

Sistema de Armazenamento de Energia em Baterias para a Central Fotovoltaico da Ilha do Príncipe em São Tomé e Príncipe

GILMAR QUARESMA SOARES DOS RAMOS

Relatório de projeto para obtenção do grau de Mestre
em Energias Renováveis e Eficiência Energética

Orientador:

Professor Doutor Orlando Soares

Co-orientador:

Engenheiro Filipe Cunha Viana

Bragança, 2021

Agradecimentos

Em primeiro lugar, gostaria de agradecer à Deus pela vida.

O meu orientador, o Professor Doutor Orlando Manuel de Castro Ferreira Soares, da Escola Superior de Tecnologia e Gestão, do Instituto Politécnico de Bragança, pela ajuda, dedicação e orientação na elaboração deste trabalho.

Ao Engenheiro Filipe Cunha Viana, da Efacec, pelos 5 meses de grande aprendizagem e camaradagem partilhadas. O que no início do estágio era uma linguagem indecifrável, passou em poucos meses a fazer parte do meu vocabulário.

Aos meus pais (embora meu pai já não se encontra neste mundo) e aos meus irmãos: Cláudio Ramos, Margarida Ramos, Hélder Ramos, Ngangula Ramos e Redy Ramos, por me darem todo o suporte necessário para concluir todos os desafios com que me deparei, não só na minha vida académica como também no pessoal. Por me deixarem “sonhar” e depositarem em mim toda a confiança que sempre lhes pedi.

À Dídia Vanessa Nogueira Ferreira, a Sílvia da Costa Fernandes, a Antónia Maria Fernandes de Menezes e as minhas filhas, Katia Sofia Nogueira dos Ramos e a Érica Nogueira dos Ramos um agradecimento especial, por me apoiarem nos bons e maus momentos que tive, não só ao longo destes últimos meses de escrita da tese, como também dos últimos 2 anos e não só.

Ao professor Doutor Luís Frolen Ribeiro, pela amizade, consideração e compreensão ao longo destes 2 anos no IPB.

Ao meu colega de mestrado de Energias Renováveis e Eficiência Energética, Delton Trigueiros, pelas largas horas de estudo que partilhamos e por toda a amizade construída.

Uma palavra de gratidão a todos aqueles familiares e amigos que aqui não foram mencionados, mas que de uma forma ou outra, contribuíram para que este meu objectivo fosse alcançado.

Ao IPB, instituição que acolheu-me durante os 2 anos, como também a Efacec, por ter proporcionando-me estes 5 meses de estágio.

E por São Tomé e Príncipe, país maravilhoso que viu-me nascer!

Resumo

São Tomé e Príncipe foi uma colónia portuguesa por mais de 500 anos, mas após a independência e até então, tem atravessado uma crise energética sem precedente e sem fim a vista, o que não tem permitindo o seu desenvolvimento.

Os combustíveis fósseis são a principal fonte de energia primária consumida em São Tomé e Príncipe. Apesar de estar localizado no Golfo da Guiné, uma reconhecida zona petrolífera, até à data o país não é produtor de petróleo, ao contrário dos países vizinhos como a Nigéria, Camarões, Guiné Equatorial e Angola.

O país dispõe de recursos naturais como sol, água, florestas, mas o tipo da política praticada, não tem permitido um melhor aproveitamento das suas potencialidades em benefícios próprios, como uma alternativa aos combustíveis fósseis, na produção da energia elétrica.

O objetivo último deste trabalho desenvolvido ao longo do estágio é avaliar os impactos do recurso solar de São Tomé e Príncipe, em particular a Ilha do Príncipe, através do projeto BESS (Sistema de Armazenamento de Energia em Bateria) a fim de contribuir para uma estratégia de produção de energia, colmatando assim a carência energética que vem sofrendo.

O que se espera, é que São Tomé e Príncipe nesta nova era das renováveis, possa construir um setor energético seguro, eficiente, sustentável e sem dependência de combustíveis fósseis, fazendo uso dos recursos disponíveis localmente, com a necessidade de mudar a fonte de produção da energia elétrica, entre as quais energia fotovoltaico.

Palavra-chave: energia elétrica, produção, recursos naturais, sistema fotovoltaico

Abstract

São Tome and Principe was a Portuguese colony for over 500 years, but after independence and until then, it has been going through an unprecedented energy crisis with no end in sight, which has not allowed its development.

Fossil fuels are the main source of primary energy consumed in São Tomé and Príncipe. Despite being located in the Gulf of Guinea, a recognized oil zone, to date the country is not an oil producer, unlike neighboring countries such as Nigeria, Cameroon, Equatorial Guinea and Angola.

The country has natural resources such as sun, water, forests, but the type of policy used has not allowed for a better use of its potential for its own benefits, as an alternative to fossil fuels, in the production of electricity.

The ultimate objective of this work developed during the internship is to evaluate the impacts of the solar resource of São Tome and Principe, in private Principe island, through the BESS project (Battery Energy Storage System) in order to contribute to a strategy production of energy, thus filling the energy shortage that has been suffering.

What is expected is that São Tomé and Príncipe, in this new era of renewables, can build a safe, efficient, sustainable energy sector without dependence on fossil fuels, making use of locally available resources, with the need to change the source of production electricity, including photovoltaic energy.

Keywords: electricity, production, natural resources, photovoltaic system

Índice

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	Objetivo	2
1.2	Objetivo principal	2
1.3	Estrutura do Trabalho.....	3
2	ESTADO DE ARTE	4
2.1	Localização Geográfica de São Tomé e Príncipe.....	4
2.2	Caracterização do local	5
2.3	Plano de Desenvolvimento de Geração e Transmissão de Energia Elétrica	6
2.3.1	Situação atual	6
2.4	Plano de Desenvolvimento de Distribuição	8
2.4.1	Revisão da rede de distribuição de energia existente em São Tomé e Príncipe	8
2.4.2	Rede da Ilha de São Tomé.....	9
2.5	Rede da Ilha do Príncipe.....	10
2.6	Energia Solar	11
2.6.1	Introdução.....	11
2.6.2	Potencial Solar em São Tomé e Príncipe.....	12
2.7	Sistemas Fotovoltaicos	13
2.7.1	Constituição de um Sistema Fotovoltaico	13
2.8	Tipos de Sistemas	15
2.8.1	Sistemas Fotovoltaicos Autônomos.....	16
3	CASO DE ESTUDO	18
3.1	Localização	18
3.2	Arquitetura Geral do Sistema	19
3.3	Dimensionamento do Sistema Armazenamento de Energia.....	21
3.3.1	Módulo Fotovoltaico (painel).....	22
3.3.2	Inversor.....	24
3.3.3	Transformador 3800 kVA de média tensão	27
3.3.4	Armazenamento de bateria.....	29
3.3.5	Projeto de bloco de bateria	30
3.3.6	Descrição detalhada do sistema de bateria	31
3.3.7	Sistema de bateria proposto.....	32
3.3.8	Desempenho do sistema de bateria	33

3.3.8.1	Eficiência global de ida e volta do sistema de armazenamento de energias em baterias.....	34
3.3.9	Composição química da bateria	36
3.3.10	Topologia do sistema de bateria	37
3.3.11	Aparelhagem de média tensão.....	38
3.3.12	Sistema de controle e gestão.....	40
3.3.12.1	ES Controller e ES Manager	41
3.3.13	Descrição das principais funções do Sistema de Armazenamento de Energia em Bateria.....	43
3.3.14	Sistema AVAC	44
3.3.15	O Sistema de deteção e supressão de incêndio.....	46
3.3.15.1	Para Bloco PCS.....	46
3.3.15.2	Para bloco de bateria.....	47
4	ANÁLISE ECONÓMICA.....	49
4.1	Valor de investimento.....	49
4.2	Custos da energia do sistema solar em São Tomé e Príncipe.....	50
4.3	Taxa de Atualização	52
4.4	Valor Atualizado Líquido (VAL)	52
4.5	Taxa Interna de Retorno (TIR)	53
4.6	Custo Nivelado da Energia (LCOE)	53
4.7	Período de retorno de investimento (Payback).....	54
4.8	Período de amortização	55
4.9	Análise do Risco e da Incerteza.....	56
4.9.1	Análise de sensibilidade	56
4.9.2	Análise de cenários.....	56
4.9.3	Estimativa de Produção de energia	57
4.10	Gastos com fornecimentos e serviços externos.....	63
4.11	Gastos com Pessoal.....	63
4.12	Cálculo do Valor Residual.....	65
4.13	Avaliação de Cenários.....	65
5	CONCLUSÃO	67
6	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	70

Lista de Figuras

Figura 1: Carta da localização geográfica de São Tomé e Príncipe.	4
Figura 2: Mapa da Ilha do Príncipe.....	5
Figura 3: PHS-nº equivalente de horas à irradiação de $1\text{kW}/\text{m}^2$	11
Figura 4: Potencial solar em São Tomé e Príncipe.	12
Figura 5: Tipos de células fotovoltaicas em módulo FV.	14
Figura 6: Esquema de um sistema fotovoltaico autónomo.	15
Figura 7: Esquema de um sistema fotovoltaico ligado à rede.	16
Figura 8: Localização da Central FV da Ilha do Príncipe ($1^{\circ} 39' 28,80''\text{N}$, $7^{\circ} 24' 29,94''\text{E}$) ..	18
Figura 9: Arquitetura geral do sistema.....	20
Figura 10: Design do módulo e suas características.	21
Figura 11: Painel fotovoltaico e suas características.	23
Figura 12: Gráfico - Curva I-V do painel	23
Figura 13: Inversor EFACE EFASOLAR 1500V e suas caraterísticas.	25
Figura 14: Curvas de eficiência para o inversor EFASOLAR 1500 HV.....	26
Figura 15: Transformador de 3800 Efacec.	27
Figura 16: Curva de eficiência dos transformadores de 3,8 MVA.	28
Figura 17: Layot , de um bloco da bateria.	31
Figura 18: Tipologia do sistema de bateria.....	37
Figura 19: Caraterísticas do rack bateria - Série NESP200.	37
Figura 20: Características do módulo de bateria - Série NESP200.	38
Figura 21: Quadro de distribuição MT.	39
Figura 22: TPU S220-S.....	40
Figura 23: Hardware do controlador ES.	42
Figura 24: Extintores de aerossol.....	46
Figura 25: Bloco de baterias.	48
Figura 26: Produção mensal de energia fotovoltaico de ângulo fixo.....	58
Figura 27: Irradiação no plano mensal para o ângulo fixo	59

