mais rigoroso, torna-se essencial determinar o correto regime de vento, utilizando a função probabilidade da distribuição de Weibull, para que se perceba a probabilidade de o vento soprar a uma determinada velocidade.

Inicialmente, com o apoio do programa Excel, utilizou a equação de uma função linear, para observar o declive da reta ordenada na origem, e os respectivos valores, como se pode ver na figura 20.

Através das equações 7 e 8, pode-se obter a função linear pela equação 6, pelo que temos:

$$Y = 4,85x - 11,376$$

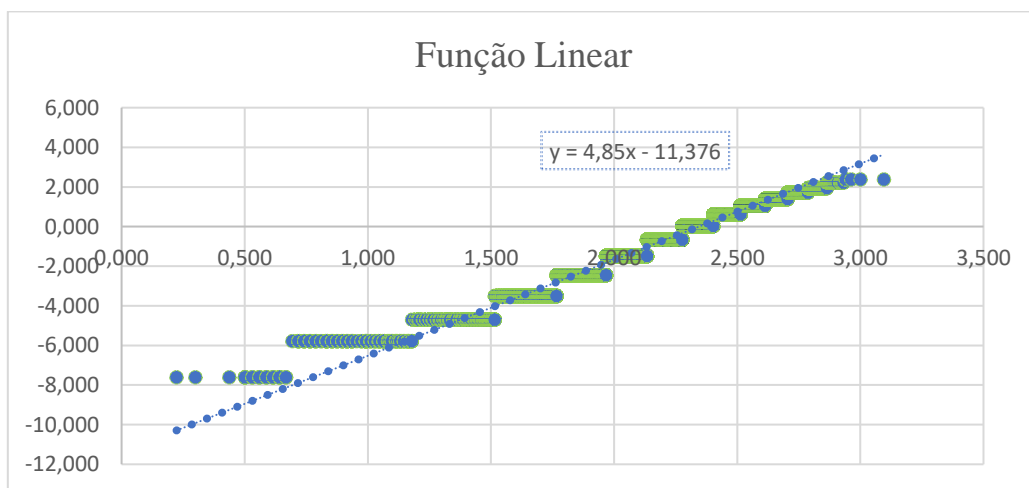


Figura 20 – Gráfico da função linear Y.

Como os parâmetros k e c , da distribuição de Weibull, estão relacionados com os parâmetros A e B , da função linear, em que pelas equações 9 e 10, obtém-se:

$$k = 4,85$$

$$c = 10,44 \text{ m/s}$$

O fator de forma k , que indica uma distribuição relativamente curta das velocidades do vento entorno da velocidade média, c , ou seja, indica que a tendência dos valores está próxima da média calculada de 10,44 m/s.

Utilizando a seguinte equação 4, pode-se observar a distribuição de Weibull:

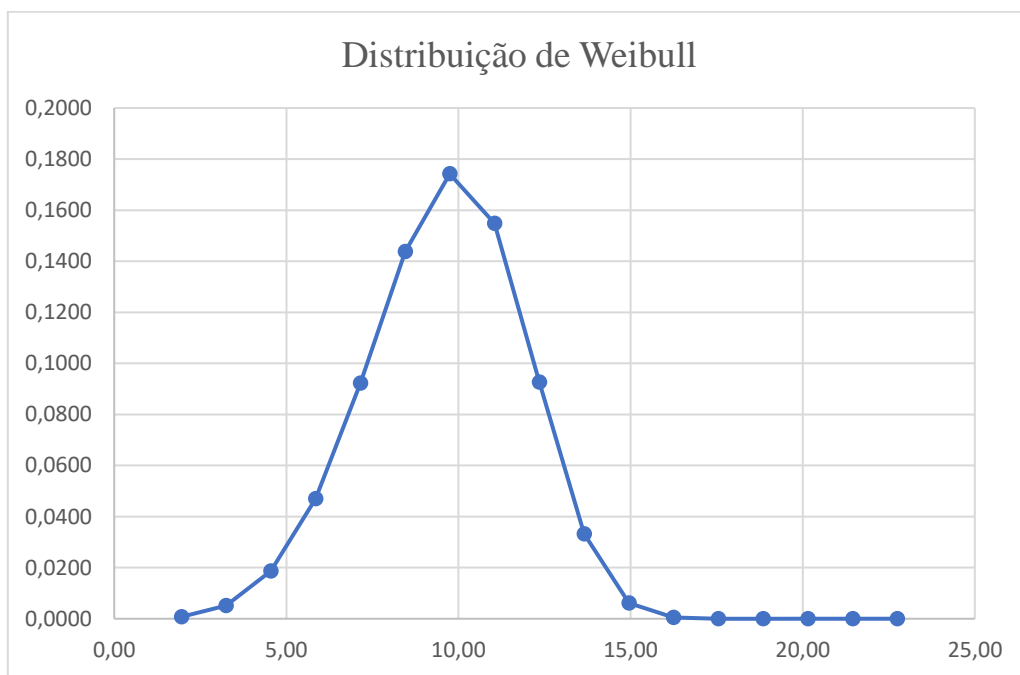


Figura 21 – Gráfico da distribuição de Weibull.

Como se pode perceber pelos cálculos acima, a média anual da distribuição de Weibull, se situa num valor de 9,75 m/s, com uma frequência acumulativa próxima de 0,1742, valor bem próximo da velocidade de 10 m/s, com frequência relativa de 0,2, como se pode constar na figura 21, e ainda próximo da média anual que foi de 10,2 m/s.

De acordo com essa análise, pode-se concluir que, segundo a tabela 3, a velocidade obtida é viável para instalação de turbinas eólicas tanto isolados como para ligar à rede, já que este se situa na classe 9,1 a 10,4 m/s, com frequência relativa de 0,20225.

Assumindo essa velocidade média de Weibull, de 9,75 m/s, como um valor constante, pode-se obter a potência eólica do local em estudo, que será:

$$P = \frac{1}{2} \times \rho \times A \times v^3 \quad \text{Equação 19}$$

Em que:

P – potência disponível no vento [W];

A – secção plana transversal do rotor da turbina [m²];

v – velocidade do vento [m/s];

ρ – massa específica do ar [kg/m³].

Pela equação 19, a potência por área é de:

$$\frac{P}{A} = 567,7 \text{ W/m}^2$$

Considerando, a área da distribuição de Weibull, pode-se calcular a energia total produzida na respetiva velocidade:

$$E = f(v) \times P \quad \text{Equação 20}$$

Na qual:

E – energia produzida pelo rotor [Wh];

f(v) – função densidade de probabilidade da velocidade média do vento [m²];

P - potencia disponível no vento [W].

Utilizando a equação 20, obtém-se:

$$E = 98.893 \text{ Wh/m}^2$$

Pelo que pode observar na seguinte tabela, a energia produzida pelas diferentes velocidades:

Tabela 6 – Energia disponível por metro quadrado.

Classe	Xi	Distrib. Weibull	Potência [W/m ²]	Energia [Wh/m ²]
1,3 - 2,6	1,95	0,0007	4,54	0,00
2,6 - 3,9	3,25	0,0052	21,03	0,11
3,9 - 5,2	4,55	0,0187	57,70	1,08
5,2 - 6,5	5,85	0,0471	122,62	5,77
6,5 - 7,8	7,15	0,0923	223,88	20,66
7,8 - 9,1	8,45	0,1438	369,55	53,15
9,1 - 10,4	9,75	0,1742	567,70	98,89
10,4 - 11,7	11,05	0,1549	826,40	127,98
11,7 - 13,0	12,35	0,0926	1153,74	106,87
13,0 - 14,3	13,65	0,0332	1557,77	51,69
14,3 - 15,6	14,95	0,0061	2046,58	12,58
15,6 - 16,9	16,25	0,0005	2628,25	1,29
16,9 - 18,2	17,55	0,0000	3310,83	0,05
18,2 - 19,5	18,85	0,0000	4102,42	0,00
19,5 - 20,8	20,15	0,0000	5011,08	0,00
20,8 - 22,1	21,45	0,0000	6044,88	0,00
22,1 - 23,4	22,75	0,0000	7211,91	0,00

Contudo, na classe de velocidades entre 10,4 m/s e 11,7 m/s, apresenta maior área de energia produzida, cerca de 127,98 Wh/m². Face todas essas velocidades, a energia total é de 480,115 Wh/m².

4.2.1.3. Escolha da turbina

Para a escolha da turbina eólica, fez-se uma pesquisa, para se observar alguns dos fabricantes, para averiguar quais os maiores e melhores produtores de turbinas eólicas. A tabela 7, apresenta um total de 10 fabricantes de turbinas, com maior produção anual e com mais credibilidade no mercado. (Enformer, 2021)

Tabela 7 – Fabricantes de aerogeradores.

Fabricante	Capacidade Instalada em 2019 (%)
Vestas Wind System	18,04%
Siemens Gamesa	15,71%
Goldwind	13,18%
General Electric RE	11,61%
Envision	8,57%
Mingyang	5,72%
Nordex Acciona	4,91%
Enercon	2,99%
Windey	2,54%
Dongfang	2,11%

Os cinco maiores fabricantes de turbinas eólicas - Vestas, Siemens Gamesa, GE, Goldwind e Envision - aumentaram sua participação de mercado, capturando 68% da capacidade global, perspetivando que em 5 anos os cinco maiores produtores tenham um a participação de cerca de 75 %.

Tabela 8 – Ficha do aerogerador da Enercon E-53.

Ficha de dados	
Potência	
Potência nominal	800 kW
Velocidade de entrada do vento	3,0 m/s
Velocidade nominal do vento	12,0 m/s
Velocidade de corte do vento	34,0 m/s
Velocidade do vento de sobrevivência	59,5 m/s
Rotor	
Diâmetro	52,9 m
Área varrida	2198 m ²
Número de lâminas	3
Velocidade do rotor, máx.	28,3 U/min
Velocidade de dicas	78 m/s
Densidade de potência 1	364,0 W/m ²
Densidade de potência 2	2,7 m ² /kW

Ficha de dados	
Caixa de Velocidades	
-	sem
Gerador	
Tipo	Síncrono
Número	1
Velocidade máx.	28,3 U/min
Voltagem	690,0 V
Ligação à rede	IGBT
Frequência da rede	50,0 Hz
Fabricante	Enercon
Torre	
Altura do cubo	60/73 m
Tipo	Tubo de aço / híbrido
Forma	Cônico
Proteção contra corrosão	Pintado
Fabricante	Enercon

Entre essa marcas, optou-se pela Enercon E-53 de 800 kW, por ser um dos fabricantes predominantes no mercado, ocupando a oitava posição do top 10, e também por ser um fabricante com credibilidade. A turbina eólica escolhida tem uma potência acima da potência calculada, que foi de 748,71 kW, atinge a potência nominal de 800 kW aos 12 m/s, na classe com uma percentagem relativa de 19,93 %, com 1.745,67 h, bem perto da velocidade média calculada de 10,2 m/s com uma percentagem relativa de 20,23 % e 1.771,67 h.

Visto que os dados do vento recolhidos, foram numa altura de referência de 30 m, contudo fez a extrapolação do vento na altura pretendida, que foi de 73 m. Utilizando a equação 13, obtém-se os valores da tabela 9.

Visto que o local, não tem vegetação e não existe edifícios ao redor, escolheu-se o valor de $\alpha = 0,03$.

Tabela 9 – Extrapolação da altura em relação a referência X.

Xi (m/s) H(referência)	Xi (m/s) H(73m)
1,95	2,20
3,25	3,67
4,55	5,14
5,85	6,60
7,15	8,07
8,45	9,54
9,75	11,01
11,05	12,47
12,35	13,94
13,65	15,41
14,95	16,87
16,25	18,34
17,55	19,81
18,85	21,28
20,15	22,74
21,45	24,21
22,75	25,68

Utilizando, novamente a ferramenta Matlab, pode-se observar graficamente a extrapolação do recurso, para altura da torre escolhida, que é de 73 m.

Verificando que o vento numa altura de 73 m, a predominância do recurso se situa nos valores entre os 10 m/s e 13 m/s, significando que na altura da torre terá um aumento da velocidade do recurso.

Ainda nesta altura fez-se uma análise da direção predominante do vento, de modo a verificar se teria alterações com a altura da torre. Mas foi constatado que, a direção Este foi aquela que domina com uma velocidade dominante entre os 10 m/s e os 13 m/s.

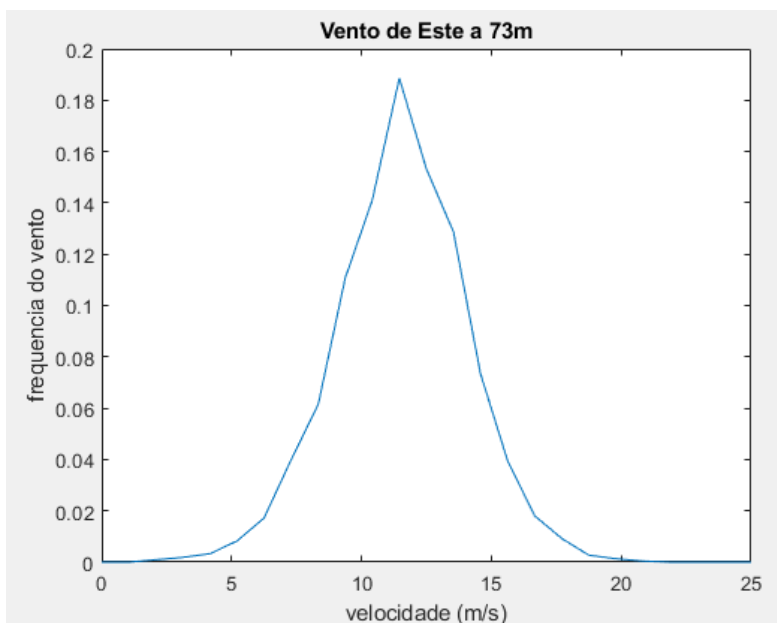


Figura 22 - Frequência da velocidade do vento face a extrapolação na direção de Este.

Como já se tinha verificado anteriormente, a direção o Oeste, tem pouco relevância, mas consta-se que a velocidade predominante, se situa perto dos 10 m/s.

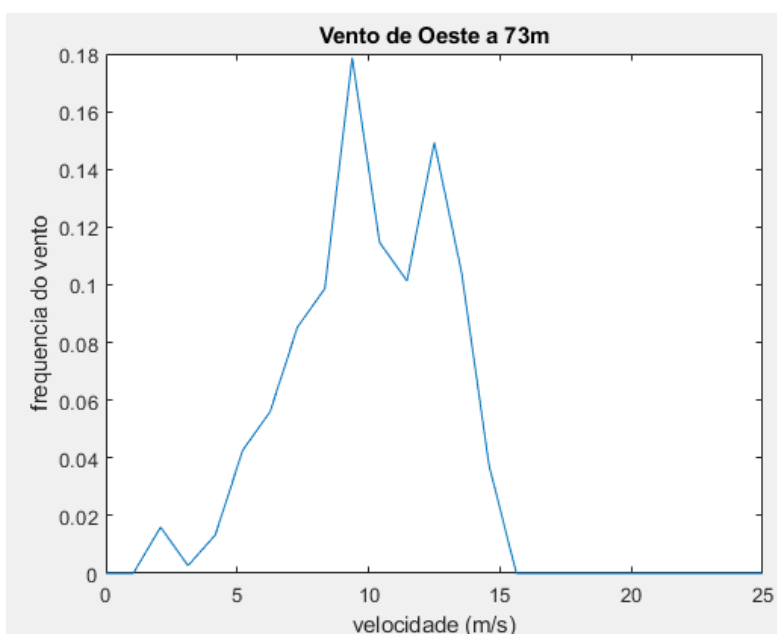


Figura 23 - Frequência da velocidade do vento face a extrapolação na direção de Oeste.

Considerando a turbina eólica escolhida, calculou-se a potência e a energia produzida, considerando as seguintes formulas:

- $P = \frac{1}{2} \times \rho \times A \times v^3$ – Para calcular a potência considerando a área da turbina;

Tabela 10 – Potencia disponível do recurso em relação a altura extrapolada.

Xi - 73 m	Potência [kW]
2,20	14,36
3,67	66,46
5,14	182,37
6,60	387,59
8,07	707,66
9,54	1168,10
11,01	1794,41
12,47	2612,13
13,94	3646,78
15,41	4923,87
16,87	6468,92
18,34	8307,47
19,81	10465,01
21,28	12967,09
22,74	15839,21
24,21	19106,90
25,68	22795,69

- $P = \frac{1}{2} \times C_p \times \rho \times A \times v^3$ – Para calcular a potência considerando o coeficiente de potência;

Tabela 11 - Potência disponível do recurso em relação a altura extrapolada considerando o Cp.

Xi - 73 m	Potência disponível do vento [kW]	Potência considerando o Cp da turbina [kW]
2,20	14,36	3,30
3,67	66,46	28,25
5,14	182,37	84,25
6,60	387,59	188,37
8,07	707,66	346,75

Xi - 73 m	Potência disponível do vento [kW]	Potência considerando o Cp da turbina [kW]
9,54	1168,10	565,36
11,01	1794,41	739,30
12,47	2612,13	796,70
13,94	3646,78	820,53
15,41	4923,87	827,21
16,87	6468,92	795,68
18,34	8307,47	805,82
19,81	10465,01	858,13
21,28	12967,09	778,03
22,74	15839,21	839,48
24,21	19106,90	764,28
25,68	22795,69	911,83

Entretanto, de acordo com a curva de potência da turbina eólica, para velocidades acima de 13 m/s, a potência será igual a potência nominal da turbina, ou seja, igual a 810 kW, mantendo constante nessa potência até os 25 m/s, como se pode verificar na tabela abaixo.

Tabela 12 - Potencia disponível de acordo com o aerogerador Enercon E-53.

Xi - 73 m	Potência disponível do vento [kW]	Potência considerando o Cp da turbina [kW]	Potência da turbina [kW]
2,20	14,36	3,30	3,30
3,67	66,46	28,25	28,25
5,14	182,37	84,25	84,25
6,60	387,59	188,37	188,37
8,07	707,66	346,75	346,75

Xi - 73 m	Potência disponível do vento [kW]	Potência considerando o Cp da turbina [kW]	Potência da turbina [kW]
9,54	1168,10	565,36	565,36
11,01	1794,41	739,30	739,30
12,47	2612,13	796,70	796,70
13,94	3646,78	820,53	810,00
15,41	4923,87	827,21	810,00
16,87	6468,92	795,68	810,00
18,34	8307,47	805,82	810,00
19,81	10465,01	858,13	810,00
21,28	12967,09	778,03	810,00
22,74	15839,21	839,48	810,00
24,21	19106,90	764,28	810,00
25,68	22795,69	911,83	810,00

- $E = P \times t$ – Considerando a potência da turbina eólica, e a frequência de horas que funciona nessa mesma velocidade (potência):

Tabela 13 – Energia produzida pelo aerogerador Enercon E-53.

Xi - 73 m	Potência disponível do vento [kW]	Potência considerando o Cp da turbina [kW]	Potência da turbina [kW]	Energia da turbina [kWh]
2,20	14,36	3,30	3,30	14,31
3,67	66,46	28,25	28,25	635,52
5,14	182,37	84,25	84,25	4395,19
6,60	387,59	188,37	188,37	34377,57
8,07	707,66	346,75	346,75	161934,56
9,54	1168,10	565,36	565,36	594945,61
11,01	1794,41	739,30	739,30	1309789,57

Xi - 73 m	Potência disponível do vento [kW]	Potência considerando o Cp da turbina [kW]	Potência da turbina [kW]	Energia da turbina [kWh]
12,47	2612,13	796,70	796,70	1672938,40
13,94	3646,78	820,53	810,00	1413990,00
15,41	4923,87	827,21	810,00	701865,00
16,87	6468,92	795,68	810,00	272835,00
18,34	8307,47	805,82	810,00	100440,00
19,81	10465,01	858,13	810,00	21330,00
21,28	12967,09	778,03	810,00	6075,00
22,74	15839,21	839,48	810,00	540,00
24,21	19106,90	764,28	810,00	0,00
25,68	22795,69	911,83	810,00	135,00

Pela tabela 13, a energia anual foi de 6.3 GWh, contribuindo com 97 % da totalidade da energia anual, que é de 6.5 GWh.