Lista de Tabelas

Tabela 1: Principais premissas para análise.....	7
Tabela 2: Estatística da rede de distribuição para o sistema interligado de São Tomé.	8
Tabela 3: Estatística da rede de distribuição para o sistema interligado de Príncipe.	9
Tabela 4: Carga da Ilha de São Tomé.....	10
Tabela 5: Carga da Ilha do Príncipe.....	10
Tabela 6: Características principais do Transformador de 3800Kva.....	28
Tabela 7: Principais características do armazenamento de energia em bateria para opção escolhida.	32
Tabela 8: Resumo do desempenho da solução da proposta.....	33
Tabela 9: Eficiência das baterias.....	35
Tabela 10: Elementos constituintes das células da bateria	36
Tabela 11: Quadro de distribuição de média tensão.	38
Tabela 12: Preços dos equipamentos	50
Tabela 13: Retorno de investimento	55
Tabela 14: Produção mensal de energia do sistema fotovoltaico (Kwh).....	59
Tabela 15: Produção da Irradiação no plano mensal para ângulo fixo	60
Tabela 16: Energia produzida e preço de venda	60
Tabela 17: Cash-flows	61
Tabela 18: Cash-flows (continuidade).....	61
Tabela 19: Gastos com pessoal	63
Tabela 20: Gastos com pessoal	64
Tabela 21: Valor residual.....	65
Tabela 22: Sumário dos Cenários.....	66

Abreviaturas e Acrónimos

AC/DC – Corrente Alternada (do inglês: Alternating Current) / Corrente Contínua

(do inglês: Direct Current)

ALER – Associação Lusófonas de Energias Renováveis

BCE – Banco Central Europeu

BESS – Sistema de Armazenamento de Energia da Bateria (do inglês: Battery Energy Storage System)

BM – Banco Mundial

CAPEX – Custo de Investimento

DGRNE – Direção Geral dos Recursos Naturais e Energia

EDP R – Energias de Portugal Renováveis

ESTiG – Escola Superior de Tecnologia e Gestão

EMAE – Empresa de Água e Eletricidade

ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

FRE – Fontes Renováveis de Energia

FMI – Fundo Monetário Internacional

GEE – Gases com Efeito de Estufas

IPB – Instituto Politécnico de Bragança

LCOE – Custo Nivelado de Energia

LCDP – Plano de Desenvolvimento de Menor Custo

O&M – Operação e Manutenção

OPEX – Despesas Operacionais

RAP – Região Autónoma do Príncipe

RESP – Rede Elétrica de Serviço Público

RJSE - Regime Jurídico do Setor Energético

ROI – Retorno do Investimento

RTIBT – Regras Técnicas de Instalações de Baixa Tensão

- SEN** – Sistema de Energético Nacional
- SIDS** - Pequenos Estados Insulares em Desenvolvimento (do inglês: Small Island Developing States)
- STP** – São Tomé e Príncipe
- TIR** – Taxa Interna de Rentabilidade
- UPP** – Unidade de Pequena Produção
- UPAC** – Unidade de Produção para Autoconsumo
- VAL** – Valor Líquido Atualizado

Unidades:

- \$** - Dolar
- \$/kWh** - Dolar por kilo Watt hora
- €** - Euro
- €/kWh** - Euro por kilo Watt hora
- c€** - Cêntimos de Euro
- c€/kWh** - Cêntimos por kilo Watt hora
- GW** - Giga Watt
- GWh** - Giga Watt hora
- GWp** - Giga Watt pico
- kVA** - Kilo Volt Ampere
- kWh** - Kilo Watt hora
- MW** - Mega Watt
- MWh** - Mega Watt hora
- MWp** - Mega Watt pico
- W** - Watt

1. INTRODUÇÃO

A produção de energia eléctrica a partir de fontes renováveis tem sido um tema que cada vez tem mais aderência por parte de utilizadores. São Tomé e Príncipe (STP) é um país de oportunidades. O potencial energético é vasto e não se resume apenas ao carvão ou lenha. O país tem alguns cursos de água com enorme potencial para produzir energia eléctrica. Tem um elevado potencial de radiação solar ao longo de todo o território nacional e durante os 12 meses do ano. Tem florestas, palmares em áreas extensas, e todas estas fontes renováveis podem ser convertidas em energia eléctrica. A Central Hidroeléctrica de Contador, com os seus 2,0 MW instalados, e com mais de 50 anos de existência, é a única atualmente em funcionamento e a principal fonte renovável de geração de electricidade do país. A fonte energética solar, com fortes potencialidades descentralizadas, constitui um potencial energético para os santomenses nas áreas rurais e periurbanas. Desde a era colonial que STP vem apostando e pretende intensificar o aproveitamento do potencial renovável, particularmente no setor de hidroeléctrica, a fim de levar cada vez mais energia, com qualidade, e sobretudo, para atender a necessidade de redução de atual fonte primária e principal de energia eléctrica no país, o gasóleo (diesel).

A energia, sobretudo a energia eléctrica é um fator fundamental no desenvolvimento socio-económico de São Tomé e Príncipe e está patente como um dos pilares prioritário das ações do Governo.

A fim de transformar pequenas iniciativas das comunidades interiores em ações de transformação e diversificação da economia, o Governo tem enveredado esforços em aumento de capacidade energética assim como extensão de redes de distribuição às comunidades outrora isoladas.

Atualmente a produção de energia é mais de 90% através de combustíveis fósseis, sobretudo o gasóleo. Este, além de pesar fortemente a balança financeira do país, é um modo de produção que contraria os princípios de um desenvolvimento sustentável para o país. Assim o Governo tem procurado junto aos parceiros de desenvolvimento, desenvolver ações que ajudem o país a cumprir os seus desafios do desenvolvimento assente sobre três pilares de desenvolvimento sustentável nomeadamente: Económico, Social e Ambiental.

A descentralização dos grandes centros de produção e as atualizações legislativas contribuíram para o aumento do interesse em sistemas autónomos para autoconsumo.

Este sistema de armazenamento de energia da família FLEXERGY, da Efacec, é constituído por duas (2) opções da solução BESS (*Battery Energy Storage System*). Todas as soluções projetadas são compostas tanto por Blocos de Bateria (*containers*) e Blocos PCS (Sistema de Conversão de Energia), como soluções *High Cube* metálicas [4].

1.1 Objetivo

O projeto tem como objetivo, a implementação de um sistema de armazenamento de energia em baterias (BESS) através da construção de uma central fotovoltaica próximo do aeroporto na Ilha do Príncipe na capital São António.

A energia produzida pelo sistema fotovoltaico destina-se a rede elétrica da Ilha. Pretende-se, desta forma, reduzir o valor da fatura energética ao longo do ano e a dependência dos combustíveis fósseis, tendo em conta o baixo poder económico e financeiro que o país no seu todo dispõe.

1.2 Objetivo principal

O objetivo principal deste projeto inicial é definir as características técnicas gerais e com os requisitos mínimos para selecionar uma empresa potencial, com capacidade e experiência, para realizar o fornecimento de acordo com a Documentação da RFP (*request for proposal*) e a capital de nome Santo António.

Assim, pretende-se instalar um sistema de armazenamento de energia de bateria (BESS) DC acoplado a um sistema fotovoltaico 4,75 MWp / 3,5 MWac.

1.3 Estrutura do Trabalho

O primeiro capítulo fala sobre a proposta do trabalho quanto o seu objetivo principal.

O segundo capítulo, está relacionado com a caracterização do trabalho quanto a sua localização, um olhar sobre o sistema fotovoltaico, sistema solar e o resumo acerca do sistema energético do país da implementação do projeto.

O terceiro capítulo, é sobre análise técnica, isto envolve o dimensionamento fotovoltaico, e o tipo de equipamento a serem utilizados.

O quarto capítulo, é sobre a análise económica, cálculo da energia produzida, avaliação dos valores dos preços e do investimento, está relacionado com avaliação de simulações realizadas no trabalho em estudo.

O quinto capítulo, tem haver com conclusão do trabalho, onde são estipuladas a visão/parecer de todo o trabalho, e as recomendações a seguir, tendo em conta o desfecho do trabalho.

2. ESTADO DE ARTE

2.1 Localização Geográfica de São Tomé e Príncipe

A República Democrática de São Tomé e Príncipe, doravante São Tomé e Príncipe, é um Estado constituído por duas pequenas ilhas localizadas a cerca de 140 km de distância uma da outra e vários ilhéus. A sua extensão total é de 1001 km², tendo a ilha de São Tomé e os seus ilhéus adjacentes 859 km² de superfície e a ilha do Príncipe, incluindo os ilhéus adjacentes, 142 km². A Zona Económica Exclusiva referente ao país tem uma extensão marítima de 170.000 km². Dadas as suas características, São Tomé e Príncipe integra o grupo de Pequenos Estados Insulares em Desenvolvimento (SIDS).

O arquipélago de São Tomé e Príncipe está situado no Golfo da Guiné, a aproximadamente 300 km da costa da África Central, a noroeste da costa do Gabão, entre os paralelos 1°45' Norte e 0°01' Sul e os meridianos 6°26' e 7°30' Este, como consta na Figura 1 [4].

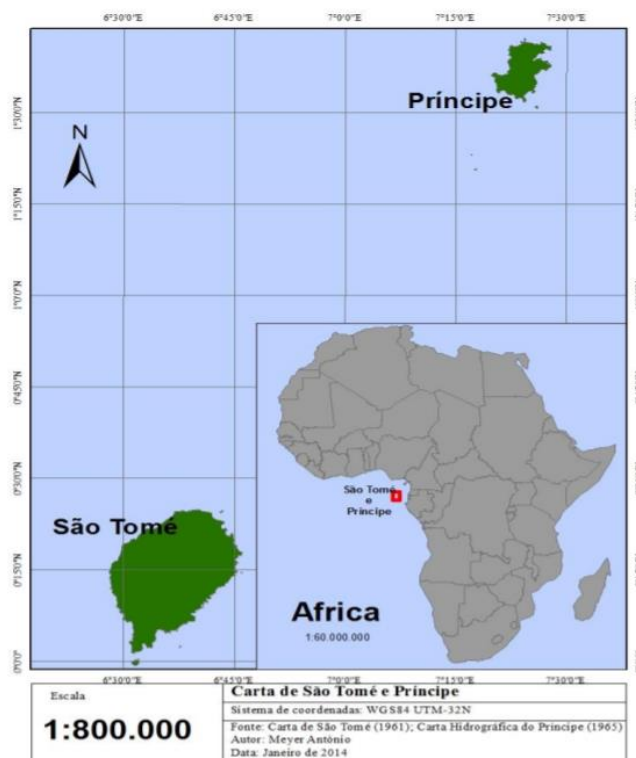


Figura 1:Carta da localização geográfica de São Tomé e Príncipe.

Fonte: [4].

2.2 Caracterização do local

A Ilha do Príncipe/Região Autónoma do Príncipe é a segunda maior ilha do arquipélago de São Tomé e Príncipe, a ilha do Príncipe situa-se a nordeste da Ilha de São Tomé a cerca de 140 km de distância, no Golfo da Guiné. De origem vulcânica, com uma área e de 142 km² e com comprimento máximo de 31,1 km, com uma vegetação densa e clima equatorial, a ilha é muito acidentada, atingindo 948 metros no Pico do Príncipe, localizado no sul da ilha e que faz parte do Parque Natural Ôbo. (Figura 2).

No interior da Ilha do Príncipe existe uma floresta tropical densa, onde a flora é bastante diversificada. A ilha do Príncipe é também um santuário da vida selvagem, pois podem ser observadas muitas espécies raras de animais (especialmente aves).

A capital da Ilha do Príncipe é a cidade de Santo António, carinhosamente apelidada como a cidade mais pequena do mundo. A região possui aproximadamente 8000 habitantes, dados do último recenseamento geral da população de 2012, quase metade deste número são crianças. A população concentra-se no centro e norte da Ilha – 2000 pessoas vivem na cidade e o restante nas comunidades, nesta simpática cidade, encontram-se edifícios de arquitetura colonial e algumas ruínas de beleza singular. O sul da ilha é ainda virgem e inabitado [4].

Quanto ao clima é mesmo idêntico ao de São Tomé, um clima tropical húmido que varia entre 26°/30° Celcius.



Figura 2: Mapa da Ilha do Príncipe.

Fonte: [12]

2.3 Plano de Desenvolvimento de Geração e Transmissão de Energia Elétrica

2.3.1 Situação atual

A produção de energia no sistema interligado de São Tomé e Príncipe é uma combinação de geração térmica a óleo combustível leve (diesel) e geração hidroelétrica, embora no caso da Ilha do Príncipe toda a geração disponível é térmica.

A mistura de geração de energia disponível em São Tomé é 92,4% térmica (18,35 MW) e 7,6% hidro (1,50 MW), dando um total de 19,85 MW. Isto é insuficiente para satisfazer a procura máxima, que foi cerca de 20,8 MW em 2017. A potência instalada deve ser capaz de satisfazer a procura de pico e proporcionar uma margem de reserva (tipicamente pelo menos 10% da procura máxima) para permitir que o sistema continuar operando sem déficit no abastecimento durante os períodos em que alguns geradores estão indisponíveis devido a falhas planeadas ou não.

As necessidades de ativos futuros do setor de energia são determinadas principalmente pelo alvo para cobrir a procura futura. Para o efeito, o fator-chave para garantir a sustentabilidade do abastecimento é assegurar que há suficiente capacidade de geração de energia e rede de capacidade suficiente para fornecer a previsão de procura máxima do sistema a cada ano para o futuro *wheeling* (rodando). Tal equilíbrio geração/fornecimento deve ser assegurado para evitar a falta de energia e a limitação de carga, que são indesejáveis.

Os três tipos de sistema de energia presentes em São Tomé são: o sistema interligado (ou sistema principal), os sistemas isolados (que têm a sua própria geração e uma pequena rede) e sistemas *off grid*. Os três tipos de sistemas foram incluídos na análise, mas o foco é sobre os planos de desenvolvimento para o sistema interligado.

O Plano de Desenvolvimento de Menor Custo (LCDP) foi determinado para o período de 2018-2035 para São Tomé e Príncipe, com base na previsão de procura desenvolvida para o mesmo período e apresentadas no relatório de projeção de procura.

A seguinte abordagem passo-a-passo foi implementada:

1. Identificação de uma seleção de projetos candidatos adequados, e classificá-las com base no seu Custo Nivelado de Energia (LCOE) - incluindo os custos de conexão de rede, quando for o caso - para cada ano do período de simulação;

2. Determinação das necessidades de capacidade adicionais, para cada ano do período de simulação, com base em previsões de procura, cronogramas de desmantelamento para ativos existentes justificados neste relatório, e metas de margem de reserva, que são 10% em São Tomé e de 20% no Príncipe;

3. Para cada ano, onde há necessidades adicionais de capacidade, o déficit na oferta é recomendado para ser atendido por projetos candidatos, selecionados em ordem crescente de LCOE [3].

As tabelas a seguir 1 e 2 resumem os principais pressupostos para a análise do Caso Base de Plano de Desenvolvimento de Mínimo Custo LCDP em São Tomé e Príncipe.

Tabela 1: Principais premissas para análise.

Fonte: [3]

Suposição	São Tomé	Príncipe
Previsão de procura	<p>Caso Base de Previsão de Procura: O pico de procura irrestrita deve crescer de 20,8 MW em 2017 para 51,7 MW em 2035.</p> <p>A taxa de crescimento anual é de 5,2%.</p>	<p>Caso Base de Previsão de Procura: O pico de procura irrestrita deve crescer de 1,9 MW em 2017 para 3,9 MW em 2035.</p> <p>A taxa de crescimento anual é de 4,0%.</p>
Taxa de desconto	<p>Os custos de capital do investimento são descontados usando uma taxa de desconto econômica de 2% (definida igual ao custo histórico de capital dos investimentos do setor de energia no país).</p> <p><i>Por se tratar de uma taxa de desconto econômico, o valor de referência de 2% não visa descrever nem prescrever as condições de financiamento de investimentos futuros, para os quais, em nossa visão, a participação do setor privado deve ser ativamente incentivada.</i></p> <p><i>A sensibilidade dos resultados a essa suposição é exaustivamente revisada mais adiante no relatório.</i></p>	
Política de desenvolvimento	<p>A parcela da capacidade instalada de projetos de energia renovável deve estar na faixa de 50%, em 2030, em São Tomé e Príncipe.</p>	

2.4 Plano de Desenvolvimento de Distribuição

2.4.1 Revisão da rede de distribuição de energia existente em São Tomé e Príncipe

O sistema de distribuição de energia em São Tomé e Príncipe compreende circuitos de média tensão (MT) em 6 circuitos kV (kilovolts) e BT (baixa tensão) em 0,4 kV, incluindo uma combinação de linhas aéreas e cabos subterrâneos. Tensão padrão para a distribuição de energia em Príncipe e que também constitui a maior parte da rede que serve São Tomé capital, é de 6 kV.

Cabos subterrâneos estão presentes nas áreas urbanas de São Tomé capital e da cidade de Santo António em Príncipe. As estatísticas sobre os ativos de rede de distribuição, abrangendo tanto São Tomé e do Príncipe são apresentadas nas Tabelas 2 e 3. Estes valores utilizados, são para derivar estatísticas de rede para cada ilha. Estes formam a base de suposições sobre as redes existentes para o desenvolvimento do plano de distribuição de energia [3].

Tabela 2: Estatísticas da rede de distribuição para o sistema interligado de São Tomé.

Fonte:[3]

Adições (unidades)	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Transformadores de MV / LV (quantidade)	14	14	10	11	12	11	12	13	10	10	11	11	12	12	12	13	13	14
Transformadores de MV / LV (MVA)	3,3	3,6	2,6	2,6	2,9	3,0	3,0	3,1	2,5	2,6	2,7	2,8	2,9	3,0	3,1	3,2	3,3	3,4
Linhas aéreas MV (km)	15,4	15,4	11,0	12,1	13,2	12,1	13,2	14,3	11,0	11,0	12,1	12,1	13,2	13,2	13,2	14,3	14,3	15,4
Cabos MV Subterrâneo (km)	4,0	4,0	2,8	3,1	3,4	3,1	3,4	3,7	2,8	2,8	3,1	3,1	3,4	3,4	3,4	3,7	3,7	4,0
Linhas aéreas LV (km)	20,7	20,5	17,0	16,9	17,5	18,0	18,6	19,2	14,3	14,6	15,0	15,3	15,6	16,0	16,2	16,5	16,8	16,9
Cabos LV Subterrâneo (km)	3,5	3,5	2,9	2,9	3,0	3,1	3,1	3,2	2,4	2,5	2,5	2,6	2,6	2,7	2,7	2,8	2,8	2,9

Tabela 3: Estatísticas da rede de distribuição para o sistema interligado de Príncipe.

Fonte: [3]

ADITIVOS	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Transformadores de MV / LV (quantidade)	2	2	1	2	2	1	2	2	2	1	2	1	2	2	2	2	2	2
Transformadores de MV / LV (MVA)	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3
Linhas aéreas MV (km)	1,8	1,8	0,9	1,8	1,8	0,9	1,8	1,8	1,8	0,9	1,8	0,9	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
Cabos MV Subterrâneo (km)	0,5	0,5	0,2	0,5	0,5	0,2	0,5	0,5	0,5	0,2	0,5	0,2	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Linhas aéreas LV (km)	0,7	0,9	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8
Cabos LV Subterrâneo (km)	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1

A expansão e densificação de uma rede de distribuição de potência, embora não sendo inteiramente previsível, tende a seguir tendências onde rácios típicos permanecem estáveis. Estas proporções e / ou parâmetros estão relacionados com a natureza intrínseca de um sistema de distribuição, em que a distribuição de energia aos consumidores finais envolve transformadores de redução de tensão, interligados por condutores de MT, os que fornecem de energia por sua vez aos consumidores finais através de transformadores MT / BT e condutores de baixa tensão [3].

2.4.2 Rede da Ilha de São Tomé

De acordo com as informações recolhidas do relatório final de plano de desenvolvimento de menor custo, a rede de São Tomé é composta principalmente por linhas aéreas de 30 kV com algumas áreas onde são utilizados cabos de 6 kV.

Os dados de pico de procura para cada região de São Tomé previsto para 2018 foi de 22,2 MW. No entanto, a produção total disponível em 2018 foi de apenas 19,85 MW. Assim, a procura para os modelos de 2018 foi reduzida em conformidade para alcançar este equilíbrio de potência. A produção total, assumindo a quantidade adequada de reservas de contingência (isto é, tendo em conta a contingência em que a unidade de maiores dimensões é acionada) foi de 18,1 MW. Neste nível de produção, as perdas de transmissão e distribuição foram de cerca de 0,9 MW. Assim, o pico de carga foi diminuído para cerca de 17,2 MW.