Ainda, calculou as horas anuais equivalentes a plena carga (HAEPC), que foi de 7.870,13 h.

4.2.1.4. Posto de Transformação

Segundo o Regulamento de Segurança de Subestações, Postos de Transformação e de Seccionamento (RSSPTS) no seu art.º 6, um Posto de Transformação é uma “Instalação de alta tensão destinada à transformação da corrente elétrica por um ou mais transformadores estáticos, quando a corrente secundária de todos os transformadores for utilizada diretamente nos recetores, podendo incluir condensadores para compensação do fator de potência”.

Os PT`s, podem ser padronizados pela seguinte constituição (Silva, 2008):

- Postos de exterior aéreos, montados em postes, PT-A;
- Postos de interior, instalados em cabine alta, PT-CA;
- Postos de interior, instalados em cabine baixa, PT-CB.

No caso em concreto, será utilizada a cabine baixa, que pode ser montado segundo duas variantes (Silva, 2008):

- CBU - disposição das suas celas em formato de U;
- CBL - disposição das suas celas em formato de Linha.

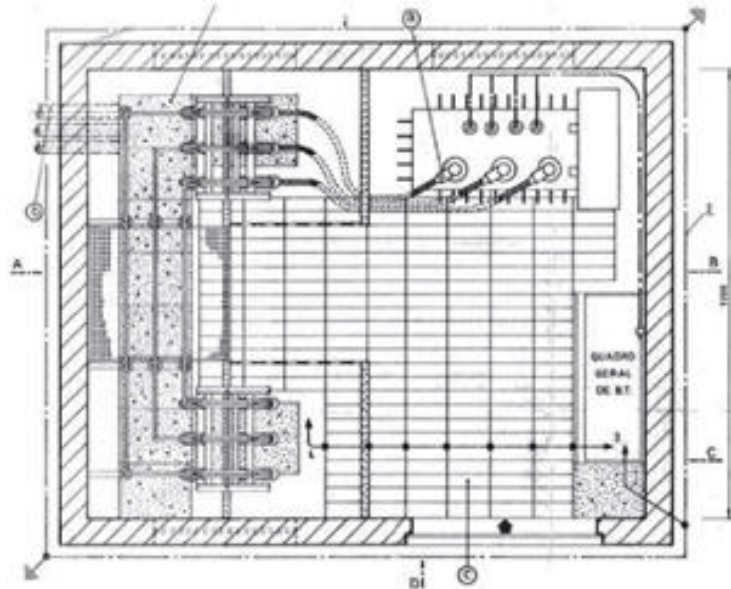


Figura 24 – Planta de PT CBU. (Silva, 2008)

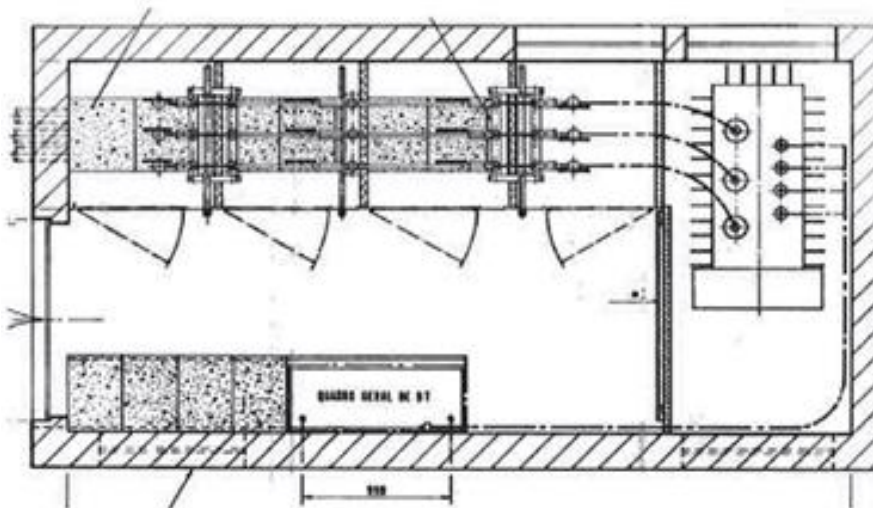


Figura 25 – Planta de PT CBL. (Silva, 2008)

O PT é normalmente construído em alvenaria, com ligação em anel e, composto de no mínimo, por quatro celas (Martins, 2005):

- Celas de entrada / saída, dotado de um seccionador tripolar de corte em carga, de um seccionador de terra e de uma caixa de fim de cabo;

- Celas de proteção, composta por um interruptor tripolar equipado com fusíveis de alta tensão e um relé de proteção direta ou indireta de máxima intensidade;
- Celas para os transformadores de potência.

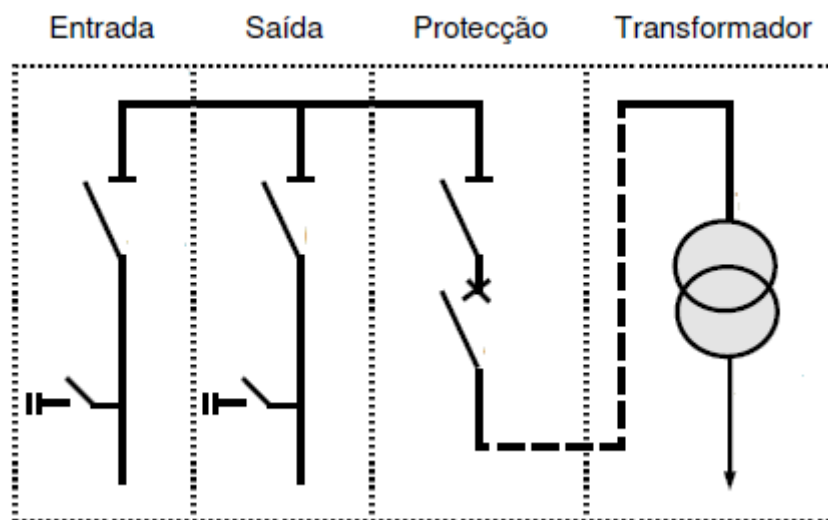


Figura 26 – Esquema unifilar de um PT. (Martins, 2005)

O posto de transformação é composto ainda de um quadro de baixa tensão. (Silva, 2008)

Dimensionamento do PT

A rede de alimentação do PT será subterrânea a uma tensão de 20 kV e à frequência de 50 Hz.

A potência de curto-circuito máxima da rede de alimentação será de 300 MVA, segundo os dados fornecidos pela Empresa Distribuidora (ELECTRA, S.A.).

Face as características da rede, e tendo em conta a potência máxima da turbina eólica é de aproximadamente 749 kW, escolheu-se um transformador trifásico hermético em banho de óleo, com uma potência de 1.000 kVA, com alimentação subterrânea, tendo do lado da baixa tensão de 400 V e à frequência de 50 Hz e do lado da alta tensão 20 kV com frequência de 50 Hz.

As principais características (Schneider Electric, 2004):

- Potência estipulada: 1.000 kVA;
- Alta tensão estipulada: até 24 kV;
- Regulação: $\pm 2,5 \%$, $\pm 5 \%$;

- Baixa tensão estipulada em vazio: 400 ou 420 V;
- Tensão de curto-circuito: 6 %;
- Grupo de ligação: Dyn05;
- Perdas em vazio: 1.700 W;
- Perdas em carga: 10.500 W;
- Dimensões aproximadas:
 - Comprimento: 1.746 mm;
 - Largura: 1.166 mm;
 - Altura: 1.280 mm;
 - Peso: 2.620 Kg.

Entretanto, para dar seguimento no dimensionamento do PT, efetua-se um conjunto de cálculos, de modo a dimensionar os equipamentos que vão incorporar o PT, afim de garantir maior segurança para as pessoas e para os próprios dispositivos.

Iniciou-se com o cálculo da intensidade de corrente elétrica de funcionamento do transformador, pelo lado da baixa e alta tensão.

- Intensidade na baixa e alta tensão (Silva, 2008):

$$I_p = \frac{S - W_{fe} - W_{cu}}{\sqrt{3} \times U_p} \quad \text{Equação 21}$$

Em que:

S - potência do transformador [kVA];

U_p - tensão composta do primário [kV];

I_p - corrente do primário [A];

W_{Fe} - perdas no ferro [kW];

W_{Cu} - perdas nos enrolamentos [kW].

Substituindo valores na equação 21, temos:

$$I_p = 1425,77 \text{ A}$$

$$I_s = \frac{S}{\sqrt{3} \times U_s}$$

Equação 22

Onde:

U_s - tensão composta do secundário [kV];

I_s - corrente do secundário [A].

Substituindo valores na equação 22, obtém-se:

$$I_s = 28,87 \text{ A}$$

- Corrente de curto circuito (Silva, 2008):

A intensidade de curto-circuito é calculada em função da potência de curto-circuito da rede (valor fornecido pela entidade distribuidora) e da tensão de curto-circuito do transformador. Este tipo de curto-circuito é o que leva a maiores valores de intensidade.

$$I_{ccp} = \frac{S \times 100}{\sqrt{3} \times u_{cc} \times U_p}$$

Equação 23

Onde:

I_{ccp} - corrente de curto-circuito na MT [kA];

S - Potência do transformador [kVA];

U_p - tensão primária composta [kV];

u_{cc} - tensão de curto-circuito do transformador [%].

Pela equação 23, temos:

$$I_{ccp} = 24,06 \text{ kA}$$

$$I_{ccs} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} \times U_s}$$

Equação 24

Em que:

I_{ccs} - corrente de curto-circuito na BT [kA];

I_{cc} - potência de curto-circuito do lado de MT [MVA];

U_s - tensão secundária [V].

Utilizando a equação 24, temos:

$$I_{ccs} = 8,66 \text{ kA}$$

Outro parâmetro a ter em conta é a escolha dos barramentos a colocar no lado da média tensão. Estes podem ser em cobre ou alumínio, sendo que, no presente projeto, será utilizado o cobre. (Silva, 2008)

Segundo o artigo 32º do R.S.S.P.T.S., as fases dos barramentos deverão ser devidamente identificadas e diferenciadas por pintura com cores a vermelho verde e amarelo.

- Verificação da densidade de corrente (Silva, 2008):

As densidades de corrente devem ser respeitadas para se não ultrapassarem as temperaturas máximas de regime permanente.

$$d = \frac{I_{m\acute{a}x}}{S}$$

Equação 25

Em que:

d - densidade de corrente [A/mm^2];

S - área da secção reta do barramento [mm^2].

Utilizando a equação 25, obtém-se:

$$d = 0,21 \text{ A/mm}^2$$

Para o cálculo da densidade de corrente o máximo valor permitido é de 2 A/mm^2 , respeitando assim, esse requisito, com um valor encontrado de $0,21 \text{ A/mm}^2$.

- Verificação dos esforços eletrodinâmicos (Silva, 2008):

O barramento escolhido deverá resistir aos esforços eletrodinâmicos a que poderá ser

sujeito face ao aparecimento de um curto-circuito.

A corrente de choque é a máxima intensidade que o barramento terá de aguentar em caso de curto-circuito, ou seja, é quando o barramento está em maior esfoço eletrodinâmico.

$$I_{ch} = 2,5 \times I_{cc} \quad \text{Equação 26}$$

Onde:

I_{ch} – corrente de choque [kA];

I_{cc} – corrente de curto circuito [kA].

Substituindo valores na equação 26, temos:

$$I_{ch} = 21,65 \text{ kA}$$

Um curto-circuito bifásico entre duas fases contíguas provoca uma força, denominada de força eletromagnética. Pela expressão abaixo pode-se obter o valor da força que o barramento pode suportar. (Faria, 2009)

$$F_e = 0,2 \times I_{ch}^2 \times \frac{L}{d} \quad \text{Equação 27}$$

Em que:

F_e - força eletromagnética sobre o condutor [kg];

I_{ch} - corrente limite eletrodinâmica [kA];

L - vão do barramento [cm];

d - distância entre os condutores [cm].

Pela equação 27, obtém-se:

$$F_e = 17,93 \text{ kgf}$$

Essa força eletromagnética provoca um momento fletor (mf), que por sua vez, calcula-se da seguinte forma. (Faria, 2009)

$$m_f = \frac{F_e \times L}{16}$$

Equação 28

Onde:

m_f – momento fletor [kgf/cm];

F_e – módulo de flexão [kgf];

L – distância entre dois apoios consecutivos [cm].

Utilizando a equação 28, temos:

$$m_f = 42,02 \text{ kgf/cm}$$

Seguidamente calcula-se o momento resistente, aplicando a equação abaixo (Faria, 2009):

$$W \geq \frac{m_f}{\sigma}$$

Equação 29

Em que:

W – momento resistente [cm³];

m_f – momento fletor [kgf/cm];

σ – carga de segurança à flexão do material escolhido [kgf/cm²].

Substituindo valores, tem-se:

$$W \geq 0,035 \text{ cm}^3$$

De acordo com o formato do barramento utilizado, deve-se utilizar a expressão adequada para o cálculo do módulo de flexão, pelo que nesse caso, foi utilizado a fórmula para perfis tubulares (Silva, 2008):

$$W = \frac{\pi}{32} \times \frac{D^4 - d^4}{D}$$

Equação 30

Na qual:

W – módulo de flexão [cm³];

D – diâmetro exterior do barramento [mm];

d – diâmetro interior do barramento [mm].

Pela equação 30 temos:

$$W = 0,79 \text{ cm}^3$$

Posto isto, deve-se verificar, se o módulo de flexão é maior que o momento resistente, condição essa que foi respeitada:

$$0,79 \text{ cm}^3 \geq 0,035 \text{ cm}^3$$

Ainda se calculou o momento de inercia, pela expressão abaixo: (Silva, 2008)

$$J = \frac{\pi}{64} \times (D^4 - d^4) \quad \text{Equação 31}$$

Onde:

J – momento de inercia [cm^4];

D – diâmetro exterior do barramento [mm];

d – diâmetro interior do barramento [mm].

Utilizando a equação 31 tem-se:

$$J = 0,79 \text{ cm}^4$$

- Verificação da vibração mecânica (Silva, 2008):

No momento da ocorrência de um pico de um curto-circuito, deve-se ter especial atenção na frequência de ressonância própria do barramento, de modo que não se encontra perigosamente próxima da frequência elétrica da instalação, ($f_0 \neq [90, 110]$ e $f_0 \neq [45, 55]$ Hz).

Caso a frequência de ressonância própria estiver próxima do valor da frequência elétrica, poderá originar um aumento perigoso de oscilações.

A frequência própria de vibração de uma barra é expressa pela seguinte formula:

$$f_0 = 112 \times \sqrt{\frac{E \times J}{p \times L^4}}$$

Equação 32

Onde:

E - módulo de Young, 1.250.000 kg/cm² para o cobre [kg/cm²];

J - momento de inércia [cm⁴];

p - peso linear [kg/cm];

L - comprimento da barra [cm].

Substituindo valores da equação 32 temos:

$$f_0 = 0,55 \text{ Hz}$$

Podendo constatar que a frequência de ressonância esta fora do intervalo da frequência elétrica (nesse caso de Cabo Verde de 50 Hz).

- Verificação do esforço térmico (Silva, 2008):

O cálculo do esforço térmico devido ao curto-circuito é baseado no cálculo do tempo de fadiga térmica de um condutor, pela qual é tempo que o condutor pode aguentar a corrente de curto-circuito.

$$I = S \times \alpha \sqrt{\frac{\Delta\theta}{t}}$$

Equação 33

Onde:

S – secção do barramento [mm²];

α - constante – Cu = 13;

t – duração de passagem da corrente de curto-circuito [s];

I – intensidade da corrente de curto circuito [A];

$\Delta\theta$ - elevação de temperatura de 180 °C, considerando o condutor inicialmente à temperatura ambiente.

Utilizando a equação 33 tem-se:

$$t = 5,18 \text{ s}$$

A fórmula seguinte permite determinar a intensidade de corrente de um modo mais aproximado:

$$I_{th} = S \times k \times \sqrt{\frac{\ln \frac{234,5 + \theta_f}{234,5 + \theta_i}}{t}} \quad \text{Equação 34}$$

Em que:

I_{th} - intensidade limite térmica (1 s) [A];

θ_f e θ_i - são as temperaturas final e inicial, respetivamente [$^{\circ}$ C];

k - é uma constante igual a 226 para o cobre e 148 para o alumínio.

Pela equação 34 temos:

$$I_{th} = 7,30 \text{ kA}$$

Num projeto elétrico é necessário assegurar que o sistema é seguro para as pessoas e que o funcionamento normal do sistema não afete a operação e/ou a integridade de outros equipamentos ou sistemas ligados nessa mesma rede.

Para tal, vai-se dimensionar o fusível e o disjuntor de proteção.

Nos tópicos a seguir será feita o dimensionamento das proteções e da cablagem a utilizar no PT.

- Cablagem MT (Martins, 2005)

Para o dimensionamento do cabo, utiliza-se a fórmula do esforço térmico devido ao curto circuito. Para tal, assume-se que o tempo de fadiga térmica seja o mesmo que o tempo de atuação das proteções, de modo que o cabo tenha uma secção que não entra em fadiga térmica antes da atuação das proteções.

$$S = \frac{I_{cc}}{k} \sqrt{t} \quad \text{Equação 35}$$

Em que:

S – secção do cabo de média tensão [mm^2];

t – duração de passagem da corrente de curto-circuito [s];

I_{cc}– intensidade de corrente de curto circuito [A];

K - constante cujo valor é 115 para condutor de cobre isolado a PVC e 135 para condutor de cobre isolado a borracha ou polietileno reticulado.

Utilizando a equação 35 tem-se:

$$S_{min} = 67,35 \text{ mm}^2$$

A secção normalizada é de 70 mm².

- Fusível (Silva, 2008)

A seleção da corrente estipulada dos fusíveis de MT pode ser feita através da aplicação da seguinte regra:

$$1,4 \times I_p \leq I_n \leq \frac{I_{ccs}}{6} \tag{Equação 36}$$

Em que:

I_p - corrente na média tensão [kA];

I_n - corrente estipulada dos fusíveis [A];

I_{ccs} - corrente de curto-circuito mínima secundária, (primário em curto-circuito) [A].

Pela equação 36 obtém-se:

$$40,42 \leq I_n \leq 1,44 \text{ k}$$

Tabela 14 – Seleção do calibre dos fusíveis de MT. (Silva, 2008)

U _N kV	Potência do Transformador [kVA]														
	57	75	100	125	160	200	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600
	Corrente estipulada do fusível														
3	25	25	40	40	63	63	63	80	100	100					
5	16	25	25	25	40	40	63	63	63	80	100	100			
6	16	16	25	25	25	40	40	63	63	63	80	100	100		
10	10	16	16	16	25	25	25	40	40	63	63	63	80	100	100
12	10	16	16	16	16	25	25	25	40	40	63	63	63	80	100
15	10	10	16	16	16	16	25	25	25	40	63	63	63	63	100
20	10	10	10	16	16	16	16	25	25	25	40	40	63	63	63
24	10	10	10	10	16	16	16	16	25	25	25	40	40	63	63

Pela tabela 14, seleciona-se um fusível de calibre de 63 A.