Até 2028 esperam-se duas novas cargas industriais no sistema: o porto marítimo de águas profundas proposto e o novo aeroporto internacional. Estes foram modelados como

cargas fixas que são especificadas em separado da carga regional. As cargas regionais concentradas de São Tomé para 2018 e 2028 (80% e 100%) são apresentadas em Tabela 4 [3].

Tabela 4: Carga da Ilha de São Tomé.

Fonte: [3].

Região	Carga de 2018 (MW)	Carga de 2028 (MW)	
		Carga a 80%	Carga a 100%
Agua Grande	12,65	19,12	23,9
Cantagalo	1,00	2,24	2,80
Lemba	0,70	1,20	1,50
Lobata	0,46	1,44	1,80
Me-Zochi	2,40	4,24	5,30
<i>Large Loads</i>			
Porto De Aguas Profundas	-	4,00	4,00
Requalificacao do Aeroporto	-	1,50	1,50
Total	17,21	33,74	40,80

2.5 Rede da Ilha do Príncipe

Também a rede da Ilha Príncipe, das informações das obtidas do mesmo relatório final do plano de desenvolvimento de menor custo, a rede é composta principalmente por linhas aéreas de 6 kV e alguns cabos subterrâneos.

O pico de carga em 2018 (2,0 MW) assumiu uma produção sem restrições; no entanto isso ultrapassou a produção total disponível de 1,8 MW em 2018. O pico de procura com restrições em 2018 foi reduzido para 1,7 MW para ter em conta as perdas de rede e a produção disponível. O pico de procura em 2018 e 2028 é apresentado em Tabela5 [3].

Tabela 5: Carga da Ilha do Príncipe.

Fonte: [3].

Região	Carga de 2018 (MW)	Carga de 2028 (MW)
Príncipe	1,7	3,1

2.6 Energia Solar

2.6.1 Introdução

A energia emitida pelo Sol chega à Terra em forma de ondas eletromagnéticas que se podem propagar no ar, água, vidro ou outros materiais transparentes e vazio. Este efeito é denominado por radiação solar. A intensidade com que a radiação solar atinge a Terra é designada por irradiância. Enquanto a unidade padrão associada à radiação é o watt [W], na irradiância é o watt por metro quadrado [W/m^2]. A irradiância global anual é obtida pela radiação solar que incide na superfície terrestre durante um ano, e é medida em watt-hora por metro quadrado [Wh/m^2]. O valor da irradiação solar diurna e anual depende da distância entre o Sol e a Terra, de parâmetros geográficos e das condições atmosféricas. Analisando na perspectiva de um módulo fotovoltaico, a irradiância que nele incide em qualquer momento é afetada pela sua localização geográfica, a sua posição em relação ao Sol (orientação e inclinação), a época do ano e pelas condições atmosféricas. Durante o decorrer do ano a distância entre o Sol e a Terra varia e, por consequência, também a irradiância varia entre $1325 \text{ W}/\text{m}^2$ e $1412 \text{ W}/\text{m}^2$, sendo o valor médio é de $1367 \text{ W}/\text{m}^2$. Contudo só uma parte da quantidade total da irradiância solar atinge a superfície terrestre, devido à sua reflexão, absorção e dispersão pela passagem na atmosfera. Ao meio-dia, em boas condições climáticas, independentemente da localização, a irradiância é cerca de $1000 \text{ W}/\text{m}^2$ como mostra na Figura 3 [5].

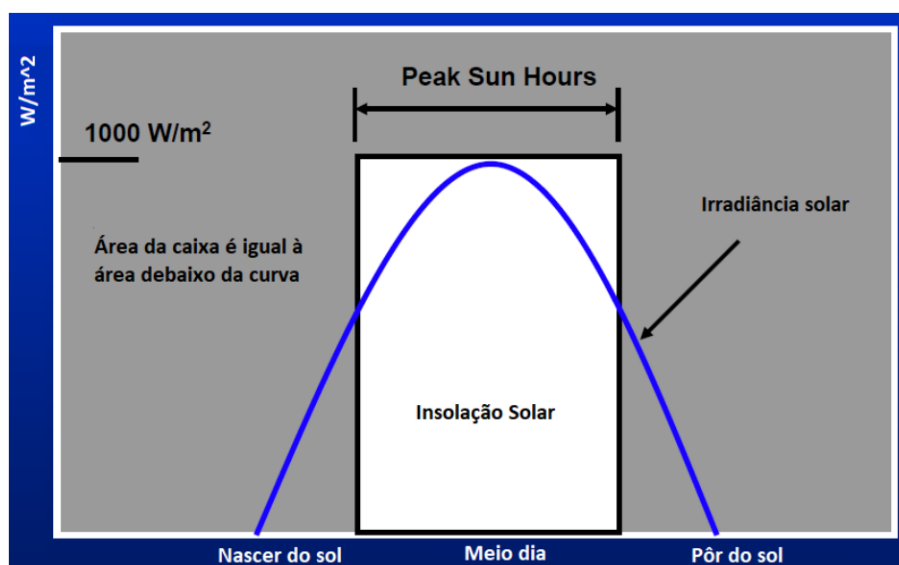


Figura 3: PHS-nº equivalente de horas à irradiação de $1\text{kW}/\text{m}^2$.

Fonte: [11].

2.6.2 Potencial Solar em São Tomé e Príncipe

A localização geográfica de São Tomé e Príncipe proporciona condições favoráveis para a produção de eletricidade através de painéis fotovoltaicos. No que diz respeito à energia solar térmica, o clima em São Tomé e Príncipe apresenta poucos dias sem nuvens o que pode afetar o seu rendimento, já que está dependente da radiação solar direta.



Figura 4: Potencial solar em São Tomé e Príncipe.

Fonte: [4].

O potencial solar ao nível geral em São Tomé e Príncipe ronda os 4000 kWh/kWp para as áreas suscetíveis de desenvolvimento de centrais solares PV, com foco para as regiões norte e nordeste, de acordo com os dados do *Global Solar Atlas do Banco Mundial*.

Apesar da inexistência de um estudo especializado ao nível nacional sobre energia solar, existe um estudo sobre o potencial solar no distrito de Lobata (localiza-se a norte da ilha de São Tomé), elaborado pela ONG TESE no quadro do projeto de Adaptação às Mudanças Climáticas.

Os dados foram estimados através do Solar *Radiation Area do ArcToolBox* e baseados nos parâmetros utilizados na medição da radiação solar na zona do aeroporto pelo INM (Instituto Nacional de Meteorologia), o que infere que nos distritos de Água Grande e Lobata o potencial solar não varia muito, dependendo apenas da localização da zona de exposição à radiação. Os resultados do estudo apontam para 1760 horas de sol ao longo do ano, descendo para 1300 horas entre 500 a 1000 metros de altitude e uma radiação entre 1800 e 4350 Wh/m²/dia, dependendo do local de exposição (Figura 4).

Na RAP (Região Autónoma do Príncipe), a empresa HBD com o apoio da EDP, tem desenvolvido em parceria com o Governo Regional alguns levantamentos de capacidade e potencial de energias renováveis, incluindo a energia solar fotovoltaicos. Foi instalado no ilhéu Bombom (localiza na Ilha do Príncipe) um pirómetro que registou e forneceu dados sobre o potencial solar naquela região (EDP, 2015). A produção anual estimada foi de cerca de 1035 kWh/kWp/ano, o que compara com cerca de 1500 kWh/kWp/ano, em média, em Portugal continental [4].

2.7 Sistemas Fotovoltaicos

2.7.1 Constituição de um Sistema Fotovoltaico

Os sistemas fotovoltaicos são capazes de gerar energia elétrica através das chamadas células fotovoltaicas. As células fotovoltaicas são feitas de materiais como demonstra na Figura 5, capazes de transformar a radiação solar diretamente em energia elétrica através do chamado “efeito fotovoltaico”. Atualmente, o material mais difundido para este uso é o silício cristalino.

O efeito fotovoltaico acontece quando a luz solar, através de seus fótons, é absorvida pela célula fotovoltaica com determinadas características. A energia dos fótons da luz é transferida para os eletrões que então ganham a capacidade de movimentar-se. O movimento dos eletrões, por sua vez, gera a corrente elétrica.

As células fotovoltaicas podem ser dispostas de diversas formas, sendo a mais utilizada a montagem de painéis ou módulos solares. Além dos painéis fotovoltaicos, também se utilizam filmes flexíveis, com as mesmas características, ou até mesmo a incorporação das células em outros materiais, como o vidro. As diferentes formas com que são montadas as células se prestam à adequação do uso, por um lado maximizando a eficiência e por outro se adequando às possibilidades ou necessidades arquitetônicas [6].

Aspetto de módulos FV com diferentes tipos de células



Figura 5: Tipos de células fotovoltaicas em módulo FV.

Fonte:[11].

2.8 Tipos de Sistemas

Os sistemas fotovoltaicos podem ser divididos em sistemas ligados à rede (*on-grid*) e em sistemas autónomos (*off-grid*). No último caso, o aproveitamento da energia solar precisa de ser ajustado à procura energética. Uma vez que a energia produzida não corresponde (na maior parte das vezes) à procura pontual de energia de um consumidor concreto, torna-se obrigatório considerar um sistema de armazenamento (baterias) e meios de apoio complementares de produção de energia (sistemas híbridos).

A aplicação de sistemas autónomos aplica-se onde o fornecimento de energia através da rede pública de distribuição de energia eléctrica não se verifica, quer por razões técnicas quer por questões económicas, e está associada a países em desenvolvimento (ou regiões remotas relativamente às grandes cidades). Na prática os sistemas autónomos precisam de acumular energia, para compensar as diferenças de tempo existentes entre a produção de energia e a sua procura. As baterias recarregáveis são consideradas apropriadas como acumuladores de energia. Em geral a utilização de acumuladores obriga a que se torne indispensável a utilização de um regulador de carga adequado que faça a gestão do processo de carga, por forma a proteger e garantir uma elevada fiabilidade e um maior tempo de vida útil dos acumuladores. Assim sendo, um sistema autónomo típico consta dos seguintes componentes: Gerador fotovoltaico (um ou vários módulos fotovoltaicos, maioritariamente dispostos em paralelo); regulador de carga; baterias e inversor. A Figura 6 mostra a configuração típica de um sistema autónomo [7].