- Disjuntor

Tabela 15 – Regulação de disjuntor de MT. (Silva, 2008)

tensão de serviço (kV)	potência do transformador (kVA)															serviço estipula. (kV)				
	50	75	100	125	160	200	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600		2000	2500	3000	
3	10	15	20	25	36	45	55	68	80	140	140	170	200							12
3,3	10	15	18	22	28	36	45	56	70	90	140	140	200							
4,2	8	12	15	18	22	28	36	45	56	70	90	140	140	200						
5,5		8	12	15	18	22	28	36	46	55	68	90	140	140	200					
6			10	12	18	20	25	36	46	55	68	80	140	140	200	200				
6,6			10	12	15	18	22	28	36	45	56	70	90	140	140	200				
10				8	10	12	15	20	25	30	37	55	68	80	140	140	170	200		
11					10	12	15	18	22	28	36	45	55	68	90	140	140	170		
13,8						8	10	12	15	18	22	28	36	46	55	68	90	140	140	24
15							8	10	15	18	20	25	36	45	55	68	80	140	140	
20								8	10	15	20	25	30	37	45	55	68	80	140	
22									8	10	12	15	18	22	28	36	45	55	68	80

Consoante a tabela 15, escolheu-se o disjuntor de 37 A.

- Ligação à terra (sistema de terra de proteção e de serviço)

Conforme o art. 27 do Regulamento de Segurança de Substação e Postos de Transformação e de Seccionamento (R. S. S. P. T. S.), os PT's devem ser dotados de dois circuitos de terra distintas.

Os circuitos de terra serão estabelecidos de maneira que ofereçam toda a segurança sob os pontos de vista elétrico e mecânico, não devendo em regra, ter série partes metálicas da instalação, segundo o art. 56 do R.S.S.P.T.S.

Para dimensionar a cablagem da ligação a terra utiliza-se a seguinte expressão (R.S.S.P.T.S, 1960):

$$S = \frac{I}{\alpha} \times \sqrt{\frac{t}{\Delta\theta}} \quad \text{Equação 37}$$

Na qual:

S – secção do cabo [mm²];

α - constante – Cu = 13;

t – duração de passagem da corrente de curto-circuito [s];

I – intensidade da corrente de curto circuito [A];

$\Delta\theta$ - elevação de temperatura de 180 °C, considerando o condutor inicialmente à temperatura ambiente [°C].

Substituindo valores na equação 37 tem-se:

$$S = 44,41 \text{ mm}^2$$

Pelo que se escolhe uma secção normalizada de 50 mm².

Terra de proteção – em conformidade com o art. 52 do R.S.S.P.T.S, as instalações devem possuir uma só terra de proteção, onde se podem ligar, as carcaças, tinas, revestimentos e suportes metálicos dos aparelhos, as grades, redes e outros dispositivos metálicos de resguardo, a ferragem de apoio e fixação, os painéis metálicos dos quadros, as canalizações metálicas, a estrutura metálica dos edifícios e bainhas metálicas dos cabos de alta e baixa tensão;

Para o eléctrodo de terra de proteção optaremos por um sistema de varetas cujas características se indicam a seguir:

- Parâmetros característicos (Silva, 2008):

$$K_r = 0.110 \Omega / (\Omega \cdot \text{m})$$

$$K_p = 0.0139 \text{ V} / (\Omega \cdot \text{m} \cdot \text{A})$$

- Descrição (Silva, 2008):

Será constituída por 2 varetas em fila unidas por um condutor horizontal de cobre nu de 50 mm² de secção transversal.

As varetas terão um diâmetro de 14 mm e um comprimento de 2 m. Serão enterradas verticalmente a uma profundidade de 0.8 m e uma separação entre elas de 6 m. Com esta configuração, o comprimento de condutor desde a primeira vareta até a última será de 6 m, portanto deverá haver disponibilidade de terreno.

$$R_t = \rho \times k_r$$

Equação 38

Onde:

R_t – resistência do eléctrodo [Ω];

ρ - resistividade do solo [$\Omega \cdot m$];

K_r – parâmetro do eletrodo, ou resistência unitária [$\Omega / (\Omega \cdot m)$].

Utilizando a equação 38 temos:

$$R_t = 5,5 \Omega$$

Sendo, a intensidade de defeito:

$$I_d = \frac{U}{\sqrt{3} \times \sqrt{(R_n + R_t)^2 + X_n^2}}$$

Equação 39

Na qual:

I_d – corrente de defeito [A];

U - tensão de serviço da rede de A.T. [kV];

R_t - resistência do sistema de ligação à terra [Ω].

A impedância é do tipo indutiva pelo que $R_n \approx 0 \Omega$ e $X_n \approx Z_n$.

Substituindo valores na equação 39 temos:

$$I_d = 3,45 A$$

$$X_n = \frac{1}{2 \times \pi \times f \times C_n}$$

Equação 40

Em que:

C_n – capacitância [$\mu F/km$];

f – frequência da rede [Hz].

Utilizando a equação 40 temos:

$$X_n = 3345,35 \Omega$$

$$C_n = C \times L$$

Equação 41

Onde:

L – comprimento do cabo [km].

Pela equação 41 tem-se:

$$C_n = 0,9515 \times 10^{-6} \text{ F}$$

E o valor da tensão de defeito obtém-se por:

$$U_d = I_d \times R_t$$

Equação 42

Na qual:

U_d – tensão de defeito [V];

I_d – intensidade de defeito [A];

R_t – resistência do elétrodo [Ω].

Utilizando a equação 42 temos:

$$U_d = 18,98 \text{ V}$$

Terra de serviço – segundo o Regulamento de Segurança de Redes de Distribuição de Energia Elétrica em Baixa Tensão (R. S. R. D. E. E. B. T), de acordo com o art. 13, as redes de distribuição devem funcionar com o neutro diretamente ligado á terra. No caso de uma rede subterrânea o elétrodo (s) deve ser localizado em terreno com condições satisfatórias para à sua implantação e que seja suficientemente afastado da terra de proteção para garantir a sua distinção ($\approx 20 \text{ m}$).

R_M deve ser menor que 20 Ω .

$$R_M = \rho \times k_r$$

Equação 43

Em que:

R_M - resistência do eletrodo [em Ω];

ρ - resistividade do solo [$\Omega.m$];

K_r - parâmetro do eletrodo, ou resistência unitária [$\Omega / (\Omega.m)$].

Substituindo valores na equação 43 tem-se:

$$R_M = 5,5 \Omega$$

Transladando para o lado da baixa tensão, será feita o dimensionamento das proteções e das cablagens do PT.

- Cablagem BT

O dimensionamento dos cabos, deve seguir as normas estipuladas o Regulamento de Segurança das Redes de Distribuição de Energia Elétrica em Baixa Tensão (R. S. R. D. E. E. B. T., artigo 9º). Esse dimensionamento deve garantir que a queda máxima de tensão no cabo seja igual ou inferior ao valor máximo estipulado para o sistema e que o cabo suporte a corrente de serviço. Para o dimensionamento do cabo, utilizando a queda tensão máxima, deve-se considerar um limite de queda de tensão de 5 %. Para o respetivo cálculo utilizou a seguinte formula (Mealha, 2020):

$$\Delta U (\%) = \sqrt{3} \times I_s \times \frac{\rho \times L \times 0,9}{S} \times \frac{100}{U_c} \quad \text{Equação 44}$$

Em que:

S - secção do cabo [mm^2];

ΔU - é a percentagem de queda de tensão [%];

I_s - intensidade de corrente do transformador do lado BT [A];

U_c - tensão composta do secundário [V];

ρ - resistividade do condutor [$\Omega / \Omega.m$];

L - comprimento do cabo [km].

Pela equação 44 temos:

$$S_{min} = 288,93 \text{ mm}^2$$

A secção normalizada escolhida é de 300 mm².

Para dimensionar a cablagem da ligação a terra do lado da BT utiliza-se a seguinte expressão (R.S.R.D.E.E.B.T., 2011):

$$S = \frac{I_{cc}}{\alpha} \times \sqrt{\frac{t}{\Delta\theta}} \quad \text{Equação 45}$$

Em que:

S – secção do cabo [mm²];

α - constante – Cu = 13;

t – duração de passagem da corrente de curto-circuito [s];

I_{cc} – intensidade da corrente de curto circuito [A];

Utilizando a equação 45 temos:

$$S = 123,38 \text{ mm}^2$$

Onde se escolheu uma secção de 150 mm².

Entretanto para essa secção, procura-se saber o tempo limite, para o cabo entrar em rutura, utilizando a seguinte expressão (R.S.R.D.E.E.B.T., 2011):

$$S = \frac{I_{cc}}{k} \times \sqrt{t} \quad \text{Equação 46}$$

Onde:

S – secção do cabo [mm²];

k - constante – Cu = 115;

t – duração de passagem da corrente de curto-circuito [s];

I_{cc} – intensidade de corrente de curto circuito [A].

Utilizando a equação 46 temos:

$$t = 0,59 \text{ s}$$

- Fusível:

Para garantir a proteção do transformador, há que existir uma boa seletividade dos fusíveis entre o lado da M.T. e o lado da B.T. Então o calibre máximo de corrente do fusível escolhido, é de 400 A. (Mealha, 2020)

- Disjuntor:

Para o cálculo do disjuntor será efetuada a mesma expressão (R.S.R.D.E.E.B.T., 2011):

$$I_B \leq I_n \leq I_Z \quad \text{Equação 47}$$

$$I_2 \leq 1,45 I_Z \quad \text{Equação 48}$$

Então temos, para o valor de I_B igual a 1.425,77 A, a corrente de fusão é 2.160 A, o que pela equação 49 daria um I_Z de:

$$I_Z \geq \frac{I_2}{1,45} \quad \text{Equação 49}$$

Pela equação 49 temos:

$$I_Z \geq 1489,66 \text{ A}$$

Então substituindo valores na equação 47, temos:

$$1489,66 \leq I_n \leq 2160$$

O valor de I_n será de 1600 A.

Apos determinar as proteções e a cablagem, deve-se levar em conta a ventilação do espaço onde será colocado o transformador. A ventilação do local será de modo natural, de modo a criar um ambiente favorável para o bom funcionamento dos equipamentos, com temperaturas a situarem entre os $-5 \text{ }^\circ\text{C}^2$ até aos $40 \text{ }^\circ\text{C}$. Será considerado aberturas

² Em Cabo Verde essa temperatura nunca foi atingida

de extração e de entrada de ar com secções diferentes de modo a aumentar a velocidade de renovação do ar. (Martins, 2005)

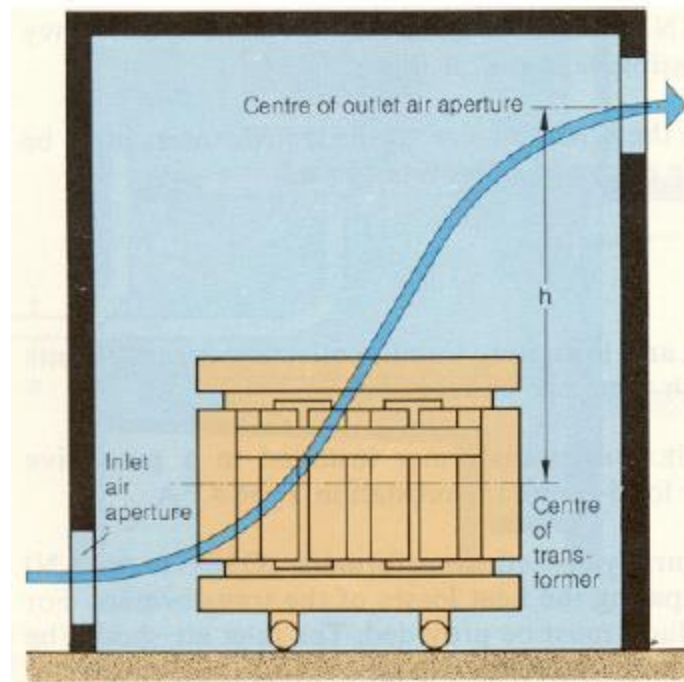


Figura 27 - Ventilação de um Posto de Transformação

Procedendo o dimensionamento temos as seguintes fórmulas (Martins, 2005):

$$S \geq \frac{0,18 \times P}{h}$$

Equação 50

Onde:

S – secção da grelha de extração de ar [m²];

P – potência de perdas do transformador [kW];

h - Diferença entre as cotas da grelha de entrada de ar e a grelha de extração [m].

Assumindo que o posto de transformação será do tipo CBU, tem dimensões de 4,0 x 3,2 x 2,5³ m. (Silva, 2008)

Normalmente em São Vicente o posto de transformação do tipo CBU tem as dimensões de 4,0 x 4,0 x 3,38 m. Assim sendo considerou a diferença das cotas num valor de 2,25 m.

³ Pé direito mínimo

Assim sendo, pela equação 50 temos:

$$S \geq 0,98 \text{ m}^2$$

$$S_e = 0,92 \times S$$

Equação 51

Na qual:

S_e – secção da grelha de entrada de ar [m^2];

S – secção da grelha de extração de ar [m^2].

Utilizando a equação 51 obtém-se:

$$S_e = 0,90 \text{ m}^2$$

Por fim dimensiona-se o depósito para recolha do óleo. De acordo com o comentário do artº 76 do R.S.S.P.T.S., torna-se necessário proceder à disposição de uma fossa que permita o armazenamento do óleo do transformador em caso de derrame.

O depósito de recolha de óleo deverá ser colocado por debaixo do transformador, ou então devem existir caleiras de recolha e condução do óleo até ao depósito. Este terá uma capacidade superior ao volume de óleo do transformador.

O transformador de 1.000 kVA imerso em óleo mineral possui 572 kg de óleo, considerando que a densidade do óleo é de aproximadamente 860 kg/m^3 , o transformador conterá cerca de $0,67 \text{ m}^3$ de óleo. (Gonçalves, 2004)

Sendo assim, utilizaremos a seguinte expressão (Gonçalves, 2004):

$$V_v = V \times \left(1 - \frac{1,34}{2,25}\right)$$

Equação 52

Onde:

V_v – volume de vazio [m^3];

V - volume total do recipiente [m^3].

Utilizando a equação 52 tem-se:

$$V = 1,66 \text{ m}^3$$

4.2.2. Dimensionamento Fotovoltaico

Considerando a energia anual estipulada, de 200 MWh, e considerando a produção igual ao ano médio, estipulou 5 horas equivalentes de pico (hep), o que equivale num total de horas anuais equivalente de pico de 1.825, o que se estima uma potência de 120 kW.

$$E = P \times t$$

Equação 53

Pela equação 53 temos:

$$P = 120 \text{ kW}$$

4.2.2.1. Orientação e inclinação dos módulos

Tratando-se de estruturas fixas, a orientação deverá ser para Sul para locais no hemisfério Norte, e para Norte para locais no hemisfério Sul, pois o Sol estará a maior parte do tempo a Sul nos locais no hemisfério Norte e a Norte nos locais no hemisfério Sul. O ângulo de inclinação deverá ser escolhido em função dos objetivos de produção de energia do sistema (Foster, Ghassemi, & Cota, 2009):

- Para gerar a maior captação de irradiação média anual, o ângulo de inclinação deverá ser igual ao da latitude do local;
- Para gerar a maior captação no inverno/verão a inclinação deverá ser entre 10° a 15° a mais/menos que a latitude;
- Para gerar a maior captação para determinado período do dia ou do ano outras inclinações e/ou orientações poderão ser utilizadas.

Sendo a latitude do local igual a 16,87° N e a longitude de 25,01° O (Google Earth, 2021), e sabendo que o “software PVSyst” só aceita números inteiros para a inclinação, utilizaremos uma inclinação igual a 17°, por ser o valor inteiro mais próximo da latitude. A orientação será para o Sul, visto o local estar no hemisfério Norte.

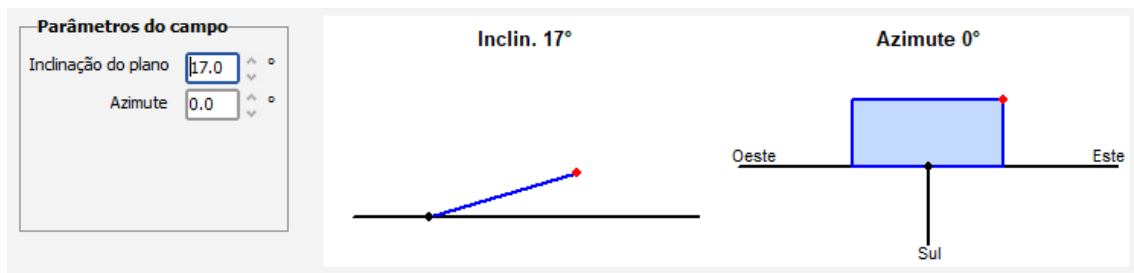


Figura 28 - Orientação dos painéis (PVSystem).

4.2.2.2. Escolha do local

A escolha do local, será ao lado da central elétrica da empresa ELECTRA, S.A., visto que o local dispõe de uma grande área, para instalação dos painéis fotovoltaicos, por ser um local aberto, evitando sombreamentos e também por ficar próximo da central elétrica, diminuindo as perdas elétricas.

4.2.2.3. Escolha do (s) inversor (es)

4.2.2.3.1. Critérios para escolha do (s) inversor (es)

Para a escolha de um inversor de rede deve-se considerar as seguintes especificações:

- Potência nominal;
- Potência máxima do gerador fotovoltaico, $P_{DCmáx}$;
- Tensão máxima de entrada;
- Gama de:
 - Tensões de entrada DC;
 - Tensões de entrada MPPT;
 - Correntes de entrada DC;
- Frequência e amplitude do sinal da rede;
- Eficiência;
- Preço;
- Número de entradas MPPT;
- Garantias;
- Certificações e credibilidade do fabricante;
- Credibilidade do fornecedor;
- Peso.

Em relação à credibilidade do fabricante consultamos o site <https://www.solarquotes.com.au/inverters/> (em 19/04/2021) que considera a seguinte lista dos melhores fabricantes:

- Fronius;
- SMA;
- SolarEdge;
- Enphase;
- ABB;
- Delta;
- Sungrow;
- Goodwe.

4.2.2.3.2. Escolha do inversor

A potência estimada foi de 120 kW, entretanto, decidiu-se utilizar 2 inversores de 60 kW, de modo a ter um sistema mais flexível. Seguindo os parâmetros anteriormente descritos optou-se pela escolha da SMA STP60000 por: ser o fabricante de maior credibilidade, ter uma das melhores eficiências (98,3 %), e um preço competitivo com os outros fabricantes (4.179,00 €).



Figura 29 – Inversor da SMA Sunny Tripower 60000.

A tabela seguinte, apresenta as principais características do inversor SMA STP60000.

Tabela 16 – Características do inversor SMA

Característica	Valor
Potência nominal [W]	60.000
Entrada (DC)	
Max. Potência DC [W]	61.240
Max. Tensão saída [V]	1.000
Gama de Tensão MPP	570 to 800
Min. Tensão saída [V]	565
Max. Corrente saída [A]	110
Número independente de saída MPP	1 /A:1; B:1
Saída (AC)	
Tensão nominal AC Vac [V]	400/480
Frequência [Hz]	50 /60
Gama de Tensão Nominal AC [V]	360 - 530
Gama de frequência AC	50; 60 / -6 to +5
Max. Corrente de saída [A]	87
Eficiência Europeia [%]	98,3

4.2.2.4. Escolha dos módulos

4.2.2.4.1. Critérios para escolha dos módulos

Para a escolha dos módulos teve-se em conta os seguintes parâmetros:

- Potência do módulo;
- Tolerância de potência;
- Coeficiente de temperatura da potência;
- NOCT;
- Eficiência;
- Preço €/Wp;
- Certificações e credibilidade do fabricante;
- Credibilidade do fornecedor;
- Peso e volume;
- Adaptação ao inversor;
- Garantias.

Para a análise da credibilidade do fabricante, no nosso caso utilizamos as avaliações do site [cleanenergyreviews \(https://www.cleanenergyreviews.info/blog/best-solar-panels-review\)](https://www.cleanenergyreviews.info/blog/best-solar-panels-review), acesso no dia 21/04/2021). Os especialistas em energia solar levaram em consideração os principais fabricantes:

- LG;
- SunPower;
- REC;
- QCells;
- Winaico;
- Aleo;
- Trina Solar;
- Jinko Solar;
- Canadian Solar;
- Longi Solar.

4.2.2.4.2. Escolha do módulo

De acordo com os parâmetros anteriormente descritos escolheu-se, o módulo da Trina Solar, TSM-400DE.0908, 400 W, por ter um dos melhores preços por W_p (0,363 €/W_p), não apresenta um coeficiente de temperatura da potência elevado, (- 0,34 %/°C), apresenta um NOCT de 43 ± 2 °C, e tem uma garantia de 15 anos. Para além disso apresenta uma tolerância de potência de 0/+ 5 W_p, é uma marca com credibilidade no mercado. Fez-se ainda uma simulação com o inversor para todos os cinco melhores módulos escolhidos, e foi aquele que apresentou: uma maior produção de energia anual, de 245.46 MWh/ano, a maior performance ratio, de 87,51 %, e menos perdas térmicas, de 6.24 %.

Tabela 17 – Principais características do módulo Trina Solar.

Trina Solar, TSM-400DE.0908	
Potência de pico	400 W _p
Tolerância de potência	0 a +5 W _p
Eficiência STC	20.80 %
Corrente de curto-circuito I _{sc} _STC	12.28 A
Tensão de circuito aberto V _{oc} _STC	41.2 V

Trina Solar, TSM-400DE.0908	
Tensão de máxima potência Vmpp_STC	34.2 V
Corrente de máxima potência Impp_STC	11.70A
Coeficiente de temperatura Isc (α)	0,04 %/K
Coeficiente de temperatura Voc (β)	0,25 %/K
Coeficiente de temperatura Pmax	0,34 %/K
NOCT	43 \pm 2 °C
Dimensões	1.754 x 1.096 x 30 mm
Peso	21 kg
Garantia	15 anos

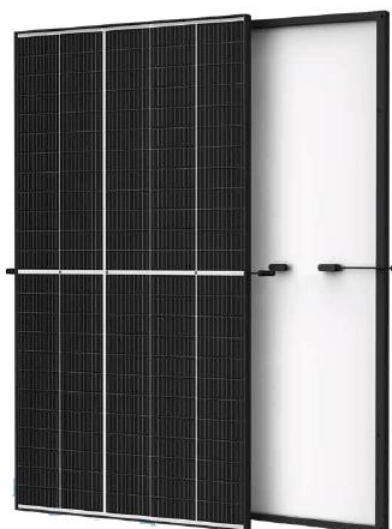


Figura 30 – Módulo da Trina Solar.

4.2.2.5. Distribuição espacial dos módulos

Com o módulo da Trina Solar TSM-400DE09.08 400Wp, obteve-se um total de 304 módulos para se obter uma potência fotovoltaica de 122 kWp. Através das simulações feitas no PVsyst concluiu-se que os módulos ficariam distribuídos em 16 fileiras de 19 módulos cada, com uma área ocupada pelos módulos nessa configuração, será de 584 m².

Contudo fez-se os cálculos, considerando a distância entre as fileiras, de modo a evitar o sombreamento.

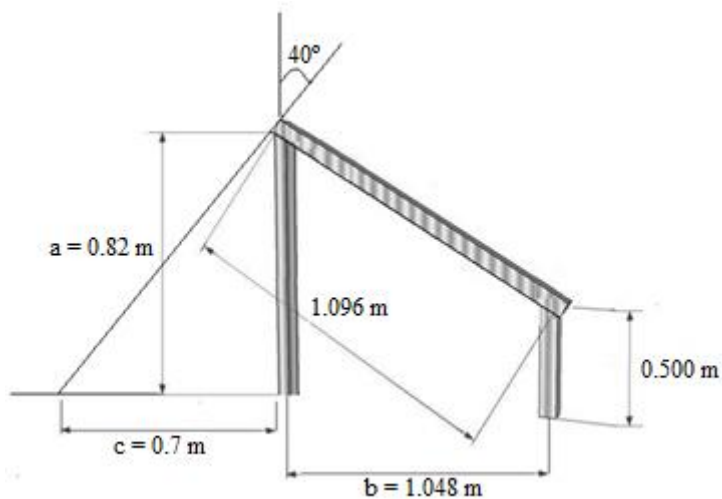


Figura 31 – Dimensionamento da estrutura de suporte.

$$b = (m \times L_m) \times \cos(17^\circ)$$

Equação 54

Substituindo valores na equação 54 temos:

$$b = 1,048 \text{ m}$$

$$a = ((m \times L_m) \times \sin(17^\circ)) + h$$

Equação 55

Pela equação 55 temos:

$$a = 0,82 \text{ m}$$

No qual:

m é o número de módulos [m];

L_m é a largura dos módulos [m];

h é a altura acima do solo [m].

$$c = a \times \text{tg}(\theta_{z\text{máx}})$$

Equação 56

Utilizando a equação 56 tem-se:

$$c = 0,7 \text{ m}$$

Na qual δ é a declinação solar que varia ao longo do ano entre $-23,45^\circ\text{N}$ e $+23,45^\circ\text{N}$ (Foster, Ghassemi, & Cota, 2009). Na qual $\theta_{z\text{máx}}$ é o maior ângulo zenital que ocorre, durante o ano, ao meio dia solar, no local.

Os valores do ângulo zenital ao meio dia são obtidos pela seguinte expressão:

$$\Theta_z = \delta - \text{Latitude_local} \quad \text{Equação 57}$$

Substituindo valores na equação 57 temos:

$$\Theta_z = -40,32$$

Para calcular o espaço ocupado pelos módulos fotovoltaicos no local escolhido, utilizaremos as seguintes expressões:

$$\text{Distância E}_0 = (\text{n}^\circ\text{mód} \times \text{Comprimento_mód}) \quad \text{Equação 58}$$

Pela equação 58 obtém-se:

$$\text{Distância E}_0 = 33,33 \text{ m}$$

$$\text{Distância N}_S = (\text{n}^\circ \text{fileiras} \times \text{Largura_mód}) + ((\text{n}^\circ \text{fileir.} - 1) \times \text{distância_somb}) \quad \text{Equação 59}$$

Substituindo valores na equação 59 temos:

$$\text{Distância N}_S = 27,27 \text{ m}$$

4.2.2.6. Dimensionamento do posto de transformação

Para o dimensionamento do PT, iremos utilizar os dados anteriormente descritos, pelo que será apresentada de forma mais calculista, visto que o princípio de raciocínio e as fórmulas serão praticamente as mesmas.

Características da rede:

- alimentação do PT será subterrânea a uma tensão de 20 kV e à frequência de 50 Hz;
- A potência de curto-circuito máxima da rede de alimentação será de 300 MVA;

- a potência máxima fotovoltaica é de 120 kW, escolheu-se um transformador trifásico hermético, de 160 kVA.

As principais características (Schneider Electric, 2004):

- Potência estipulada: 160 kVA;
- Alta tensão estipulada: até 24 kV;
- Regulação: $\pm 2,5 \%$, $\pm 5 \%$;
- Baixa tensão estipulada em vazio: 400 ou 420 V;
- Tensão de curto-circuito: 4 %;
- Grupo de ligação: Dyn05;
- Perdas em vazio: 460 W;
- Perdas em carga: 2.350 W;
- Dimensões aproximadas:
 - Comprimento: 1.170 mm;
 - Largura: 760 mm;
 - Altura: 848 mm;
 - Peso: 803 Kg.

Primeiramente, calculou-se a intensidade de corrente elétrica de funcionamento do transformador, pelo lado da baixa e alta tensão.

- Intensidade na baixa e alta tensão (Silva, 2008):

$$I_p = \frac{S - W_{fe} - W_{cu}}{\sqrt{3} \times U_p} \quad \text{Equação 60}$$

Em que:

S - potência do transformador [kVA];

U_p - tensão composta do primário [kV];

I_p - corrente do primário [A];

W_{Fe} - perdas no ferro [kW];

W_{Cu} - perdas nos enrolamentos [kW].

Substituindo valores na equação 60 temos:

$$I_p = 226,90 \text{ A}$$

$$I_s = \frac{S}{\sqrt{3} \times U_s}$$

Equação 61

Substituindo valores na equação 61 temos:

$$I_s = 4,62 \text{ A}$$

Onde:

U_s - tensão composta do secundário [kV];

I_s - corrente do secundário [A].

- Corrente de curto circuito (Silva, 2008):

$$I_{ccp} = \frac{S \times 100}{\sqrt{3} \times u_{cc} \times U_p}$$

Equação 62

Onde:

I_{ccp} - corrente de curto-circuito na MT [kA];

S - Potência do transformador [kVA];

U_p - tensão primária composta [kV];

u_{cc} - tensão de curto-circuito do transformador [%].

Utilizando a equação 62 obtém -se:

$$I_{ccp} = 5,77 \text{ kA}$$

$$I_{ccs} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} \times U_s}$$

Equação 63

Em que:

I_{ccs} - corrente de curto-circuito na BT [kA];

S_{cc} - potência de curto-circuito do lado de MT [MVA];

U_s - tensão secundária [V].

Pela equação 63 tem-se:

$$I_{ccs} = 8,66 \text{ kA}$$

Posteriormente, deve-se ter em conta o dimensionamento dos barramentos a colocar no lado da média tensão, podendo ser de cobre ou alumínio, sendo que, no presente projeto, será utilizado o cobre. De acordo com o artigo 32º do R.S.S.P.T.S., as fases dos barramentos deverão ser devidamente identificadas e diferenciadas por pintura com cores a vermelho verde e amarelo.

- Verificação da densidade de corrente (Silva, 2008):

$$d = \frac{I_{m\acute{a}x}}{S} \quad \text{Equação 64}$$

Em que:

d - densidade de corrente [A/mm²];

S - área da secção reta do barramento [mm²].

Utilizando a equação 64 temos:

$$d = 0,04 \text{ A/mm}^2$$

Para o cálculo da densidade de corrente o máximo valor permitido é de 0,04 A/mm², respeitando assim, esse requisito, com um valor encontrado de 2,0 A/mm².

- Verificação dos esforços eletrodinâmicos (Silva, 2008):

$$I_{ch} = 2,5 \times I_{cc} \quad \text{Equação 65}$$

Onde:

I_{ch} – corrente de choque [kA];

I_{cc} – corrente de curto circuito [kA].

Substituindo valores na equação 65 temos:

$$I_{ch} = 21,8 \text{ kA}$$

Pela expressão abaixo pode-se obter o valor da força que o barramento pode suportar. (Faria, 2009)

$$F_e = 0,2 \times I_{ch}^2 \times \frac{L}{d} \quad \text{Equação 66}$$

Em que:

F_e - força eletromagnética sobre o condutor [kg];

I_{ch} - corrente limite eletrodinâmica [kA];

L - vão do barramento [cm];

d - distância entre os condutores [cm].

Pela equação 66 tem-se:

$$F_e = 18,2 \text{ kgf}$$

Essa força eletromagnética provoca um momento fletor (m_f), que por sua vez, calcula-se da seguinte forma. (Faria, 2009)

$$m_f = \frac{F_e \times L}{16} \quad \text{Equação 67}$$

Utilizando a equação 67 temos:

$$m_f = 42,7 \text{ kgf/cm}$$

Consultado as tabelas, verifica-se, se o modulo fletor é o mais adequado, tem-se que para o barra de $20 \times 2 \text{ mm}$ o W é igual a $0,79 \text{ cm}^3$. Posto isto, o momento fletor, W , deve respeitar a seguinte condição (Faria, 2009):

$$W \geq \frac{m_f}{\sigma} \quad \text{Equação 68}$$

Em que:

W – módulo de flexão [cm³];

m_f – momento fletor [kgf/cm];

σ – carga de segurança à flexão do material escolhido [kgf/cm²].

Substituindo valores na equação 68 temos:

$$W \geq 0,036 \text{ cm}^3$$

$$0,79 \text{ cm}^3 \geq 0,036 \text{ cm}^3$$

- Verificação da vibração mecânica (Silva, 2008):

A frequência de ressonância própria do barramento deve situar-se num valor distante do valor da frequência da rede, no caso de acontecer um curto-circuito, isto é, ($f_o \neq [90, 110]$ e $f_o \neq [45, 55]$ Hz).

A frequência de ressonância própria do barramento calcula-se pela seguinte expressão:

$$f_o = 112 \times \sqrt{\frac{E \times J}{p \times L^4}} \quad \text{Equação 69}$$

Onde:

E - módulo de Young, 1.250.000 kg/cm² para o cobre [kg/cm²];

J - momento de inércia [cm⁴];

p - peso linear [kg/cm];

L - comprimento da barra [cm].

Pela equação 69 temos:

$$f_o = 0,55 \text{ Hz}$$

- Verificação do esforço térmico (Silva, 2008):

$$I = S \times \alpha \sqrt{\frac{\Delta\theta}{t}} \quad \text{Equação 70}$$

Onde:

S – secção do barramento [mm²];

α - constante – Cu = 13;

t – duração de passagem da corrente de curto-circuito [s];

I_{cc} – intensidade da corrente de curto circuito [A];

$\Delta\Theta$ - elevação de temperatura de 180 °C, considerando o condutor inicialmente à temperatura ambiente [°C].

Substituindo valores na equação 70 temos:

$$t = 5,18 \text{ s}$$

A seguinte fórmula possibilita calcular a intensidade de corrente de um modo mais aproximado:

$$I_{th} = S \times k \sqrt{\frac{\ln \frac{234,5 + \theta_f}{234,5 + \theta_i}}{t}}$$

Equação 71

Em que;

I_{th} - intensidade limite térmica (1 s) [A];

Θ_f e Θ_i - são as temperaturas final e inicial, respetivamente [° C];

k - é uma constante igual a 226 para o cobre e 148 para o alumínio.

Utilizando a equação 71 obtém-se:

$$I_{th} = 7,30 \text{ kA}$$

Para garantir a segurança das pessoas, e de outros equipamentos ou sistemas ligados nessa mesma rede, deve-se dimensionar o fusível e o disjuntor de proteção.

- Cablagem MT (Martins, 2005)

$$S = \frac{I_{cc}}{k} \sqrt{t}$$

Equação 72

Em que:

S – secção do cabo [mm²];

t – duração de passagem da corrente de curto-circuito em segundos [s];

I_{cc} – intensidade de corrente de curto circuito[A];

Pela equação 72 temos:

$$S_{min} = 67,35 \text{ mm}^2$$

Onde se optou por uma secção normalizada de 70 mm².

- Fusível (Silva, 2008)

Através da seguinte expressão, pode-se estipular a corrente dos fusíveis de MT:

$$1,4 \times I_p \leq I_n \leq \frac{I_{ccs}}{6} \quad \text{Equação 73}$$

Em que:

I_p - corrente na média tensão [A];

I_n - corrente estipulada dos fusíveis [A];

I_{ccs} > corrente de curto-circuito mínima secundária, (primário em curto-circuito) [kA].

Pela equação 73 temos:

$$6,47 \leq I_n \leq 1,45 \text{ k}$$

Pela tabela 18, seleciona-se um fusível de calibre de 16 A.

Tabela 18 – Seleção do calibre dos fusíveis de MT.

U _N kV	Potência do Transformador [kVA]														
	57	75	100	125	160	200	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600
	Corrente estipulada do fusível														
3	25	25	40	40	63	63	63	80	100	100					
5	16	25	25	25	40	40	63	63	63	80	100	100			
6	16	16	25	25	25	40	40	63	63	63	80	100	100		
10	10	16	16	16	25	25	25	40	40	63	63	63	80	100	100
12	10	16	16	16	16	25	25	25	40	40	63	63	63	80	100
15	10	10	16	16	16	16	25	25	25	40	63	63	63	63	100
20	10	10	10	16	16	16	16	25	25	25	40	40	63	63	63
24	10	10	10	10	16	16	16	16	25	25	25	40	40	63	63

- Disjuntor (Silva, 2008)

Tabela 19 – Regulação de disjuntor de MT.

tensão de serviço (kV)	potência do transformador (kVA)																serviço estipula. (kV)			
	50	75	100	125	160	200	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000		2500	3000	
3	10	15	20	25	36	45	55	68	80	140	140	170	200							12
3,3	10	15	18	22	28	36	45	56	70	90	140	140	200							
4,2	8	12	15	18	22	28	36	45	56	70	90	140	140	200						
5,5		8	12	15	18	22	28	36	46	55	68	90	140	140	200					
6			10	12	18	20	25	36	46	55	68	80	140	140	200	200				
6,6			10	12	15	18	22	28	36	45	56	70	90	140	140	200				
10				8	10	12	15	20	25	30	37	55	68	80	140	140	170	200		
11					10	12	15	18	22	28	36	45	55	68	90	140	140	170		
13,8					8	10	12	15	18	22	28	36	46	55	68	90	140	140		24
15						8	10	15	18	20	25	36	45	55	68	80	140	140		
20							8	10	15	20	25	30	37	45	55	68	80	140		
22								8	10	12	15	18	22	28	36	45	55	68	80	

Consoante a tabela 19, escolheu-se o disjuntor de 8 A.

- Ligação à terra (sistema de terra de proteção e de serviço)

Para dimensionar a cablagem da ligação a terra utiliza-se a seguinte expressão (R.S.S.P.T.S, 1960):

$$S = \frac{I}{\alpha} \times \sqrt{\frac{t}{\Delta\theta}} \quad \text{Equação 74}$$

S – secção do cabo [mm²];

α - constante – Cu = 13;

t – duração de passagem da corrente de curto-circuito [s];

I – intensidade da corrente de curto circuito [A];

$\Delta\theta$ - elevação de temperatura de 180 °C, considerando o condutor inicialmente à temperatura ambiente [°C].

Substituindo valores na equação 74 temos:

$$S = 44,6 \text{ mm}^2$$

A secção normalizada é de 50 mm²

Para o elétrodo de terra de proteção optaremos por um sistema de varetas cujas características se indicam a seguir:

➤ Parâmetros característicos (Silva, 2008):

$$K_r = 0.110 \Omega / (\Omega \cdot m)$$

$$K_p = 0.0139 V / (\Omega \cdot m \cdot A)$$

➤ Descrição (Silva, 2008):

Iremos utilizar 2 varetas em fila conectadas por um condutor horizontal de cobre nu de 50 mm² de secção transversal.

As varetas terão um diâmetro de 14 mm e um comprimento de 4 m, enterradas verticalmente a uma profundidade de 0.8 m e separadas entre elas com uma distância de 6 m.

$$R_t = \rho \times k_r$$

Equação 75

Onde;

R_t – resistência do elétrodo [Ω];

ρ - resistividade do solo [$\Omega \cdot m$];

K_r – parâmetro do elétrodo, ou resistência unitária [$\Omega / (\Omega \cdot m)$].

Substituindo valores na equação 75 obtém-se:

$$R_t = 5,5 \Omega$$

Sendo, a intensidade de defeito:

$$I_d = \frac{U}{\sqrt{3} \times \sqrt{(R_n + R_t)^2 + X_n^2}}$$

Equação 76

Na qual:

I_d – corrente de defeito [A];

U - tensão de serviço da rede de AT [kV];

R_t - resistência do sistema de ligação à terra [Ω].

A impedância é do tipo indutiva pelo que $R_n \approx 0 \Omega$ e $X_n \approx Z_n$.

Utilizando a equação 76 temos:

$$I_d = 0,32 \text{ A}$$

$$X_n = \frac{1}{2 \times \pi \times f \times C_n}$$

Equação 77

Em que:

C_n – capacitância [$\mu\text{F}/\text{km}$];

f – frequência da rede [Hz].

Pela equação 77 obtém-se:

$$X_n = 36587,34 \ \Omega$$

$$C_n = C \times L$$

Equação 78

Onde:

L – comprimento do cabo [km].