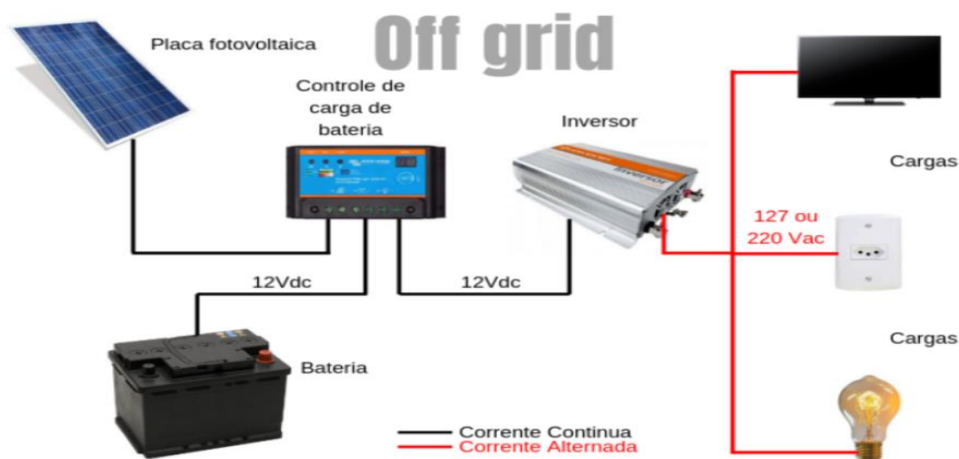


Figura 6:Esquema de um sistema fotovoltaico autónomo.

Fonte: [10]

Os sistemas ligados à rede são normalmente compostos pelos seguintes componentes: Gerador fotovoltaico (vários módulos fotovoltaicos dispostos em série e em paralelo, com estruturas de suporte e de montagem); Inversor. A Figura 7 mostra a configuração típica de um sistema ligado à rede.

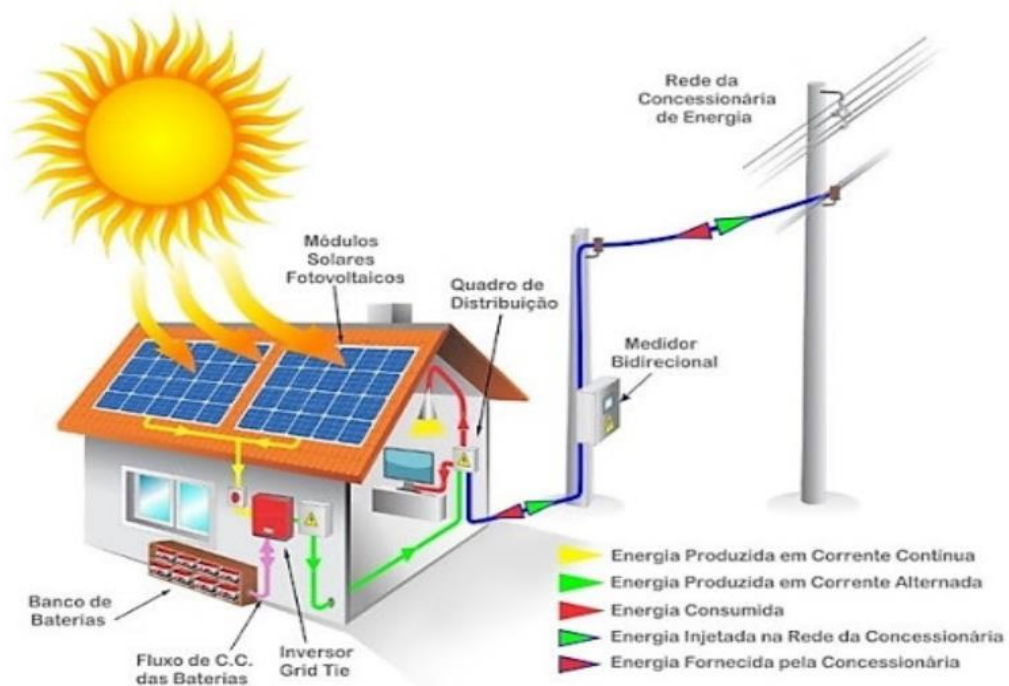


Figura 7:Esquema de um sistema fotovoltaico ligado à rede.

Fonte: [10]

2.8.1 Sistemas Fotovoltaicos Autônomos

O sistema fotovoltaico autônomo é comumente composto de conjunto de placas fotovoltaicas, controlador de carga e bateria e para essa aplicação um inversor de tensão contínua para tensão alternada. Os módulos fotovoltaicos produzem corrente contínua sendo assim para essa ocasião há necessidade de converter essa corrente contínua em corrente alternada para alimentar lâmpadas, aparelhos eletrodomésticos, computadores ou qualquer outro equipamento que normalmente é alimentado pelas redes elétricas de corrente alternada. É requerido o uso de baterias sempre empregado em conjunto com um controlador de carga que nada mais é do que um carregador de bateria para aplicações que utilizam sistemas

fotovoltaicos. O controlador de carga é necessário para prolongar a vida útil, protegendo de sobrecarga ou descargas excessivas.

Nos sistemas autónomos a geração de energia elétrica e o consumo nem sempre coincide devido as condições climáticas intermitentes e aleatórias no que tange a radiação solar ao longo das horas, minutos e segundos. Sendo assim o uso de baterias ou banco de baterias se faz necessária para fornecer energia constante e para evitar desperdício de energia quando o consumo é baixo, permitindo o armazenamento para uso posterior em momentos que tiver pouca ou nenhuma radiação solar, períodos noturnos, dias nublados ou chuvosos.

Os sistemas fotovoltaicos obrigatoriamente necessitam de baterias, portanto, há necessidade de um controlador de carga, onde sua principal função é fazer a correta conexão entre o painel fotovoltaico e a bateria evitando que a bateria seja sobrecarregada ou descarregada excessivamente. Os controladores carregam as baterias respeitando a curva de carga, o que tende a aumentar e maximizar a utilização da mesma.

Os sistemas fotovoltaicos autónomos são destinados em locais não atendidos por uma rede elétrica, podem ser usados para fornecer energia elétrica em residências de zonas rurais ou lugares onde a energia elétrica não esteja disponível.

Os sistemas fotovoltaicos exigem pouca manutenção, são silenciosos e não precisam de abastecimento de combustível. Os sistemas autónomos encontram aplicação na iluminação pública, sinalização de estradas, na alimentação de sistemas de telecomunicações e carregamento de baterias de veículos terrestres e náuticos [7].

3 CASO DE ESTUDO

3.1 Localização

O local destinado para implementação do projeto de armazenamento de energia por bateria, que hoje é atualmente um projeto da EDP Renováveis, segundo o relatório do plano final de desenvolvimento de menor custo, elaborado pelo Banco Mundial, em 2015, a EDP já tinha feito o levantamento do local onde tinha feito o seguinte diagnóstico:

[Para a Ilha do Príncipe, o estudo “Atualização e reconfiguração do sistema elétrico da Ilha de Príncipe” entregue pela EDP em 2015, identificou potencial por até 2 MWp de geração de energia solar em Príncipe, também ao lado do aeroporto].

De recordar que o potencial identificado, atualmente aumentou para 4,75 MWp.

O ainda relatório do Banco Mundial, citando a trabalho feito pela EDP em 2015, diz o seguinte:

O referido local como consta na Figura 8 tem a vantagem de ser plano, sem vegetação alta nas proximidades e estão perto de centros de infraestrutura e de carga existentes [3].



Figura 8: Localização da Central FV da Ilha do Príncipe (1° 39' 28,80 "N, 7° 24' 29,94" E)

Fonte: Google Maps.

Quando se pretende instalar um sistema fotovoltaico de produção de autoconsumo, o primeiro passo é realizar uma avaliação da viabilidade do projeto. Isto quer dizer, que o projeto deve ter garantias de ser vantajoso para se proceder à instalação do mesmo e devem

ser analisadas outras opções. Para ser efetuado este tipo de avaliação torna-se necessário conhecer as características da radiação solar no local onde se pretende instalar o sistema. No caso de se verificar que se deve proceder à instalação do sistema autónomo, então deve recolher-se mais informação relativa aos pontos enumerados a seguir:

- Objetivo concreto do sistema fotovoltaico;
- Planeamento e expansão futura do sistema;
- Avaliação dos consumos do sistema;
- Estabelecimento de um padrão de utilização do sistema fotovoltaico;
- Estabelecer o nível de segurança do abastecimento dos consumos;
- Avaliar a logística da instalação.

3.2 Arquitetura Geral do Sistema

A arquitetura funcional do sistema de armazenamento de energia em bateria é apresentada na Figura 9. Esta arquitetura ilustra os principais equipamentos e suas interfaces de alimentação e comunicação, bem como a integração da solução oferecida com os sistemas EDPR SCADA. A arquitetura é geralmente aplicável a todas as opções, considerando as diferenças no número de racks de bateria, potência do conversor e transformador [1].

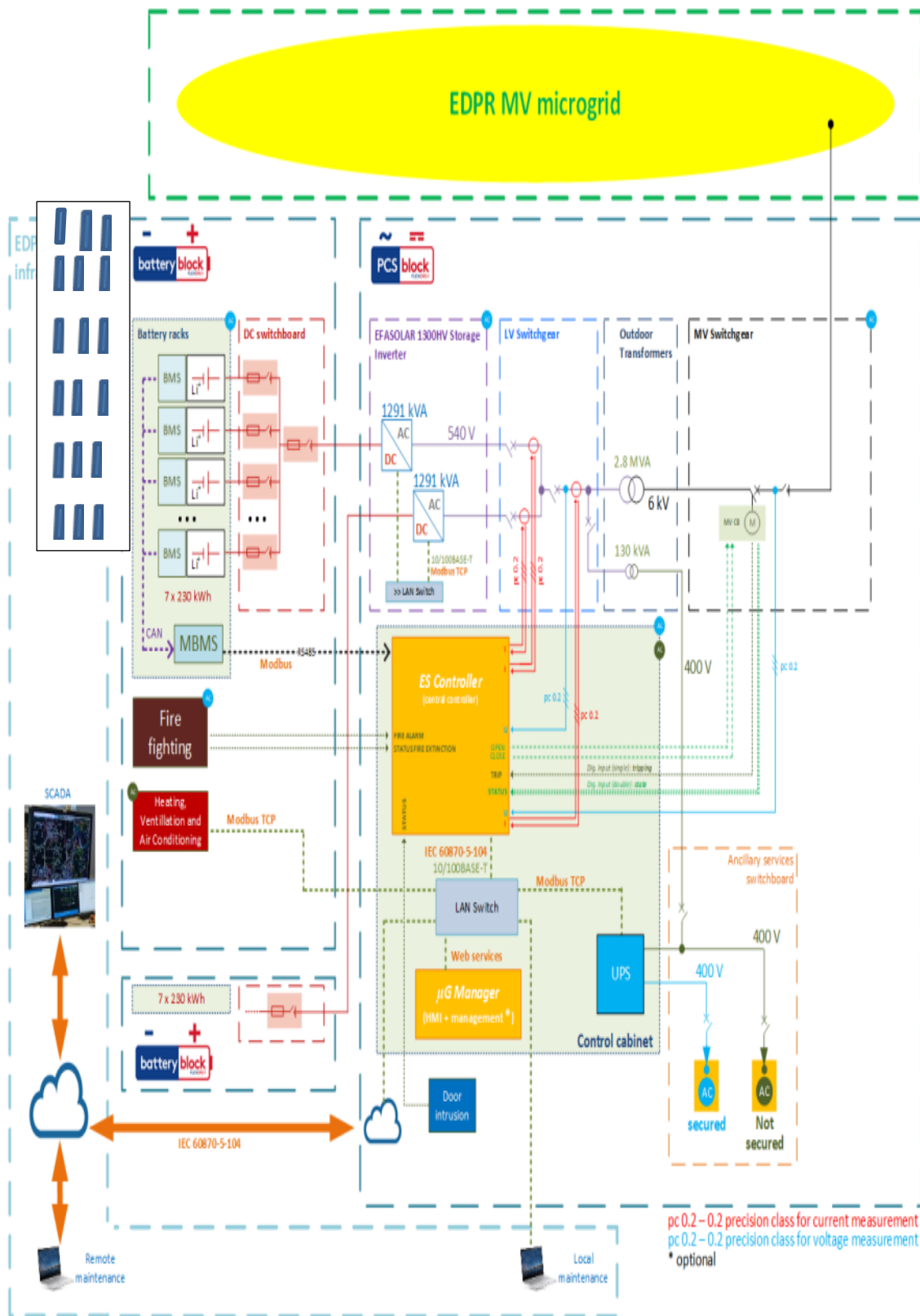


Figura 9: Arquitetura geral do sistema

Fonte: [1].

3.3 Dimensionamento do Sistema Armazenamento de Energia

O Projeto da Central Fotovoltaica está direcionado para implantação de baterias para aproveitamento de armazenamento da energia solar, há que levar em consideração a construção das seguintes infraestruturas:

- Instalação Fotovoltaica;
- Instalação elétrica de média tensão;
- Postos de Transformação/Centros Inversores;
- Posto de Interligação/Seccionamento;
- Casa de Controlo (Posto de Comando);
- Caminhos e Vedação.

Foram consideradas as seguintes características para o dimensionamento, o potencial elétrico a ser injetado a rede de distribuição, integração mecânica dos módulos fotovoltaicos, tensão mínima (em ponto de máxima potência) do inversor, tensão máxima de funcionamento do inversor, corrente máxima de entrada no inversor, eficiência média do inversor, potência de pico dos módulos fotovoltaicos, temperaturas de funcionamento das células fotovoltaicas, perda de potência elétrica nos condutores [2].

Para este projeto considerou-se a seguinte solução de 8960 módulos solares Suntech STP530S-C72 / Vmh totalizando uma potência de pico de matriz de 4,749 Kw, Figura10.



Figura 10: Design do módulo e suas características.

Fonte: [1].

Estes serão distribuídos por todo o site e conectados os inversores trifásicos que permitem a entrega de 3,5 MW à rede. Os inversores mencionados acima estão alojados em estações de inversores denominados “PVStations” e também incluirão todos os gabinetes DC e AC necessários, transformador e quadro de distribuição de média tensão.

Será considerada uma estação de comutação para a instalação das células MV para ligação da Central Solar à rede e outra para os serviços auxiliares [1].

3.3.1 Módulo Fotovoltaico (painel)

A principal função do módulo fotovoltaico é captar a radiação solar e através do efeito fotovoltaico transformar essa energia em eletricidade. Uma vez que este componente é o elemento chave para o desempenho da usina solar e representa uma parte significativa do custo da usina fotovoltaica, selecionamos módulos solares que possuem todas as aprovações internacionais necessárias (IEC, TUV e VDE), boas referências e simultaneamente preço competitivo.

Outra característica importante é a sua eficiência e densidade de potência que permite uma maior relação potência / espaço. Estes módulos também são certificados para as condições ambientais do local e nomeadamente para níveis elevados de salinidade. Levando tudo isso em consideração, decidiu-se usar os módulos da Suntech.

O ponto de funcionamento de uma célula solar depende da carga aplicada e da radiação solar recebida. O ponto de trabalho das células de silício está situado na curva IV e este ponto depende das condições da área onde o painel está instalado, Figura 11.

O MPP é definido em condições padrão (STC): irradiação ($E = 1000 \text{ W / m}^2$), temperatura ($T = 25 \text{ ° C}$) e massa de ar ($AM = 1,5$).

Para um bom desempenho do sistema fotovoltaico sugerimos uma manutenção cuidadosa dos módulos solares, nomeadamente inspeção visual regular e limpeza adequada [1].

características elétricas

Potência máxima em STC (Pmax): 530W
Tensão de circuito aberto (Voc): 49,24 V Tensão de operação (Vmp): 41,39 V Corrente de curto-circuito (Isc): 13,76 A Corrente de operação ótima (Imp): 12,81 A Temperatura operacional: -40 ° C a +85 ° C
MaximumSystemVoltage: 1500V DC Tolerância de energia: + 5W

Características mecânicas

Célula solar: 6x24 policristalino N° de células: 144
Dimensões: 2,279 x 1,134 x 40 mm
Peso: 29,1 kg

Coefficientes de Temperatura

Isc = 0,05% / ° C



Figura 11: Painel fotovoltaico e suas características.

Fonte: [1].

A Figura 12 apresenta o gráfico da curva I-V do painel solar, que é o gráfico que relaciona a corrente (I) e a tensão de saída (V) do módulo fotovoltaico.

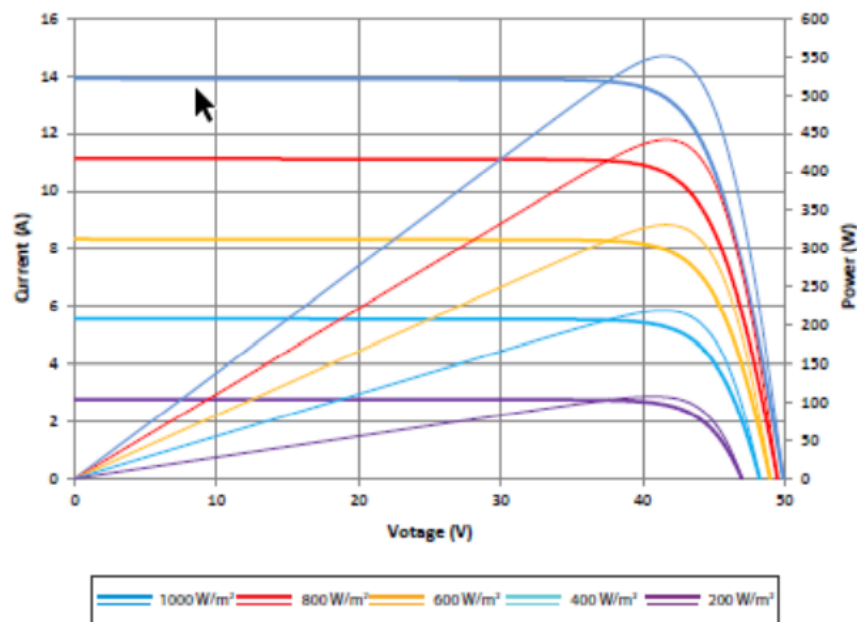


Figura 12: Gráfico - Curva I-V do painel

Fonte: [1].

3.3.2 Inversor

Para este projeto, os inversores EFASOLAR Storage com tecnologia 100% Efacec foram selecionados, propostos e apresentados como a solução adequada para os requisitos funcionais esperados.

Os inversores propostos para esta opção possuem características de operação nos quatro quadrantes, maximizando o alcance da curva P/Q, permitindo uma interface bastante flexível. Além disso, os inversores permitem funções de suporte da rede, como controle de frequência e tensão.

Por motivos de segurança e manutenção, a solução projetada conta com mecanismos de proteção e isolamento da máquina nos lados CA e CC, o que permite uma manutenção rápida e segura do equipamento, bem como maior controlabilidade do equipamento pelo operador do sistema.

Toda a ventilação dos inversores é feita por meio de ventilação forçada, o que permite que o equipamento opere até 50 ° C da temperatura ambiente.

A principal função do inversor é converter a corrente elétrica CC, dos módulos solares, em CA, de acordo com os requisitos do operador da rede.

O comportamento dinâmico de uma central solar exige que o inversor seja capaz de encontrar o MPP em tempo real, quanto melhor for essa característica, melhor será o desempenho geral da central.

De salientar novamente que para este projeto BESS para Ilha do Príncipe, foram selecionados inversores cujas outras características, com uma potência nominal de 1.500 kW projetados para operação em rede. A seleção baseou-se em referências, durabilidade e eficiência, modularidade da planta e facilidade de manutenção.

Os inversores propostos possuem um algoritmo eficiente para rastrear o MPP, permitindo acompanhar o comportamento dinâmico da planta em tempo real e, com isso, maximizar a injeção de energia elétrica na rede.

O software de controlo proposto faz uma vigilância contínua das condições de campo e características de conexão da rede elétrica.

Os EFACEC EFASOLAR1500 são inversores compactos, com uma ampla faixa de tensão 940 V 1250V para o modelo EFASOLAR1500V otimizando assim a faixa máxima de rastreamento de potência (MPPT), a operação e o tempo de operação do equipamento. Isso permite um inversor com melhor eficiência, melhorando assim a produção de energia da Ilha do Príncipe.