Substituindo valores na equação 78 temos:

$$C_n = 0,087 \times 10^{-6} \text{ F}$$

E o valor da tensão de defeito obtém-se por:

$$U_d = I_d \times R_t$$

Equação 79

Na qual:

U_d – tensão de defeito [V];

I_d – intensidade de defeito [A];

R_t – resistência do eletrodo [Ω].

Utilizando a equação 79 temos:

$$U_d = 1,76 \text{ V}$$

Terra de serviço – se acordo com o R. S. R. D. E. E. B. T., o art. 13, as redes de distribuição devem funcionar com o neutro diretamente ligado á terra. No caso de uma rede subterrânea o elétrodo (s) deve ser localizado em terreno com um afastamento da terra de proteção para garantir a sua distinção ($\approx 20 \text{ m}$).

R_M deve ser menor que 20Ω .

$$R_M = \rho \times k_r$$

Equação 80

Em que:

R_M - resistência do elétrodo [Ω];

ρ - resistividade do solo [$\Omega.m$];

K_r – parâmetro do elétrodo, ou resistência unitária [$\Omega / (\Omega.m)$].

Substituindo valores na equação 80 temos:

$$R_M = 5,5 \Omega$$

Transladando para o lado da baixa tensão, será feita o dimensionamento das proteções e das cablagens do PT.

- Cablagem BT

O dimensionamento dos cabos, deve seguir as normas estipuladas no R. S. R. D. E. E. B. T., artigo 9º. Para dimensionar do cabo, utilizando a queda tensão máxima, foi considerado um limite de queda de tensão de 5 %. Aplicando a fórmula da queda de tensão temos (Mealha, 2020):

$$\Delta U (\%) = \sqrt{3} \times I_s \times \frac{\rho \times L \times 0,9}{S} \times \frac{100}{U_c}$$

Equação 81

Em que:

S – secção do cabo [mm^2];

ΔU – é a percentagem de queda de tensão [%];

I_s – intensidade de corrente do transformador do lado B.T. [A];

U_c – tensão composta do secundário [V];

ρ – resistividade do condutor [$\Omega / \Omega.m$];

L – comprimento do cabo [km].

Utilizando a equação 81 temos:

$$S_{min} = 18,40 \text{ mm}^2$$

Onde escolheu uma secção normalizada de 25 mm^2 .

Para dimensionar a cablagem da ligação a terra do lado da BT utilizou a fórmula:

$$S = \frac{I_{cc}}{\alpha} \times \sqrt{\frac{t}{\Delta\theta}} \quad \text{Equação 82}$$

S – secção do cabo [mm^2];

α - constante – $Cu = 13$;

t – duração de passagem da corrente de curto-circuito [s];

I – intensidade da corrente de curto circuito [A];

$\Delta\theta$ - elevação de temperatura de $180 \text{ }^\circ\text{C}$, considerando o condutor inicialmente à temperatura ambiente [$^\circ\text{C}$].

Pela equação 82 temos:

$$S = 29,61 \text{ mm}^2$$

Na qual foi escolhida uma secção normalizada de 35 mm^2 .

Para essa secção, deve-se saber o tempo limite para o cabo entrar em rutura.

(R.S.R.D.E.E.B.T., 2011)

$$S = \frac{I_{cc}}{k} \times \sqrt{t} \quad \text{Equação 83}$$

Onde:

S – secção do cabo [mm²];

k - constante – Cu = 115;

t – duração de passagem da corrente de curto-circuito [s];

I_{cc} – intensidade de corrente de curto circuito [A];

Utilizando a equação 83 tem-se:

$$t = 0,35 \text{ s}$$

No circuito de Baixa Tensão do transformador instalar-se-á um Quadro de Baixa Tensão QBT, tipo AI que é idêntico ao CA1, que será equipado com fusíveis e disjuntor adequados para a proteção de cada um dos cabos de saída previstos, em função da potência estipulada para cada um deles, a verificar nas tabelas 20 e 21. (Silva, 2008)

Tabela 20 – Potência dos transformadores.

Tipo de PT	Potência dos transformadores a utilizar (kVA)				
	A	25	50	100	-
AS	25	50	100	-	-
AI	-	-	-	160	250

Tabela 21 – Característica do equipamento principal do QBT. (a - Aparelhagem a ser fornecida pelo Distribuidor de energia elétrica; b - Em alternativa)

Equipamento		PT - A e AS	PT - AI
Disjuntor geral de BT CEI 157-1		Omnipolar, corte visível, 160 A, PdC min 2kA, c/ relé tripolar de máxima e ação diferida	Omnipolar, corte visível, 400 A, PdC min 2kA, c/ relé tripolar de máxima e ação diferida ou compacto, PdC min 10 kA, omnipolar
Fusíveis APC		NP-3524, tipo gG (160 A) ^d	NP-3524, tipo gG (160 A) ⁴
Contadores	Energia	a)	a)
	IP	Trifásico de 30 A	Trifásico de 30 A

^d Segundo (Mealha, 2020)

Equipamento	PT - A e AS	PT - AI
Contactora	25 A, AC-4	40/63 A, AC-4
Relógio c/ reserva mínima para 12 h	b)	b)
Célula fotoelétrica	b)	b)

Será feita o dimensionamento da ventilação natural do espaço, para que haja um bom funcionamento dos equipamentos, com temperaturas a situarem entre os – 5 °C^e até aos 40 °C. Será considerado aberturas de extração e de entrada de ar com secções diferentes de modo a aumentar a velocidade de renovação do ar. (Martins, 2005)

Para dimensionar as secções das grelhas para a ventilação utilizaremos as seguintes fórmulas (Martins, 2005):

$$S \geq \frac{0,18 \times P}{h} \quad \text{Equação 84}$$

Onde:

S – secção da grelha de extração de ar [m²];

P – potência de perdas do transformador [kW];

h - Diferença entre as cotas da grelha de entrada de ar e a grelha de extração [m].

Os postos de transformação usados em São Vicente do tipo CBU, normalmente tem as dimensões de 4,0 x 4,0 x 3,38 m. Assim sendo considerou a diferença das cotas num valor de 2,25 m.

Assim sendo, pela equação 84 temos:

$$S \geq 0,21 \text{ m}^2$$

$$S_e = 0,92 \times S \quad \text{Equação 85}$$

^e Em Cabo Verde essa temperatura nunca foi atingida

Na qual:

Se – secção da grelha de entrada de ar [m²];

S – secção da grelha de extração de ar [m²].

Utilizando a equação 85 temos:

$$Se = 0,19 \text{ m}^2$$

Finalizando o dimensionamento do PT, torna-se necessário proceder à disposição de uma fossa que permita o armazenamento do óleo do transformador em caso de derrame. O depósito de recolha de óleo deverá ser colocado por debaixo do transformador, ou então devem existir caleiras de recolha e condução do óleo até ao depósito. Este terá uma capacidade superior ao volume de óleo do transformador.

O transformador de 160 kVA imerso em óleo mineral possui 176 kg de óleo, considerando que a densidade do óleo é de aproximadamente 860 kg/m³, o transformador conterá cerca de 0,205 m³ de óleo. (Gonçalves, 2004)

Sendo assim, utilizaremos a seguinte expressão (Gonçalves, 2004):

$$V_v = V \times \left(1 - \frac{1,34}{2,25}\right) \quad \text{Equação 86}$$

Onde:

V_v – volume de vazio [m³];

V - volume total do recipiente [m³].

Substituindo valores na equação 86 obtém-se:

$$V = 0,507 \text{ m}^3$$

4.2.2.7. Dimensionamento dos cabos DC

Utilizando o método da queda de tensão máxima, com a equação abaixo, pode-se calcular a secção mínima dos cabos, para garantir uma queda de tensão inferior a 1% (Morais, 2009):

$$S_{DC} = \frac{2 \times L_{DC} \times I_{fil}}{\sigma \times V\% \times V_{mpp}} \quad \text{Equação 87}$$

Na qual:

S_{DC} - secção do cabo [mm^2];

I_{fil} - corrente do módulo ou fileira em amperes (na prática utiliza-se o I_{sc} (STC)) [A];

L_{DC} é o comprimento dos condutores, num sentido [m];

$V\% \times V_{mpp}$ é a queda de tensão em volts (1% V_{mpp} (STC)) [V];

σ - condutividade do condutor ($\sigma = 35,5$ para cobre e 22,2 alumínio, segundo a secção 525 do R.T.I.E.B.T) [mS/mm^2].

Tabela 22 – Secção escolhida do cabo DC.

Tipo Cablagem	Dados do sistema fotovoltaico				Cobre	Secção Calculada	Secção escolhida
	I_{sc} [A]	L_m [m]	U_{mpp} [V]	1% U_{mpp} [V]	σ [mS/mm ²]	S [mm ²]	S [mm ²]
Cabo DC1	12,28	20,0	649,8	6,498	35,5	2,13	2,5
Cabo DC2	12,28	20,7	649,8	6,498	35,5	2,20	2,5
Cabo DC3	12,28	21,4	649,8	6,498	35,5	2,27	2,5
Cabo DC4	12,28	22,1	649,8	6,498	35,5	2,35	2,5
Cabo DC5	12,28	22,8	649,8	6,498	35,5	2,43	2,5
Cabo DC6	12,28	23,5	649,8	6,498	35,5	2,50	2,5
Cabo DC7	12,28	24,2	649,8	6,498	35,5	2,58	4
Cabo DC8	12,28	24,9	649,8	6,498	35,5	2,65	4
Cabo DC9	12,28	25,6	649,8	6,498	35,5	2,73	4
Cabo DC10	12,28	26,3	649,8	6,498	35,5	2,80	4
Cabo DC11	12,28	27,0	649,8	6,498	35,5	2,87	4
Cabo DC12	12,28	27,7	649,8	6,498	35,5	2,95	4
Cabo DC13	12,28	28,4	649,8	6,498	35,5	3,02	4
Cabo DC14	12,28	29,1	649,8	6,498	35,5	3,10	4
Cabo DC15	12,28	29,8	649,8	6,498	35,5	3,17	4
Cabo DC16	12,28	30,5	649,8	6,498	35,5	3,25	4

5. Análise Económica e Ambiental

Cabo Verde apresenta ótimas condições para o aproveitamento dos recursos naturais renováveis como fontes energéticas, cimentando-se cada vez mais no seio da matriz energética. Contudo, é fundamental fazer uma análise da viabilidade económica adequado do investimento, de modo a aferir a rentabilidade da instalação, e a sua competitividade com as fontes convencionais. Caso essa energia obtida apresentar-se mais cara do que a das fontes convencionais, o uso dessa tecnologia fica desacreditada e a sua implementação será muito provavelmente descartada. (Castro R. M., 2012)

5.1. Indicadores de avaliação de investimento

Os indicadores de avaliação de investimentos mais usados na avaliação de projetos de investimento em centrais de produção descentralizada são o Valor Atual Líquido (VAL) e a Taxa Interna de Rentabilidade (TIR). (Castro R. M., 2012)

Também interessa considerar o LCOE (Levelised Cost Of Energy) para podermos comparar a viabilidade económica da nossa fonte de energia com outras fontes de energia.

5.1.1. Valor Atual Líquido – VAL

O VAL, que é também designado Balanço Atualizado (BA), é a diferença entre as entradas (receitas líquidas) e as saídas (investimentos) de dinheiro, os chamados fluxos monetários (cash flow), devidamente atualizados, durante a vida útil do empreendimento. (Castro R. M., 2012)

$$VAL = \sum_{j=1}^n \frac{R_{Lj}}{(1+a)^j} - \sum_{j=0}^{n-1} \frac{I_j}{(1+a)^j} \quad \text{Equação 88}$$

Sendo que:

- n é a vida útil do empreendimento;
- j é o ano;
- a é a taxa de atualização;
- R_{Lj} é a receita líquida do ano j (obtem-se através de: $R_{Lj} = R_j - \text{domj It}$);
- R_j é a Receita bruta no ano j;
- I_j é o Investimento no ano j;
- domj It são os Encargos de operação e manutenção (O & M) no ano j,

- dom_j é a percentagem do investimento total inicial gasta na operação e manutenção;
- It é o investimento total inicial.

Se pretender incluir o Valor Residual (V_r) da instalação no fim da sua vida útil, o VAL é dado pela equação:

$$VAL = \sum_{j=1}^n \frac{R_{Lj}}{(1+a)^j} - \sum_{j=0}^{n-1} \frac{I_j}{(1+a)^j} + \frac{V_r}{(1+a)^n} \quad \text{Equação 89}$$

- Se o valor for positivo ($VAL > 0$), é um sinal de que o projeto será economicamente viável porque permite cobrir o investimento inicial, bem como a remuneração exigida pelo investidor (taxa de atualização) e ainda gerar um excedente financeiro;
- Se o valor for nulo ($VAL = 0$), é o caso limite, significa que haverá apenas a recuperação completa do investimento inicial bem como permitirá pagar a remuneração mínima exigida pelo investidor;
- Se o valor for negativo ($VAL < 0$), é uma indicação de que o projeto é economicamente inviável.

5.1.2. Taxa Interna de Rendibilidade – TIR

A taxa interna de rentabilidade, TIR, é a taxa de atualização que anula o VAL, definida pela equação ($VAL=0$) (Castro R. M., 2012):

$$\sum_{j=1}^n \frac{R_{Lj}}{(1+TIR)^j} - \sum_{j=0}^{n-1} \frac{I_j}{(1+TIR)^j} = 0 \quad \text{Equação 90}$$

A obtenção de uma TIR superior à taxa de atualização considerada no cálculo do VAL significa que o projeto consegue gerar uma taxa de rendibilidade superior ao custo de oportunidade do capital, pelo que é mais uma indicação de que o projeto será economicamente viável. No caso contrário, a rendibilidade mínima exigida não é alcançada.

5.1.3. Levelised Cost of Energy - LCOE

O método do custo nivelado da energia (LCOE) permite comparar a produção de energia de diferentes fontes. Basicamente é o quociente entre a soma de todos os custos

acumulados para a construção e operação de um sistema de geração de energia e a soma da geração de energia anual ao longo do tempo de vida do sistema. Deve ser completado levando em consideração todas as receitas e despesas com base em um modelo de cash-flow. (Fraunhofer, 2013)

Para calcular o LCOE aplica-se a seguinte expressão:

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_{t,el}}{(1+i)^t}} \quad \text{Equação 91}$$

Na qual:

- LCOE é o custo nivelado de energia [€/kWh];
- I_0 são as despesas de investimento;
- A_t são os custos totais anuais;
- $M_{t,el}$ é a quantidade de energia produzida no ano respetivo;
- i é a taxa de juros real [%], (em que iremos utilizar a taxa de atualização no cálculo);
- n é a vida operacional económica em anos;
- t são os diferentes anos de vida (1, 2, ..., n).

5.1.4. Período de Recuperação (Payback)

O período de recuperação, T_r , do investimento, é uma maneira de medir de modo mais elaborado o tempo de retorno do investimento e é dada pela seguinte expressão: (Castro R. M., 2012)

$$T_r = \frac{\sum_{j=0}^{n-1} \frac{I_j}{(1+a)^j}}{\left(\frac{\sum_{j=1}^n \frac{R_{Lj}}{(1+a)^j}}{n} \right)} \quad \text{Equação 92}$$

5.1.5. Taxa de Atualização

O conceito de taxa de atualização, a , também conhecido por taxa de desconto, está associado à valorização de projetos de investimento, sendo a taxa aplicada aos rendimentos ou cash-flows de forma a obter o seu valor atualizado (VAL). É a taxa que permite converter a um mesmo instante, investimentos feitos em tempos diferentes. A

taxa de atualização está ligada ao conceito de rendimento real do investimento, também conhecido por custo de oportunidade. Na prática, pode-se considerá-la como a rentabilidade mínima que o investidor exige para investir em determinado projeto. (Castro R. M., 2012)

Assim optou-se por utilizar a taxa de atualização de 7 %.

5.2. Financiamento

5.2.1. Investimento inicial total

Na tabela 23, apresenta-se a contabilização do investimento total inicial.

Tabela 23 – Investimento total

Item	Designação	Fabricante	Modelo	Qtde	Preço unid. [Euro]	Preço total [Euro]	% Total
1	Aerogerador	Enercon	E-53/800	1	986 142,43 €	986 142,43 €	70,40
2	Módulo	Trina Solar	TSM 400DE09.08	304	145,14 €	44 122,56 €	3,15
3	Inversor	SMA	Sunny Tripower 60	2	4 179,00 €	8 358,00 €	0,60
4	Transformador	Schneider Electric	Merlin Gerin - 1000 kVA	1	14 960,11 €	14 960,11 €	1,07
5	Transformador	Schneider Electric	Merlin Gerin - 160 kVA	1	5 654,39 €	5 654,39 €	0,40
6	Cela de entrada	Schneider Electric	SM6EIM62	1	3 772,00 €	3 772,00 €	0,27
7	Cela de proteção	Schneider Electric	SM6EQM22	1	4 844,00 €	4 844,00 €	0,35
8	Cela de saída	Schneider Electric	SM6EIM62	1	3 772,00 €	3 772,00 €	0,27
9	Cabo B.T. 300 mm ²	General Cable	Energy RV-K/FXV	1	56 894,72 €	56 894,72 €	4,06
10	Cabo B.T. 150 mm ² -terra	Elpor	V 150 V/A H07V-R	10	307,50 €	3 075,00 €	0,22
11	Cabo M.T. 70 mm ²	General Cable	Energy RV-K/FXV	6	1 540,77 €	9 244,62 €	0,66
12	Cabo M.T. 50 mm ² - terra	CHL	H07V-K [FV] 50	20	114,30 €	2 286,00 €	0,16
13	Cabo B.T. 35 mm ² - terra	CHL	H07V-R35VD/AM	10	5,03 €	50,30 €	0,00
14	Cabo B.T. 25 mm ²	CHL	H07V-R25CT	400	4,68 €	1 872,00 €	0,13
15	Caixa de Junção DC	Hager	Orion Plus FL104A	1	90,47 €	90,47 €	0,01
16	Armário de Distribuição	Hager	Orion Plus FL103A	2	86,64 €	173,28 €	0,01
17	Disjuntor B.T.	Hager	HNF990H	1	3 180,87 €	3 180,87 €	0,23

Item	Designação	Fabricante	Modelo	Qtde	Preço unid. [Euro]	Preço total [Euro]	% Total
18	Disjuntor B.T.	Schneider Electric	LV430403	1	219,00 €	219,00 €	0,02
19	Fusível B.T.	Siemens	3NA3260	1	14,56 €	14,56 €	0,00
20	Fusível B.T.	Siemens	3NA3836	1	5,56 €	5,56 €	0,00
21	Fusível M.T.	Schneider Electric	JLJFUSIBLES2 4	2	431,00 €	862,00 €	0,06
22	Caixa de terra (c/ barramento)	CYPE	IEP021	2	298,74 €	597,48 €	0,04
23	Cabo DC 2,5 mm ²	Helukabel	SOLARFLEX-X H1Z2Z2-K	132	0,89 €	117,48 €	0,01
24	Cabo DC 4 mm ²	Helukabel	SOLARFLEX-X H1Z2Z2-K	275	1,21 €	332,75 €	0,02
25	Estruturas de suporte	Efimarket	SKU401-113	151	48,00 €	7 248,00 €	0,52
26	Fundação	---	---	1	115 702,76 €	115 702,76 €	8,26
44	Projeto	---	---	1	127 273,03 €	127 273,03 €	9,09
47	TOTAL					1400865,3 8	100,0 0

5.2.2. Empréstimo

Para a concretização do investimento, consideramos efetuar um empréstimo bancário que corresponderá ao investimento inicial, definindo também as taxas de juros e o período de pagamento do referido empréstimo.

5.2.3. Taxas de juros

Consultando os bancos de Cabo Verde:

- Banco Comercial do Atlântico, pode-se constatar que o BCA aplica taxas de juro para investimentos de até 8,75 %, num período máximo de 10 anos;
- Caixa Económica de Cabo Verde, tem uma linha de crédito especialmente para as energias renováveis, que tem uma taxa de juros de 10 %, num período de 5 anos.

Assim iremos considerar a taxa do pior caso, da Caixa Económica de Cabo Verde, sendo uma taxa específica para as energias renováveis, ou seja, a taxa de 10 %.

5.2.4. Período de pagamento

Teremos de decidir entre ter maiores poupanças mensais, correspondente a prestações de menor valor e a um período maior de pagamento, ou ter menores poupanças totais,

correspondentes a prestações de maior valor e a um período de pagamento menor. A solução proposta foi de modo que se tenha alguma folga monetária, onde escolheu um período de amortização do empréstimo de 2 anos.

5.2.5. Custo de Energia

Uma vez que iremos comparar a implementação de um sistema renováveis versus um sistema convencional, iremos utilizar o valor de produção de energia elétrica do sistema convencional, sendo estipulada em 0,14 €/kWh com o IVA incluído.

5.2.6. Taxa de depreciação anual da tarifa de energia elétrica

Para a taxa de depreciação anual da tarifa de energia elétrica em S. Vicente, será considerada a variação média do tarifário efetivo da energia elétrica entre os anos de 1984 a 2021, no escalão de média tensão. No ano de 1984 o custo da energia elétrica era de 0,08 €/kWh (Portaria 15/84 de 15 de Abril) (não se aplicava o IVA - o que viria a mudar em 9 de Janeiro de 2006, depois da aprovação da Lei 88/VI/2006, mas que só seria efetivada em 1 Junho de 2006) e em 2018 o custo efetivo da energia elétrica é de 0,14 (com 15% IVA), pelo que a taxa de depreciação anual média da tarifa de energia foi de 1,48 % $(=1-(0,14/0,08)^{1/(2021-1984)})$.

5.2.7. Taxa de redução anual de produção de energia

O fabricante dos módulos garante que no primeiro ano a redução da potência dos módulos é no máximo de 2% da potência nominal, e que no ano seguinte até o período de 25 anos a redução de potência é no máximo de 0,55 % anual da potência nominal. Assim sendo, no primeiro ano a taxa de redução anual da potência será de 0,98 e nos restantes 24 anos de 0,97.

5.2.8. Despesas de operação e manutenção e custos periódicos

Foi considerado 2% (dom = 0,02) do investimento total inicial, perspetivando um cenário de pior situação possível, o que na prática poderá ser bem menor, já que neste caso a manutenção pode ser feita pelo pessoal da respetiva empresa (ELECTRA S.A.). Esse montante engloba a reparação ou eventual substituição do inversor, disjuntores, fusíveis e/ou outros componentes, etc.

5.2.9. Tempo de vida útil do sistema e valor residual

Para o tempo de vida útil, foi considerado um período de 25 anos. Para esse projeto iremos ainda considerar que o valor residual da instalação é zero no final da vida útil, o que é o pior caso possível. Na prática poderá até ter um valor considerável.

5.3. Apresentação dos resultados

O investimento considerado será financiado a 98,72 % por capital bancário, com um valor de 1.382.865,38 €, pois os restantes 1,28 %, correspondentes ao valor de 18.000 €, é o capital próprio para o investimento do projeto. A taxa de juros utilizada será de 10 %, taxa essa que na prática deverá ser negociada e reduzida tendo em conta o baixo risco do investimento. O empréstimo será reembolsado num período de 2 anos.

São apresentados a seguir uma série de tabelas, obtidas com o software Excel, com detalhes sobre o estudo de viabilidade realizado.

Tabela 24 - Amortizações e outras despesas.

Empréstimo solicitado ao Banco	1 382 865,38 €
Anos de pagamento da dívida	2
Taxas de juros aplicados	10,00%
dom	2%

	Ano	Reembolso do capital	Pagamento ao Banco	O&M	Investimento Proprio	Total
0	2021	0,00 €	0,00 €	0,00 €	18 000,00 €	18 000,00 €
1	2022	691 432,69 €	796 793,86 €	27 657,31 €	0,00 €	824 451,17 €
2	2023	691 432,69 €	796 793,86 €	27 657,31 €	0,00 €	824 451,17 €
3	2024	0,00 €	0,00 €	27 657,31 €	0,00 €	27 657,31 €
4	2025	0,00 €	0,00 €	27 657,31 €	0,00 €	27 657,31 €
5	2026	0,00 €	0,00 €	27 657,31 €	0,00 €	27 657,31 €
6	2027	0,00 €	0,00 €	27 657,31 €	0,00 €	27 657,31 €
7	2028	0,00 €	0,00 €	27 657,31 €	0,00 €	27 657,31 €
8	2029	0,00 €	0,00 €	27 657,31 €	0,00 €	27 657,31 €
9	2030	0,00 €	0,00 €	27 657,31 €	0,00 €	27 657,31 €
10	2031	0,00 €	0,00 €	27 657,31 €	0,00 €	27 657,31 €
11	2032	0,00 €	0,00 €	27 657,31 €	0,00 €	27 657,31 €
12	2033	0,00 €	0,00 €	27 657,31 €	0,00 €	27 657,31 €
13	2034	0,00 €	0,00 €	27 657,31 €	0,00 €	27 657,31 €
14	2035	0,00 €	0,00 €	27 657,31 €	0,00 €	27 657,31 €
15	2036	0,00 €	0,00 €	27 657,31 €	0,00 €	27 657,31 €
16	2037	0,00 €	0,00 €	27 657,31 €	0,00 €	27 657,31 €
17	2038	0,00 €	0,00 €	27 657,31 €	0,00 €	27 657,31 €
18	2039	0,00 €	0,00 €	27 657,31 €	0,00 €	27 657,31 €

	Ano	Reembolso do capital	Pagamento ao Banco	O&M	Investimento Proprio	Total
19	2040	0,00 €	0,00 €	27 657,31 €	0,00 €	27 657,31 €
20	2041	0,00 €	0,00 €	27 657,31 €	0,00 €	27 657,31 €
21	2042	0,00 €	0,00 €	27 657,31 €	0,00 €	27 657,31 €
22	2043	0,00 €	0,00 €	27 657,31 €	0,00 €	27 657,31 €
23	2044	0,00 €	0,00 €	27 657,31 €	0,00 €	27 657,31 €
24	2045	0,00 €	0,00 €	27 657,31 €	0,00 €	27 657,31 €
25	2046	0,00 €	0,00 €	27 657,31 €	0,00 €	27 657,31 €

A seguir apresenta uma tabela que traduz o panorama da produção anual da energia pelo sistema convencional da ELECTRA, S.A., e o custo dessa mesma produção anual.

Tabela 25 - Consumo e custo da energia da ELECTRA

	Ano	Energia média produzida pela ELECTRA (kWh)	Custo da Energia produzido ELECTRA (€)
0	2021	0,00	0,00 €
1	2022	6500000,00	932 807,33 €
2	2023	6500000,00	932 945,06 €
3	2024	6500000,00	933 082,81 €
4	2025	6500000,00	933 220,59 €
5	2026	6500000,00	933 358,38 €
6	2027	6500000,00	933 496,19 €
7	2028	6500000,00	933 634,03 €
8	2029	6500000,00	933 771,88 €
9	2030	6500000,00	933 909,76 €
10	2031	6500000,00	934 047,65 €
11	2032	6500000,00	934 185,57 €
12	2033	6500000,00	934 323,50 €
13	2034	6500000,00	934 461,46 €
14	2035	6500000,00	934 599,44 €
15	2036	6500000,00	934 737,43 €
16	2037	6500000,00	934 875,45 €
17	2038	6500000,00	935 013,49 €
18	2039	6500000,00	935 151,55 €
19	2040	6500000,00	935 289,62 €
20	2041	6500000,00	935 427,72 €
21	2042	6500000,00	935 565,84 €
22	2043	6500000,00	935 703,98 €
23	2044	6500000,00	935 842,14 €
24	2045	6500000,00	935 980,32 €
25	2046	6500000,00	936 118,52 €
	Total	16250000,00	23 361 549,72 €

Sendo assim, num novo cenário, pode-se verificar a produção anual do sistema renovável, a energia que o sistema convencional irá produzir, quanto é que a instituição vai poupar anualmente.

Tabela 26 - Energia e poupanças no sistema

	Ano	Energia produzida pelo sistema híbrido (kWh)	Energia média produzida pela ELECTRA (kWh)	Custo da Energia produzido ELECTRA (€)	Poupança (€)	Poupança atualizadas com a taxa de inflação (€)
0	2021	0,00	0,00	0,00 €	0,00 €	0,00 €
1	2022	6541565,73	-41565,73	-5 965,05 €	938 772,38 €	938 772,38 €
2	2023	6536656,53	-36656,53	-5 261,31 €	938 206,37 €	876 828,39 €
3	2024	6530522,48	-30522,48	-4 381,54 €	937 464,35 €	818 817,67 €
4	2025	6524544,86	-24544,86	-3 523,96 €	936 744,55 €	764 662,59 €
5	2026	6518719,66	-18719,66	-2 688,02 €	936 046,40 €	714 105,32 €
6	2027	6513043,00	-13043,00	-1 873,17 €	935 369,36 €	666 905,43 €
7	2028	6507511,10	-7511,10	-1 078,86 €	934 712,89 €	622 838,67 €
8	2029	6502120,27	-2120,27	-304,59 €	934 076,47 €	581 695,88 €
9	2030	6496866,90	3133,10	450,16 €	933 459,60 €	543 281,98 €
10	2031	6491747,49	8252,51	1 185,88 €	932 861,77 €	507 414,99 €
11	2032	6486758,62	13241,38	1 903,06 €	932 282,50 €	473 925,15 €
12	2033	6481896,97	18103,03	2 602,17 €	931 721,34 €	442 654,09 €
13	2034	6477159,30	22840,70	3 283,65 €	931 177,80 €	413 454,08 €
14	2035	6472542,43	27457,57	3 947,97 €	930 651,46 €	386 187,27 €
15	2036	6468043,29	31956,71	4 595,56 €	930 141,87 €	360 725,06 €
16	2037	6463658,89	36341,11	5 226,83 €	929 648,62 €	336 947,44 €
17	2038	6459386,28	40613,72	5 842,21 €	929 171,28 €	314 742,46 €
18	2039	6455222,63	44777,37	6 442,10 €	928 709,45 €	294 005,63 €
19	2040	6451165,15	48834,85	7 026,88 €	928 262,74 €	274 639,45 €
20	2041	6447211,13	52788,87	7 596,95 €	927 830,77 €	256 552,94 €
21	2042	6443357,94	56642,06	8 152,67 €	927 413,17 €	239 661,19 €
22	2043	6439603,01	60396,99	8 694,42 €	927 009,57 €	223 884,94 €
23	2044	6435943,83	64056,17	9 222,53 €	926 619,61 €	209 150,24 €
24	2045	6432377,96	67622,04	9 737,37 €	926 242,95 €	195 388,06 €
25	2046	6428903,02	71096,98	10 239,26 €	925 879,26 €	182 533,97 €
	Total	162006528,47	493471,53	71 073,17 €	23 290 476,54 €	11 639 775,27 €

5.3.1. Determinação do VAL e do TIR

De modo se ter uma assimilação melhor da viabilidade económica do projeto, calculou-se o VAL e o TIR. Introduzindo os dados no Excel obtivemos a seguinte tabela, na qual constatamos um VAL de 4.888.928,02 €, no ano 25. Também calculamos o TIR que foi de 660,10 %.

Tabela 27 - Determinação do VAL

	Ano	Receita Bruta	Receita Líquida	Cash-Flow do proj. atualizado	Cash-Flow do proj. atualizado acumulado
0	2021	0,00 €	-18 000,00 €	-18 000,00 €	-18 000,00 €
1	2022	938 772,38 €	114 321,21 €	106 842,25 €	88 842,25 €
2	2023	876 828,39 €	52 377,22 €	45 748,29 €	134 590,54 €
3	2024	818 817,67 €	791 160,36 €	645 822,53 €	780 413,07 €
4	2025	764 662,59 €	737 005,28 €	562 257,80 €	1 342 670,87 €
5	2026	714 105,32 €	686 448,01 €	489 427,94 €	1 832 098,81 €
6	2027	666 905,43 €	639 248,12 €	425 958,01 €	2 258 056,83 €
7	2028	622 838,67 €	595 181,36 €	370 649,04 €	2 628 705,86 €
8	2029	581 695,88 €	554 038,58 €	322 455,49 €	2 951 161,36 €
9	2030	543 281,98 €	515 624,68 €	280 465,66 €	3 231 627,02 €
10	2031	507 414,99 €	479 757,69 €	243 884,48 €	3 475 511,50 €
11	2032	473 925,15 €	446 267,84 €	212 018,64 €	3 687 530,14 €
12	2033	442 654,09 €	414 996,79 €	184 263,54 €	3 871 793,67 €
13	2034	413 454,08 €	385 796,77 €	160 091,95 €	4 031 885,62 €
14	2035	386 187,27 €	358 529,96 €	139 044,10 €	4 170 929,72 €
15	2036	360 725,06 €	333 067,75 €	120 719,08 €	4 291 648,80 €
16	2037	336 947,44 €	309 290,13 €	104 767,27 €	4 396 416,07 €
17	2038	314 742,46 €	287 085,15 €	90 883,81 €	4 487 299,87 €
18	2039	294 005,63 €	266 348,32 €	78 802,86 €	4 566 102,73 €
19	2040	274 639,45 €	246 982,14 €	68 292,62 €	4 634 395,35 €
20	2041	256 552,94 €	228 895,63 €	59 150,98 €	4 693 546,33 €
21	2042	239 661,19 €	212 003,88 €	51 201,71 €	4 744 748,04 €
22	2043	223 884,94 €	196 227,63 €	44 291,16 €	4 789 039,21 €
23	2044	209 150,24 €	181 492,94 €	38 285,37 €	4 827 324,57 €
24	2045	195 388,06 €	167 730,76 €	33 067,55 €	4 860 392,13 €
25	2046	182 533,97 €	154 876,66 €	28 535,90 €	4 888 928,02 €
	Total	11 639 775,27 €	9 336 754,86 €	4 888 928,02 €	

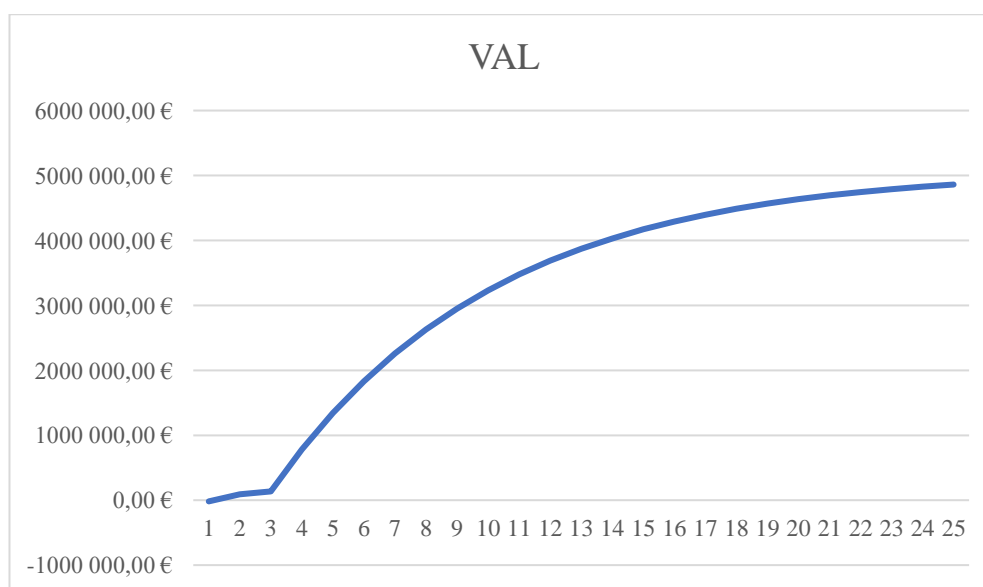


Figura 32 - Indicador do VAL

5.3.2. Determinação do LCOE

O LCOE é um dado muito poderoso para comparar distintos cenários, nesse caso a comparação do cenário implementação de fontes renováveis para produção de água dessalinizada versus o cenário atual, que é a dessalinização de água por fontes convencionais.

Substituindo valores na equação 86, obtemos um LCOE para o sistema renovável igual a 0,023 €/kWh, revelando um custo bem inferior ao custo efetivo da produção de energia fornecida pela Electra, S.A., que é de aproximadamente 0,14 €/kWh. Assim, podemos concluir que sai mais barato para a empresa ELECTRA, S.A. produzir água dessalinizada proveniente de fontes renováveis (nesse caso FV + Eólica).

5.4. Emissões de CO₂ evitadas

Face os dados da Cabeólica, os parques de energia eólica, em 2019, produziram 78.575.000 kWh, evitando assim cerca de 53.692 ton de CO₂eq para a atmosfera. (Cabeólica, 2019)

Segundo os dados podemos estimar que, em 2019 em Cabo Verde, 1 kWh de energia elétrica de origem convencional que for substituída por energia renovável, proveniente da Cabeólica, iria evitar em média, 683,32 gCO₂eq.

De modo a obter um valor aproximado da quantidade de CO₂eq evitada pelo nosso sistema renovável, teremos ainda que subtrair a esse valor a diferença entre a pegada de carbono dum sistema fotovoltaico e dum sistema eólico. Visto que em Cabo Verde não dispomos desses valores, iremos considerar valores típicos para a energia eólica onshore e para a energia fotovoltaica no Sul da Europa que são de 4,64 gCO₂eq/kWh e de 35 gCO₂eq/kWh, respetivamente. (POST, 2006)

$$CO_{2,H} = CO_{2,cabeolica} - PC_{EO} - PC_{FV} \quad \text{Equação 93}$$

Em que:

CO_{2,H} é a estimativa da quantidade de CO₂eq que o sistema híbrido irá evitar por cada kWh produzido;

CO_{2,cabeolica} é quantidade de CO₂eq que a Cabeólica evita por cada kWh produzido;

PC_{FV} é a pegada de carbono de produção FV;

PC_{EO} é a pegada de carbono de produção eólica.

Note-se que Todas as grandezas estão em gCO₂eq/kWh;

Substituindo valores na equação 93, temos:

$$CO_{2,H} = 512,49 \text{ gCO}_2\text{eq/kWh}$$

Sabendo que 25% da energia elétrica fornecida em S. Vicente tem origem eólica e os restantes 75% tem origem fóssil (Cabeolica, 2021), para determinar as emissões de CO₂ que o sistema híbrido irá evitar teremos de considerar esse “mix” de energia (origem fóssil + eólico). Assim teremos a seguinte equação:

$$CO_{2,mix} = CO_{2FV} \times \left(1 - \frac{TP}{100}\right) \quad \text{Equação 94}$$

Na qual:

CO_{2,mix} é uma estimativa, em gCO₂eq/kWh, da pegada de carbono do sistema híbrido que injeta energia na rede da Electra, S.A em S. Vicente;

TP é a taxa de penetração em %.

Substituindo valores na equação 94:

$$CO_{2,mix} = 472,85 \text{ gCO}_2\text{eq/kWh}$$

Sendo assim, o sistema híbrido irá evitar no primeiro ano 3.093,19 TCO₂eq e ao fim da vida útil do sistema terá evitado cerca de 76.604,99 TCO₂eq, contribuindo assim no combate nos gases de efeito de estufa, sendo um sistema mais amigável do ambiente.