Tem um tamanho compacto, exigindo menos espaço físico do que outros inversores do mercado, garantindo economia no investimento, e um design superior aliado a componentes de alta qualidade, tornam a solução ideal para uma grande vida útil e disponibilidade do equipamento, o inversor tem uma eficiência de, Euro-ETA 98,5% e máximo de 98,7%, como demonstra na Figura 13 [1].

Principais características do inversor EFACEC EFASOLAR1500V:

Entrada

Janela de rastreamento de potência máxima (MPPT):
940-1250V
Tensão máxima: 1500V
Corrente máxima: 1.600A Potência
máxima de PV: 1.915kW

Resultado

Tensão: 3x630V
Corrente nominal: 1,380A
Frequência: 50Hz ± 1Hz
Potência nominal: 1.500kVA
THD: <3%
Fator de potência:> 0,95
Eficiência
- Máximo:> 98,7%
- Euroeficiência:> 98,5%
Dimensões (LxPxA):
- 2.200x610x2.000mm
Peso: 1.800Kg
Classe de proteção: IP20



Figura 13: Inversor EFACE EFASOLAR 1500V e suas características.

Fonte: [1].

Os inversores fabricados na EFACEC Efasolar1500V são inversores fotovoltaicos conectados à rede de alta eficiência e econômicos com as seguintes características:

- Alta eficiência;
- Design compacto;
- Plataforma de controle avançado;
- Algoritmo MPPT otimizado;
- Fonte de alimentação redundante para sistema de controle;
- Novo conceito de ventilação para minimizar o consumo de energia auxiliar;
- Compatível com os padrões globais de rede;
- Projeto flexível da planta devido à tensão de entrada de até 1500 V.

A figura 14 mostra o gráfico com a curva de eficiência para inversor EFASOLAR 1500 HV.

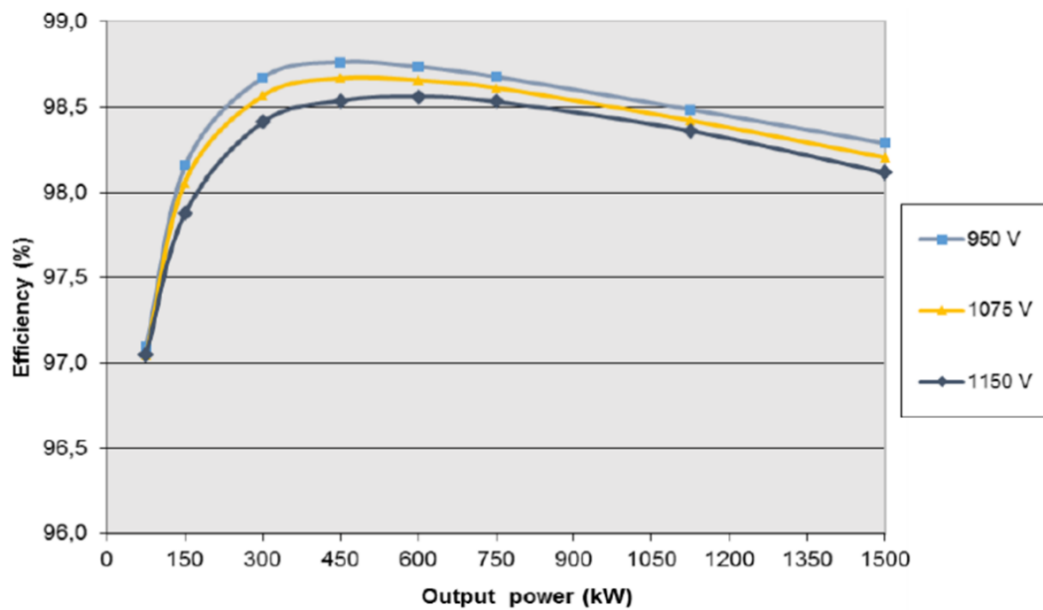


Figura 14: Curvas de eficiência para o inversor EFASOLAR 1500 HV.

Fonte: [1].

3.3.3 Transformador 3800 kVA de média tensão

Trata-se de um Transformador trifásicos de fabrico interno, o transformador BT / MT incluído é fabricado e fornecido com os seguintes acessórios: placa de identificação, bujão de drenagem, bujão de enchimento e terminal de aterramento. Outra opção pode ser incluída, como torneira montada na tampa e com cadeado comutador para funcionamento desenergizado, quatro rodas bidirecionais e dispositivos de elevação, se especificados na oferta comercial, na Figura 15 [1].

As principais características do transformador são apresentadas na Tabela 6 e o gráfico de curva de eficiência são apresentados na Figura 15.



Figura 15: Transformador de 3800 Efacec.

Fonte: [1].

Tabela6: Características principais do Transformador de 3800Kva.

Fonte: [1].

Transformador	Efacec - Imerso em Óleo, 3 Fases
Poder	3800 kVA
No. Enrolamentos MV	1
Nível MV	6 kV
No. Enrolamentos LV	1
Nível LV	540 V
Resfriamento	EM UM
Grupo Vector	Dd0
Frequência	50 Hz
Proteções	DGPT2 e blindagem eletrostática

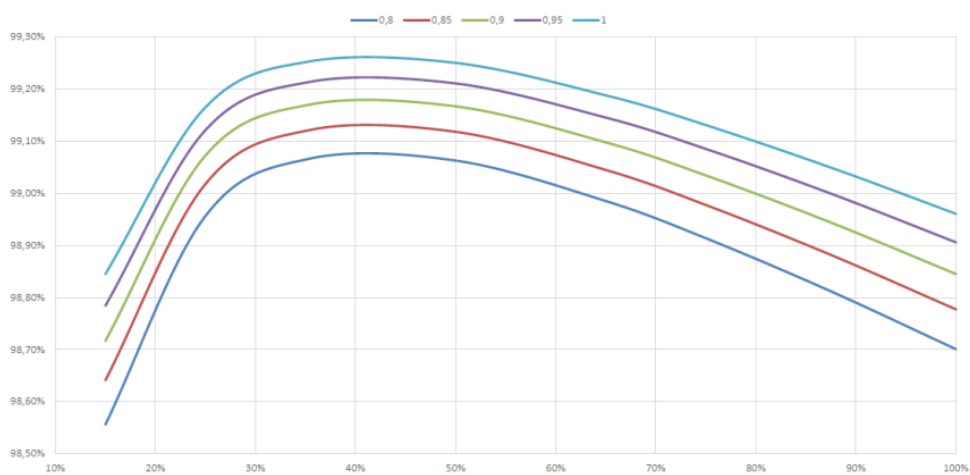


Figura 16: Curva de eficiência dos transformadores de 3,8 MVA.

Fonte: [1].

3.3.4 Armazenamento de bateria

Quanto ao armazenamento de bateria, segundo o relatório final do plano de desenvolvimento de menor custo elaborado pelo Banco Mundial, onde faz referência de um estudo elaborado em 2015 pela EDP na Ilha do Príncipe, como sendo este o melhor sistema para garantir um fornecimento regular de energia, numa relação com o custo e tipo de bateria a utilizar.

Sendo assim, sobre o armazenamento de bateria o documento da EDP 2015, faz seguintes referências:

As fontes renováveis de energia, como solar e eólica, geram eletricidade de forma intermitente durante o dia e ao longo do ano, o que dificulta antecipar sua contribuição para atender a demanda de eletricidade no sistema. Além disso, a produção de energia das usinas solares é tipicamente máxima por volta do meio-dia (quando a irradiação solar é mais alta), enquanto a demanda máxima por eletricidade no sistema é tipicamente experimentada à noite.

Como o Governo de São Tomé e Príncipe pretende aumentar a quota de fontes renováveis no mix energético, o armazenamento de energia pode tornar-se uma solução cada vez mais atrativa para compensar a intermitência de fontes renováveis e facilitar a sua integração.

O tipo mais comum de armazenamento de energia é a tecnologia de baterias. As tecnologias de bateria variam de ácido-chumbo a baterias de íon-lítio, à base de sódio e de fluxo. A Lithium-Ion é hoje a tecnologia mais madura para armazenar eletricidade durante um período de poucas horas, permitindo, por exemplo, usar a energia gerada por uma turbina eólica, ou a gerada por uma usina solar fotovoltaica na noite seguinte à geração. As baterias de lítio íon também são populares devido à sua alta eficiência, baixa auto descarga, robustez, leveza e ao fato de que são livres de manutenção [3].

3.3.5 Projeto de bloco de bateria

Para esta opção, o bloco de bateria é oferecido como uma solução de recipiente de metal. Os recipientes *High Cube* são necessários para alojar todos os componentes internos.

Os blocos de bateria irão abrigar os racks de bateria, bem como o sistema de supressão de incêndio e o sistema de resfriamento.

Os seguintes painéis elétricos também são considerados para a solução oferecida:

- Quadro elétrico DC;
- Quadro para serviços auxiliares e não assistidos.

O sistema de aterramento é projetado de acordo com IEC (*International Electrotechnical Commission*) 60364-5-54: 2011 Instalações elétricas de baixa tensão, seleção e montagem de equipamento elétrico - Arranjos de aterramento e condutores de proteção.

Um eletrodo de aterramento será conectado à base de concreto integrada ou à base de piso integrada na sala.

Uma fita de aço zincado com 3mm min. largura e seção de 75 mm² vai ser instalado. Esta conexão deve ser aparafusada no terminal de aterramento (4x M8) externamente, nos cantos do container.

Um condutor para aterramento dentro do *contêiner*, entre o trilho de compensação de potencial e o terminal de aterramento principal, será de 50 mm² de cobre frio. O invólucro de metal de todos os equipamentos deve ter o mesmo potencial. Todos os equipamentos próximos estão conectados [1].

A Figura 17, apresenta um projeto preliminar do Bloco de Baterias oferecido. Observe que as dimensões relativas e o layout são preliminares e podem ser alterados na fase de projeto.

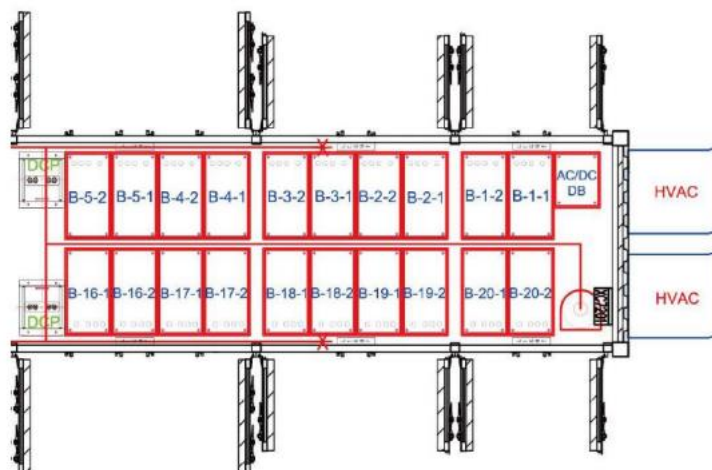


Figura 17: Layot , de um bloco da bateria.