6. Conclusão

Com a execução do trabalho fez-se o dimensionamento de um sistema híbrido interligado à rede para a dessalinização de água, onde o consumo médio anual da produção de água dessalinizada se situa nos 6.5 GWh. O sistema é constituído por um aerogerador de 800 kW do fabricante Enercon do modelo E-53, e por um conjunto de módulos fotovoltaicos, composto por 16 fileiras da tecnologia monocristalina de 400Wp (122 kWp), do fabricante Trina Solar, modelo TSM 400 DE09.08, ocupando uma área total de aproximadamente 584 m², 1 inversor de rede, com potência nominal de saída de 60 kW, modelo Sunny Tripower STP60000TL, do fabricante SMA. Para efetuar a ligação à rede de MT será usado transformadores, com potência de 1000 kVA para o sistema eólico e de 160 KVA para o sistema fotovoltaico, cabos de ligação, dispositivos de seccionamento e proteção, ligações à terra de proteção.

O investimento necessário para a implementação foi estimado em cerca de 1.400.865,38 €, no qual o aerogerador detém 70,40 %, a fundação representa 8,26 %, de realçar o cabo de 300 mm² com uma participação de 4,06 %, os módulos contribuem com apenas 3,15 %.

A empresa dispõe de um capital próprio orçamentado em 18.000 € anuais, correspondentes a 1,28 % do investimento, e os restantes 1.382.865,38 € ECV, correspondentes a 98,72% serão obtidos por via de um empréstimo bancário, para ser pago nos 2 primeiros anos, com uma taxa de juros de 10 % ao ano. O valor a reembolsar será de 796.793,86 € /ano correspondentes a 66.399,49 € /mês, originando um diferencial positivo. Os valores obtidos para o VAL e o TIR, de 4.888.928,02 e 660,10 %, respetivamente, com uma taxa de atualização de 7 %, confirmam a viabilidade económica do projeto.

Também o valor do LCOE obtido, de 0,023 € /kWh, considerando uma taxa de atualização de 7 %, ficou bem abaixo do custo de produção da energia da rede com 0,14 €/kWh,

O sistema irá evitar no primeiro ano 3.093,19 TCO_{2eq} e durante os 25 anos de funcionamento cerca de 76.604,99 TCO_{2eq}, contribuindo para a diminuição das emissões dos gases de efeito de estufa e consequentemente para uma maior estabilidade do clima do planeta.

Os valores apresentados, cuja tendência é melhorar no futuro, devido à descida dos preços dos sistemas renováveis e ao provável aumento do custo da energia de sistemas convencionais. Podem dar uma grande contribuição para o aumento da penetração das

energias renováveis em Cabo Verde, da sustentabilidade, da eficiência energética e da descentralização da produção de energia no país. Realçamos ainda o impacto económico que poderá ter na redução dos gastos com energia elétrica.

6.1. Trabalho futuro

- Projetar o sistema híbrido com armazenamento para as horas de elevada produção ou em caso de reparações ou manutenções;
- O impacto do sistema híbrido na rede nos momentos em que a produção excede o consumo.

Bibliografia

- Amaral, B. M. (2011). Modelos VARX para Geração de Cenários de Vento e Vazão Aplicados à Comercialização de Energia.
- Cabeólica. (2019). Annual Report.
- Cabeolica. (2021). Obtido de <https://www.cabeolica.com/site1/parques-eolicos/>
- Carneiro, J. (s.d.). Energia – do carbono às renováveis.
- Castro, R. M. (2009). Energias Renováveis e Produção Descentralizada.
- Castro, R. M. (2012). Uma Introdução às Energias Renováveis: Eólica, Fotovoltaica e mini-Hídrica. Lisboa, Portugal: IST Press.
- CRESESB, C. /. (2008). ENERGIA EÓLICA - PRINCÍPIOS E TECNOLOGIAS.
- ELECTRA, S. (2020). RELATÓRIO & CONTAS 2020.
- Enformer, R. (05 de Abril de 2021). RWE Enformer. Obtido de RWE Enformer: <https://www.en-former.com/en/major-wind-turbine-manufacturers-grow-market-share/>
- Faria, H. J. (2009). Cálculo de Barramentos em Subestações.
- Foster, R., Ghassemi, M., & Cota, A. (2009). Solar Energy -. United States of America: New Mexico State University.
- Fraunhofer, I. (2013). Levelized Cost of Electricity Renewable Energy Technologies.
- Gaio, S. S. (2016). Produção de água potável por dessalinização: tecnologias, mercado e análise de viabilidade económica.
- Gesto. (2011). Plano Energético Renovável de Cabo Verde.
- Gonçalves, N. A. (2004). Projecto de Linha de Média Tensão, Rede de Baixa Tensão, Posto de Transformação e Iluminação Pública. FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO.
- Google Earth. (17 de Abril de 2021). Google Earth. Obtido de Google Earth: <https://earth.google.com/web/>
- GREENPRO. (2004). Energia Fotovoltaica - Manual sobre tecnologias, projecto e instalação.
- Greenpro. (2004). Energia Fotovoltaica: Manual sobre tecnologias, Projecto e Instalação. Lisboa: Greenpro.
- GTES. (2004). Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos.
- IEA-PVPS. (2020). Snapshot of Global PV Markets 2020.
- INE. (2016). Anuario Estatístico de Cabo Verde 2016.
- Martins, L. S. (2005). Apontamentos para Projecto de Instalações Electricas II. Setúbal.

- Mealha, A. S. (2020). Contribuições para o Desenvolvimento de um Projeto de Serviço Público. Universidade de Algarve.
- Morais, J. L. (2009). Sistemas Fotovoltaicos da Teória à Prática. Porto: Engebook.
- Neto, F. d. (2010). Unidade de Energia Eólica Aplicada ao Bombeamento de Água. Fortaleza.
- Nogueiro, C. U. (2009). Utilização de sistemas Solar e Eólico, no Bombeamento de Água para uso na Irrigação.
- Pavinatto, E. F. (2005). Ferramenta de auxílio à análise de viabilidade técnica da conexão de parques eólicos à rede elétrica.
- POST. (2006). CARBON FOOTPRINT OF ELECTRICITY GENERATION.
- R.S.R.D.E.E.B.T. (2011). Regulamento de Segurança de Redes de Distribuição de Energia Elétrica em Baixa Tensão. Em M. d. Energia, Decreto n.º 67/2011 de 21 de Dezembro.
- R.S.S.P.T.S. (1960). Regulamento de Segurança de Substação e Postos de Transformação e de Seccionamento. Em M. d.-S. Industria, Decreto n.º 42895.
- Ramos, J. G. (s.d.). Estimación del viento cálculo del potencial eólico del distrito de Salaverry mediante el uso de software computacionales y la estadística.
- Ribeiro, L. B. (2017). UM ESTUDO SOBRE ENERGIA EÓLICA NO BRASIL.
- Rodrigues, P. R. (2011). Energia Eólica.
- Santos, A. A. (2013). ANÁLISE CUSTO/BENEFÍCIO DO PROCESSO DA DESSALINIZAÇÃO DA ÁGUA DO MAR.
- Santos, F. F. (2011). Utilização de energia fotovoltaica para a eficiência de uma moradia. Universidade do Porto: departamento de Engenharia.
- Schneider Electric. (2004). Transformadores de Distribuição Herméticos.
- Silva, H. R. (2008). Projecto de postos de transformação. O electricista.
- Umar, A. S. (2020). Aerodynamic Drag and Lift Forces Approaches on a Movable Wind Turbine. International Journal of Scientific Research and Engineering Development, 3(5). www.ijrsred.com
- Vieira, L. d. (2004). A utilização da energia Eólica. Uberlândia.
- WWEA. (17 de Fevereiro de 2021). Obtido de <https://wwindea.org/blog/2020/04/16/world-wind-capacity-at-650-gw/>
- WWEA. (11 de Outubro de 2021). WWEA. Obtido de WWEA: <https://wwindea.org/worldwide-wind-capacity-reaches-744-gigawatts/>

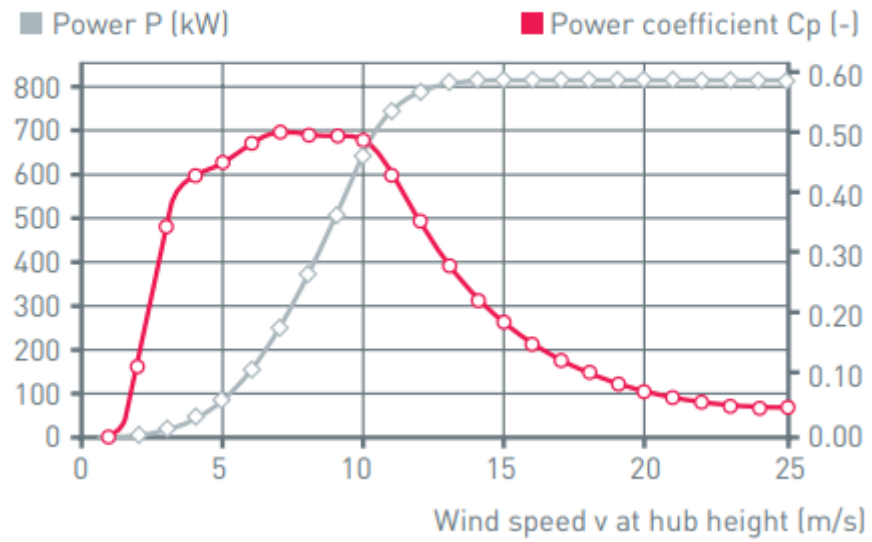
Anexos

A – Datasheet da turbina Enercon E-53

Technical specifications E-53	
Rated power:	800 kW
Rotor diameter:	52.9 m
Hub height in meter:	50 / 60 / 73
Wind zone (DIBt):	WZ II exp
Wind class (IEC):	IEC/NVN Class S ($V_{av} = 7.5 \text{ m/s}$, $V_{ext} = 57 \text{ m/s}$)
WEC concept:	Gearless, variable speed, single blade adjustment
Rotor	
Type:	Upwind rotor with active pitch control
Rotational direction:	Clockwise
No. of blades:	3
Swept area:	2,198 m ²
Blade material:	GRP (epoxy resin); Built-in lightning protection
Rotational speed:	Variable, 11 - 29.5 rpm
Pitch control:	ENERCON single blade pitch system; one inde- pendent pitch system per rotor blade with allocated emergency supply
Drive train with generator	
Main bearing:	Twin tapered roller bearing
Generator:	ENERCON direct-drive annular generator
Grid feed:	ENERCON inverter
Brake systems:	- 3 independent pitch con- trol systems with emer- gency power supply - Rotor brake - Rotor lock
Yaw system:	Active via yaw gear, load-dependent damping
Cut-out wind speed:	28 - 34 m/s (with ENERCON storm control*)
Remote monitoring:	ENERCON SCADA

Wind (m/s)	Power P (kW)	Power-coefficient C_p (-)
1	0.0	0.00
2	2.0	0.19
3	14.0	0.39
4	38.0	0.44
5	77.0	0.46
6	141.0	0.48
7	228.0	0.49
8	336.0	0.49
9	480.0	0.49
10	645.0	0.48
11	744.0	0.42
12	780.0	0.34
13	810.0	0.27
14	810.0	0.22
15	810.0	0.18
16	810.0	0.15
17	810.0	0.12
18	810.0	0.10
19	810.0	0.09
20	810.0	0.08
21	810.0	0.06
22	810.0	0.06
23	810.0	0.05
24	810.0	0.04
25	810.0	0.04

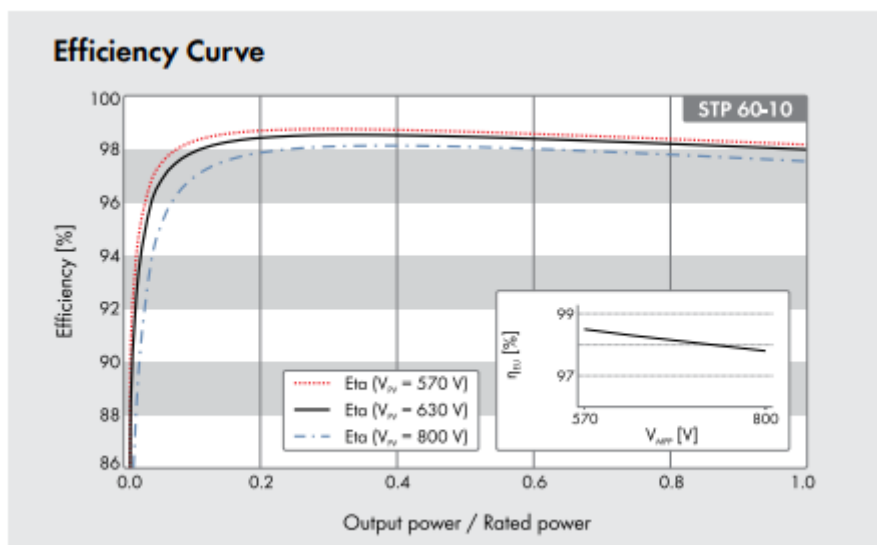
Calculated power curve



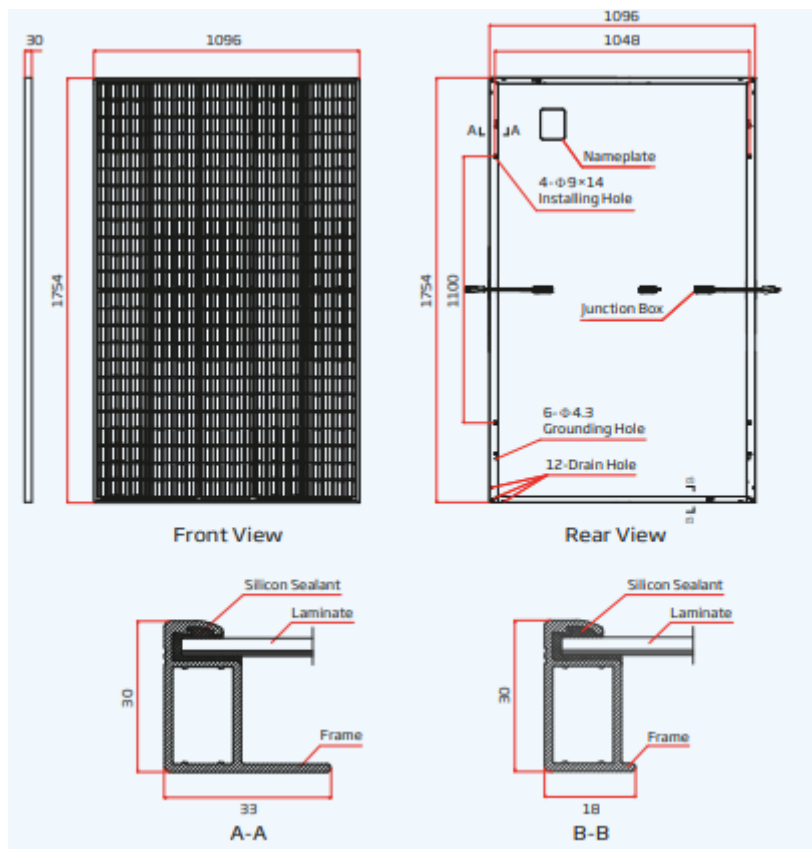
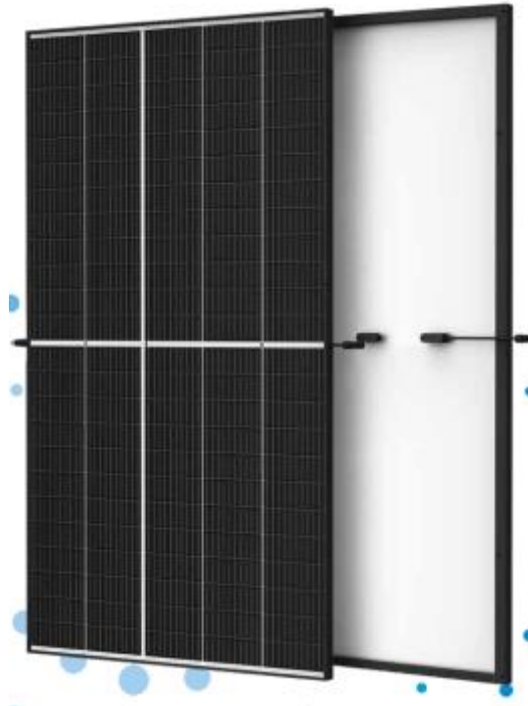
B – Datasheet do Inversor SMA STP60



Technical Data	Sunny Tripower 60
Input (DC)	
Max. DC power (where $\cos \varphi = 1$) / rated power [DC]	61240 W / 61240 W
Max. input voltage	1000 V
MPP voltage range (at 400 Vac / 480 Vac)	570 V to 800 V / 685 V to 800 V
Min. input voltage (at 400 Vac / 480 Vac)	565 V / 680 V
Start input voltage (at 400 Vac / 480 Vac)	600 V / 720 V
Max. input current / max. short-circuit current	110 A / 150 A
Number of independent MPP inputs/strings per MPP input	1/1 (split up in external combiner box)
Rated DC input voltage (at 400 Vac / 480 Vac)	630 V / 710 V
Output (AC)	
Rated power at nominal voltage	60000 W
Max. apparent AC power	60000 VA
Max. reactive power	60000 Var
Nominal AC voltage	3 / PE, 400 V to 480 V, $\pm 10\%$
AC voltage range	360 V to 530 V
AC power frequency/range	50 Hz / 44 Hz to 55 Hz 60 Hz / 54 Hz to 65 Hz
Rated power frequency/rated grid voltage	50 Hz / 400 V
Max. output current (at 400 Vac / 480 Vac) / rated output current	87 A / 72 A / 87 A
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable	1 / 0 overexcited to 0 underexcited
THD	$\leq 1\%$
Feed-in phases/connection phases	3 / 3
Efficiency	
Max. efficiency / Euro-eta / CEC at 400 Vac / CEC at 480 Vac	98.8 % / 98.3 % / 98.0 % / 98.5 %
Protective devices	
Input-side disconnection point	•
Ground fault monitoring/grid monitoring	• / •
Integrable DC surge arrester / AC surge arrester	Type II / type II + III (combined)
AC short-circuit current capability / galvanically isolated	• / -
All-pole sensitive residual-current monitoring unit	•
Protection class (as per IEC 62109-1) / overvoltage category (as per IEC 62109-1)	I / AC: III; DC: II
General data	
Dimensions (W/H/D)	570 / 740 / 300 mm (22.4 / 29.1 / 11.8 inches)
Weight	75 kg (165.3 lb)
Operating temperature range	-25°C to +60°C (-13°F to +140°F)
Noise emission, typical	58 dB(A)
Self-consumption (at night)	< 3 W
Topology / cooling concept	Transformerless / active
Degree of protection (according to IEC 60529 / UL 50E)	IP65 / NEMA 3R
Climatic category (as per IEC 60721-3-4)	4K4H/4Z4/4B2/4S3/4M2/4C2
Max. permissible value for relative humidity (non-condensing)	95%
Features / function / accessories	
DC connection / AC connection	Screw terminal / screw terminal
Display	Graphical
Data interface	SunSpec Modbus TCP (via external SMA Inverter Manager)
Off-grid capable / PV-diesel capable	- / •
Warranty: 5/10/15/20/25 years	• / ○ / ○ / ○ / ○
Certificates and approvals (more available upon request)	ANRE 30, AS 4777, BDEW 2008, C10/11:2012**, CEI 0-16, CEI 0-21, DEWA 2015, EN 50438*, G59/3, IEC 60068-2-x, IEC 61727, IEC 62109-1/2, IEC 62116, LEY N° 20751, NEN EN 50438, NRS 0972-1, PEA 2013, Res. n°7:2013, SI4777, TORD4**, UTE C15-712-1, VDE 0126-1-1, VDE-AR-N 4105**, VFR 2014
* Does not apply to all national annexes of EN 50438 ** Restricted (Note Manufacturer's Declaration)	
Type designation	STP60-10



C – Datasheet do modulo Trina Solar DE09.08



ELECTRICAL DATA (STC)	TSM-390 DE09.08	TSM-395 DE09.08	TSM-400 DE09.08	TSM-405 DE09.08
Peak Power Watts- P_{max} (Wp)*	390	395	400	405
Power Tolerance- P_{max} (W)	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5
Maximum Power Voltage- V_{mp} (V)	33.8	34.0	34.2	34.4
Maximum Power Current- I_{mp} (A)	11.54	11.62	11.70	11.77
Open Circuit Voltage- V_{oc} (V)	40.8	41.0	41.2	41.4
Short Circuit Current- I_{sc} (A)	12.14	12.21	12.28	12.34
Module Efficiency η_m (%)	20.3	20.5	20.8	21.1

STC: Irradiance 1000 W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5 *Measuring tolerance: ±3%

ELECTRICAL DATA (NOCT)	TSM-390 DE09.08	TSM-395 DE09.08	TSM-400 DE09.08	TSM-405 DE09.08
Maximum Power- P_{max} (Wp)	295	298	302	306
Maximum Power Voltage- V_{mp} (V)	31.8	32.0	32.2	32.5
Maximum Power Current- I_{mp} (A)	9.26	9.32	9.38	9.41
Open Circuit Voltage- V_{oc} (V)	38.4	38.6	38.8	38.9
Short Circuit Current- I_{sc} (A)	9.78	9.84	9.90	9.95

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

MECHANICAL DATA	
Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	120 cells
Module Dimensions	1754 × 1096 × 30 mm
Weight	21.0 kg
Glass	3.2 mm, High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	EVA/POE
Backsheet	White
Frame	30 mm Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0 mm ² Landscape: 1100/1100 mm Portrait: 280/280 mm*
Connector	TS4/MC4 EV02*

*Special order only

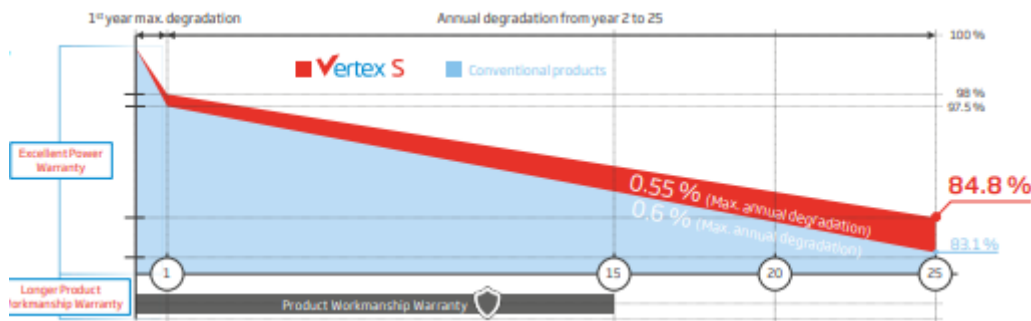
TEMPERATURE RATINGS	
NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2 K)
Temperature Coefficient of P_{max}	-0.34%/K
Temperature Coefficient of V_{oc}	-0.25%/K
Temperature Coefficient of I_{sc}	0.04%/K

MAXIMUM RATINGS	
Operational Temperature	-40 to +85°C
Maximum System Voltage	1500 V DC (IEC)
Max Series Fuse Rating	20 A

WARRANTY	
15 year Product Workmanship Warranty	
25 year Power Warranty	
2% first year Degradation	
0.55% Annual Power Degradation	

(Please refer to the applicable limited warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION	
Modules per box	36 pieces
Modules per 40' container	936 pieces



D - Datasheet do transformador de 1000 kVA e de 160 kVA



Potência estipulada (kVA)	50	100	160	250	400	630	800	1000	1250	1600	2000
tensão primária estipulada	de 6 kV até limite máximo de 24 kV incluída regulação										
tensão secundária	400 V ou 420 V										
em vazio	(±2.5%, ±5%), (±2.5%, + 5%, + 7.5%)										
regulação sem tensão											
grupo de ligação	Dyn05	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
ligação	Dyn11	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□
perdas em vazio (W)	190	320	460	650	930	1300	1550	1700	2130	2600	3100
por carga a 75°C	1100	1750	2350	3250	4600	6500	8100	10500	13500	17000	20200
tensão de curto-circuito (%)	4	4	4	4	4	4	6	6	6	6	6
corrente em vazio	100% Un	3.5	2.5	2.3	2.0	1.8	1.6	1.4	1.3	1.2	1.1
	110% Un	7.5	6.0	5.5	5.0	4.8	4.5	4.0	3.6	3.0	2.5
queda de tensão a plena carga	cosφ = 1	2.26	1.81	1.54	1.37	1.22	1.1	1.18	1.22	1.25	1.23
	cosφ = 0.8	3.77	3.58	3.43	3.33	3.25	3.18	4.44	4.47	4.49	4.48
Rendimento	carga cosφ = 1	97.48	97.97	98.27	98.46	98.64	98.78	98.81	98.79	98.77	98.79
	100% cosφ = 0.8	96.88	97.48	97.85	98.09	98.30	98.47	98.52	98.50	98.46	98.50
	carga cosφ = 1	97.89	98.29	98.53	98.70	98.84	98.96	99.00	99.00	98.97	99.00
	75% cosφ = 0.8	97.37	97.87	98.17	98.37	98.56	98.70	98.75	98.75	98.72	98.76
	carga cosφ = 1	98.17	98.51	98.70	98.84	98.98	99.07	99.12	99.14	99.13	99.16
50%	cosφ = 0.8	97.73	98.14	98.38	98.56	98.72	98.84	98.91	98.93	98.91	98.95
	carga cosφ = 1	97.97	98.31	98.51	98.65	98.80	98.93	98.98	99.07	99.06	99.09
	25% cosφ = 0.8	97.48	97.90	98.14	98.32	98.50	98.66	98.73	98.84	98.82	98.87
ruído dB(A)	potência acústica Lw	49	53	59	62	65	67	68	68	70	71

Dimensões e pesos

Potência estipulada (kVA)	50	100	160	250	400	630	800	1000	1250	1600	2000
A	830	940	1170	1006	1246	1546	1776	1746	1966	1976	2459
B	620	730	760	906	946	1016	1106	1166	1306	1316	1336
C	1123	1183	1233	1374	1469	1589	1564	1670	1755	1887	1937
D	520	520	520	670	670	670	670	670	820	820	820
E	738	798	848	984	1079	1199	1174	1280	1365	1497	1547
F	275	275	275	275	275	275	275	275	275	275	275
ø	125	125	125	125	125	125	125	125	200	200	200
J (ver acessórios)											

PESO (Kg)	50	100	160	250	400	630	800	1000	1250	1600	2000
Total	453	603	803	1000	1310	1780	2150	2620	3170	3830	4170
Líquido	105.6	132	176	232	294	378	467	572	666	758	815
A desencubar	255	350	510	600	790	1040	1320	1490	1820	2170	2230

E – Programação em Matlab

```
%Dados do vento disponibilizados
```

```
A=load('ANOTIPICO.DAT');
```

```
dados=[A];
```

```
clear A;
```

```
v=dados(:,3);
```

```
direcao=dados(:,5);
```

```
area=2198;
```

```
figure(1)
```

```
intervalo=linspace(0,25,25)
```

```
freq=hist(v,intervalo);
```

```
plot(intervalo,freq/sum(freq))
```

```
xlabel('velocidade (m/s)')
```

```
ylabel('frequencia do vento')
```

```
title('Vento a 30m')
```

```
figure(2)
```

```
east=find(direcao<180);
```

```
v_east=v(east);
```

```
freq=hist(v_east,intervalo);
```

```
plot(intervalo,freq/sum(freq))
```

```
xlabel('velocidade (m/s)')
```

```
ylabel('frequencia do vento')
```

```
title('Vento de Este a 30m')
```

```
figure(3)
```

```
west=find(direcao>180);
```

```
v_west=v(west);
```

```
freq=hist(v_west,intervalo);
```

```
plot(intervalo,freq/sum(freq))
```

```
xlabel('velocidade (m/s)')
```

```
ylabel('frequencia do vento')
```

```
title('Vento de Oeste a 30m')
```

```
altura=73;
```

```
figure(4)
```

```
v_east_x=v_east*log(altura/0.03)/log(30/0.03);
```

```
freq=hist(v_east_x,intervalo);
```

```
plot(intervalo,freq/sum(freq))
```

```
xlabel('velocidade (m/s)')
```

```
ylabel('frequencia do vento')
```

```
title('Vento de Este a 73m')
```

```
figure(5)
```

```
v_west_x=v_west*log(altura/0.03)/log(30/0.03);
```

```
freq=hist(v_west_x,intervalo);
```

```
plot(intervalo,freq/sum(freq))
```

```
xlabel('velocidade (m/s)')
```

```
ylabel('frequencia do vento')
```

```
title('Vento de Oeste a 73m')
```

```
figure(6)
```

```
vtotal=[v_east_x;v_west_x];
```

```
freq_htotal=hist(vtotal,intervalo);
```

```
freq_hpercent=freq_htotal/sum(freq_htotal);
```

```
htotal=(sum(freq_htotal))*1/6;
```

```
hfunc=(freq_hpercent.*htotal);
```

```

freq=hist(vtotal,intervalo);

plot(intervalo,freq/sum(freq))
xlabel('velocidade (m/s)')
ylabel('frequencia do vento')
title('Vento em todas as direções a 73m')

```

```

figure(7)
v1=linspace(0,25,25)
k=4,85;
c=10,44;
f=(k/c).*((v1/c).^(k-1)).*exp(-(v1/c).^k);

```

```

plot(v1,f);
xlabel('velocidade do vento (m/s)')
ylabel('frequencia acumulativa do vento')
title('Distribuição de Weibull')
grid on;

```

```

figure(8)
polarplot(direcao)

```

```

potencia=[0.0 2.0 14.0 38.0 77.0 141.0 228.0 336.0 480.0 645.0 744.0 780.0 810.0
810.0 810.0 810.0 810.0 810.0 810.0 810.0 810.0 810.0 810.0 810.0 810.0];
energia=potencia.*hfunc;
energ_total=sum(sum(energia))
pot_turbina=800;

```

```

figure(9)
plot(intervalo,potencia)
xlabel('velocidade do vento (m/s)')
ylabel('potencia (kWh)')
title('Curva de potencia')

```

HAEPC=energ_total/pot_turbina

F – Avaliação do sistema fotovoltaico - Pvsyst

Resumo do projeto			
Localização geográfica	Localização	Parâmetros projeto	
Lazareto	Latitude	16.87 °N	Albedo
Cape Verde	Longitude	-25.01 °W	0.20
	Altitude	6 m	
	Fuso horário	UTC-1	
Dados meteorológicos			
Lazareto			
Custom file - Imported			

Resumo do sistema			
Sistema acoplado à rede	Sem cenário 3D de sombras, sem sombras		
Orientação do plano dos módulos	Sombras próximas	Exigências do consumidor	
Plano fixo	Sem sombras	Carga ilimitada (rede)	
Inclinação/Azimute	17 / 0 °		
Informação do sistema			
Grupo FV	Inversores		
Número de módulos	304 unidades	Número de unidades	2 unidades
Pnom total	122 kWp	Pnom total	120 kWca
		Rácio Pnom	1.013

Resumo dos resultados					
Energia produzida	245.5 MWh/ano	Produção específica	2019 kWh/kWp/ano	Índice de perf. PR	87.51 %

Parâmetros gerais			
Sistema acoplado à rede	Sem cenário 3D de sombras, sem sombras		
Orientação do plano dos módulos	Configuração dos sheds	Modelos utilizados	
Orientação	No 3D scene defined	Transposição Perez	
Plano fixo		Difuso Perez, Meteororm	
Inclinação/Azimute	17 / 0 °	Cicumsolar separado	
Horizonte	Sombras próximas	Exigências do consumidor	
Sem horizonte	Sem sombras	Carga ilimitada (rede)	

Características do grupo FV			
Módulo FV	Inversor		
Fabricante	Generic	Fabricante	Generic
Modelo	TSM-400 DE09.08	Modelo	Sunny Tripower 60-10
(Parâmetros definidos pelo utilizador)		(Base de dados original do Pvsyst)	
Potência unitária	400 Wp	Potência unitária	60.0 kWca
Número de módulos FV	304 unidades	Número de inversores	2 unidades
Nominal (STC)	122 kWp	Potência total	120 kWca
Módulos	16 Strings x 19 Em série	Tensão de funcionamento	570-800 V
Em condições de func. (50°C)		Rácio Pnom (DC:AC)	1.01
Pmpp	112 kWp		
Umpp	601 V		
I mpp	187 A		
Potência FV total		Potência total inversor	
Nominal (STC)	122 kWp	Potência total	120 kWca
Total	304 módulos	N.º de inversores	2 unidades
Superfície módulos	584 m²	Rácio Pnom	1.01

Perdas do grupo			
Fator de perdas térm.	Perdas de cablagem DC	Perdas de qualidade dos módulos	
Temperatura módulos em função irradiância	Res. global do grupo	53 mΩ	Fração perdas
Uc (const.)	Fração perdas	1.5 % em STC	-1.3 %
Uv (vento)			
Perdas dos módulos com mismatch	Perdas devidas a mismatch, em fiadas	Fator de perda IAM	
Fração perdas	Fração perdas	Parametriz. ASHRAE: IAM = 1 – bom (1/cos i – 1)	
2.0 % no MPP	0.1 %	Param. bo	
		0.05	

Resultados principais

Produção do sistema

Energia produzida

245.5 MWh/ano

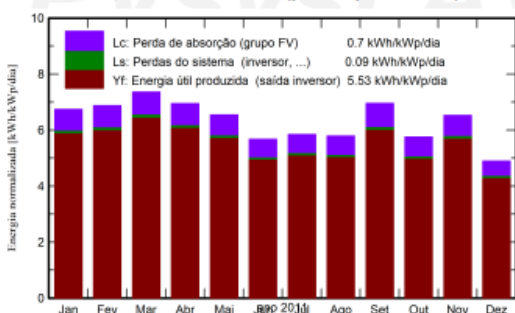
Produção específica

2019 kWh/kWp/ano

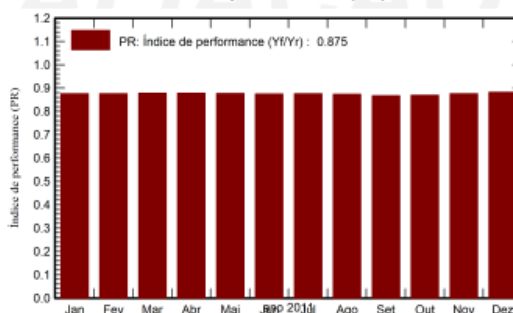
Índice de performance (PR)

87.51 %

Produções normalizadas (por kWp instalado)



Índice de performance (PR)



Balances e resultados principais

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR rácio
Jan. 11	172.7	44.35	23.33	209.1	204.3	22.66	22.27	0.876
Fev. 11	169.1	44.94	22.91	192.5	188.1	20.84	20.49	0.875
Mar. 11	214.7	53.36	22.47	228.3	223.1	24.79	24.37	0.878
Abr. 11	210.8	61.96	23.60	208.4	203.5	22.64	22.26	0.878
Mai. 11	217.1	69.78	24.71	202.9	197.4	22.00	21.63	0.877
Jun. 11	186.1	75.96	25.62	170.3	165.0	18.41	18.11	0.874
Jul. 11	195.2	79.81	26.15	181.3	176.1	19.62	19.30	0.875
Ago. 11	184.9	76.33	27.14	179.5	175.1	19.37	19.06	0.873
Set. 11	202.1	58.44	27.80	208.7	204.1	22.38	22.01	0.867
Out. 11	163.0	59.32	26.99	178.4	174.5	19.17	18.85	0.869
Nov. 11	165.3	47.35	24.30	195.8	191.3	21.21	20.86	0.876
Dez. 11	128.3	56.21	23.51	151.6	147.9	16.54	16.27	0.882
Ano	2209.4	727.81	24.89	2306.6	2250.3	249.62	245.46	0.875

Legendas

GlobHor Irradiação horizontal total

DiffHor Irradiação difusa horizontal

T_Amb Temperatura ambiente

GlobInc Incidência global no plano dos sensores

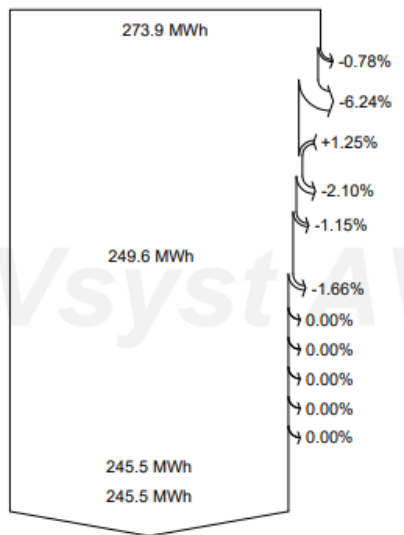
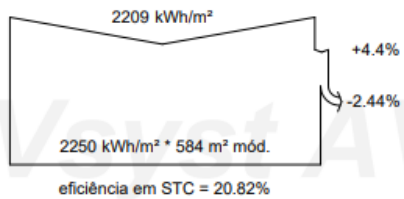
GlobEff Global efetivo, corrigido para IAM e sombras

EArray Energia efetiva à saída do grupo

E_Grid Energia injetada na rede

PR Índice de performance

Diagrama de perdas



Irradiação horizontal total

Incidência global no plano dos sensores

Fator de IAM no global

Irradiância efetiva nos sensores

Conversão FV

Energia nominal do grupo (de acordo com eficiência STC)

Perdas devido ao nível de irradiância

Perdas devido à temperatura do grupo

Perdas qualidade módulos

Perdas devidas a mismatch, módulos e fiadas

Perdas ôhmicas da cablagem

Energia virtual do grupo no MPP

Perdas inversor funcionamento (eficiência)

Perdas inversor, acima potência nominal

perda inversor, limite de corrente

Perdas inversor, acima tensão nominal

Perdas inversor, limite de potência

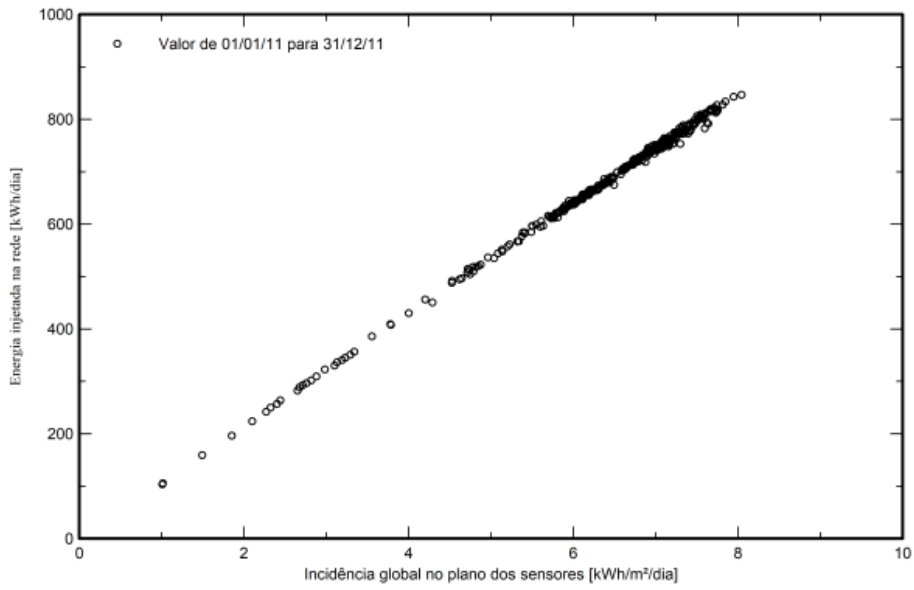
Perdas inversor, limite de tensão

Energia disponível à saída do inversor

Energia injetada na rede

Gráficos especiais

Diagrama de entrada / saída diário



Distribuição da potência à saída do sistema