Fonte: [1].

3.3.6 Descrição detalhada do sistema de bateria

Tendo em conta que o projeto BESS tem várias opções, mas sistema de bateria proposto para esta opção, cumpre os requisitos técnicos e de desempenho definidos pela EDPR (Energia de Portugal Renováveis), no que diz respeito às capacidades técnicas globais do sistema e ao desempenho a longo prazo das baterias. Pela dimensão e relação potência-energia, as soluções integradas, *PCS Block e Battery Block*, foram selecionadas como a melhor configuração e a que melhor atende aos requisitos da EDPR, uma vez que permite [1]:

- Uma solução compacta e modular;
- Solução verdadeiramente integrada com a tecnologia da Efacec e fabricante de baterias Tier-1, com histórico de projetos conjuntos;
- Solução com alta eficiência e vida útil prolongada;
- Solução pronta para o futuro e facilmente aumenta.

3.3.7 Sistema de bateria proposto

Considerando os requisitos técnicos da EDPR, são fornecidas as seguintes soluções técnicas, uma por opção identificada. Suas principais características são apresentadas na Tabela 7 todas as informações refletidas, que resultam essencialmente de:

- Dados técnicos e de desempenho das baterias, fornecidos pelo fabricante da bateria NARADA;
- Dados técnicos e de desempenho dos conversores e transformadores de potência, disponibilizados pela Efacec e pela sua vasta experiência;
- Modularidade e flexibilidade necessárias para o sistema de bateria;
- Dimensionamento da solução, conforme definido pela EDPR, com base na norma IEC 62933-2-1: 2017 - “Sistemas de armazenamento de energia elétrica (EES) [1].

Tabela7: Principais características do sistema de armazenamento de energia em bateria para opção escolhida.

Fonte: [1].

Opção 1a	
Tecnologia	LFP (Fosfato de lítio e ferro)
Energia de carga / descarga disponível em todas as faixas definidas de estado de carga (SoC)	3 600 kW (limitado ao nível do inversor)
Configuração do sistema de bateria	Número de módulos por rack: 15 Número de racks: 7
Capacidade nominal de energia	4 840 kWh
Tensão operacional	1 008 Vdc - 1 296 Vdc
Profundidade de Descarga de Projeto (DoD)	91%
Estado Máximo de Carga (SoC)	90%
Estado mínimo de carga (SoC)	9%
Eficiência de ida e volta DC-DC (RTE)	97% @ 0,60C / 0,60C de carga e descarga
Capacidade de energia AC utilizável no início da vida (BoL), com design DoD	4 410 kWh
Faixa de temperatura operacional ideal	+ 15 .. + 30 ° C
Ciclo da vida	≥ 7300 ciclos com base nas seguintes condições DoD80%, <1C, 25 ° C (SoH 84,9%) após o aumento
Capacidade de energia AC utilizável no final do ano 20, com design DoD e o equivalente a um ciclo completo por dia	3 500 kWh
Vida do calendário	20 anos

3.3.8 Desempenho do sistema de bateria

Esta opção apresenta a eficiência global (RTE AC-AC) das soluções de baterias propostas, a simulação e análise da vida útil das baterias, e a capacidade AC útil de cada uma das soluções, bem como todos os cálculos e condições consideradas nesses cálculos, ou seja, as condições de teste CP-CP definidas na IEC 62933-2-1. Nesse sentido, o valor da eficiência geral do sistema, sua capacidade e vida útil são apresentados, nas condições indicadas, na Tabela 8.

A solução proposta cumpre claramente os principais requisitos da EDPR, mesmo tendo em consideração o pior caso de utilização do sistema de bateria e as piores condições ambientais. Note que a EDPR definiu o valor mínimo para a eficiência de ida e volta DC-DC do sistema em pelo menos 95%. No entanto, o valor exigido de EDPR não pode ser alcançado com qualquer tipo de sistema com valores superiores a 0,5C ao nível da bateria, sem sobredimensionamento do sistema, muito menos sob as condições de teste CP-CP definidas na IEC 62933-2-1. De notar que a utilização desta mesma base de comparação e condições de teste é essencial para permitir à EDPR comparar diferentes soluções [1].

Tabela8: Resumo do desempenho da solução da proposta.

Fonte: [1].

Características	Opção 1a
Capacidade de energia utilizável AC no início da vida (BoL), com DoD definido	3 870 kWh
Capacidade máxima de energia utilizável AC no final do ano 10 (1a) ano 6 (2a), com DoD definido e 1 ciclo por dia nas condições indicadas	3 510 kWh
Capacidade máxima de energia utilizável AC no final do ano 20 (após aumento), com DoD definido e 1 ciclo por dia nas condições indicadas	3 800 kWh
Eficiência de ida e volta global (RTE) AC-AC	85,1%
Estado de saúde (SoH) após 7300 ciclos, com DoD definido e na potência disponível indicada	86,1%

Deve-se notar também que esses valores não levam em consideração qualquer incerteza em termos de medições e, portanto, devem ser considerados como valores de referência, representativos do comportamento do sistema BESS levando em consideração as condições de teste CP-CP definidas em IEC 62933-2 -1.

Na solução proposta, a eficiência DC-DC do sistema de bateria (processo de carga e descarga) dependerá do perfil de uso do sistema de bateria nesta aplicação. Assim, pode-se considerar que, o sistema garantirá uma Eficiência AC-AC superior a 85%, contando com a eficiência do inversor e do transformador, bem como o consumo de sistemas auxiliares (ex. AVAC) conforme IEC 62933-2-1 [1].

3.3.8.1 Eficiência global de ida e volta do sistema de armazenamento de energias em baterias.

A eficiência global de ida e volta do BESS (RTE AC-AC) para cada uma das opções é calculada considerando os seguintes parâmetros operacionais:

- Eficiência DC-DC do sistema de bateria, que é representada por uma curva fornecida pela NARADA em linha com a taxa de operação (taxa C) do sistema de bateria;
- Eficiência do inversor, no que diz respeito à taxa de operação;
- Eficiência do transformador, no que diz respeito à taxa de operação;
- Consumo auxiliar, em função da potência ativa injetada no PCC, que também está relacionado com a taxa de operação.

Todos os parâmetros listados acima são detalhados abaixo para demonstrar como os diferentes valores fundamentais, ou seja, o RTE AC-AC do sistema de bateria, mas também sua capacidade AC útil são calculados.

Uma curva de consumo auxiliar foi calculada para cada uma das opções dependendo do regime operacional do sistema de bateria, levando em consideração as seguintes contribuições:

Consumo de AVAC, que representa a principal contribuição para o consumo auxiliar global;

- Sistema de monitoramento e controle;
- Fonte de energia ininterrupta;
- Sistema de supressão de fogo;
- Alimentação auxiliar do inversor;
- Alimentação auxiliar do sistema de baterias;
- Ventilação do sistema de conversão.

Para cada um dos componentes detalhados, o consumo auxiliar é calculado pela potência nominal do consumo auxiliar multiplicado por:

- Fator de utilização, que traduz a potência real no uso normal do componente;
- Fator de simultaneidade, que expressa a probabilidade de uso simultâneo dos diferentes componentes;

Para o cálculo do consumo do ar condicionado do Bloco de Baterias em recipientes estão incluídas as perdas térmicas das baterias. Uma curva de interpolação é calculada e aproximada com alta precisão ao comportamento do consumo do sistema auxiliar do BESS. Esta curva é calculada para as condições operacionais que refletem as condições de teste CP-CP identificadas. Esses são aspectos essenciais para um cálculo adequado da eficiência de ida e volta do BESS, bem como da capacidade energética útil das soluções propostas [1].

Narada fornece os valores para a eficiência DC-DC do sistema de baterias, que são apresentados na Tabela 9.

Tabela 9: Eficiência das baterias.

Fonte: [1].

Características	Taxa C (Taxa de operação)	Opção 1a
Eficiência DC-DC	0,2 C	95%
	0,5C	93%
	1,0C	91%

3.3.9 Composição química da bateria

As células da bateria são compostas por fosfato, ferro-lítio (LFP - fosfato de ferro-lítio), correspondendo à tecnologia mais segura do mercado. A este respeito, as células e módulos de bateria oferecidos estão em conformidade com a norma europeia IEC 62619: 2017 - “Células e baterias secundárias contendo eletrólitos alcalinos ou outros eletrólitos não ácidos - Requisitos de segurança para baterias e células de lítio secundárias, para uso em aplicações industriais”.

Deve-se observar que o sistema de supressão de incêndio é projetado de acordo com a composição química. As células são colocadas e direcionadas no módulo (placas de empilhamento) de forma a obter um bom funcionamento em alta potência e facilitar a dissipação térmica. A célula tem proteção multicamadas, tem formato prismático e é coberta por uma caixa de alumínio que permite excelente condutividade térmica e boa capacidade de resfriamento [1].

A Tabela 10 apresenta a composição química e os elementos constituintes das células da bateria.

Tabela 10: Elementos constituintes das células da bateria

Fonte: [1].

Nome químico	CAS No.
Fosfato de lítio e ferro (LiFePO ₄)	15365-14-7
Grafite (C)	7440-44-0
Solvente orgânico	mistura
Hexafluorofosfato de lítio (LiPF ₅)	21324-40-3
Difluoreto de polivinilideno (PVdF)	24937-79-9

3.3.10 Topologia do sistema de bateria

O sistema de bateria consistirá em 160 racks de bateria para a opção escolhida (cada rack consiste em 2 gabinetes) e cada rack consiste em 15 módulos de bateria em série. Cada rack de bateria possui sua própria Unidade de Gerenciamento do Gabinete de Baterias (BCMU) responsável por monitorar, equilibrar, proteger e interconectar o rack ao circuito CC. Como o sistema consiste em vários racks, um BAMS (*Master BMS*) também é proposto para gerenciamento e supervisão geral do sistema de bateria [1].

A Figura 18 ilustra a topologia do sistema de bateria.

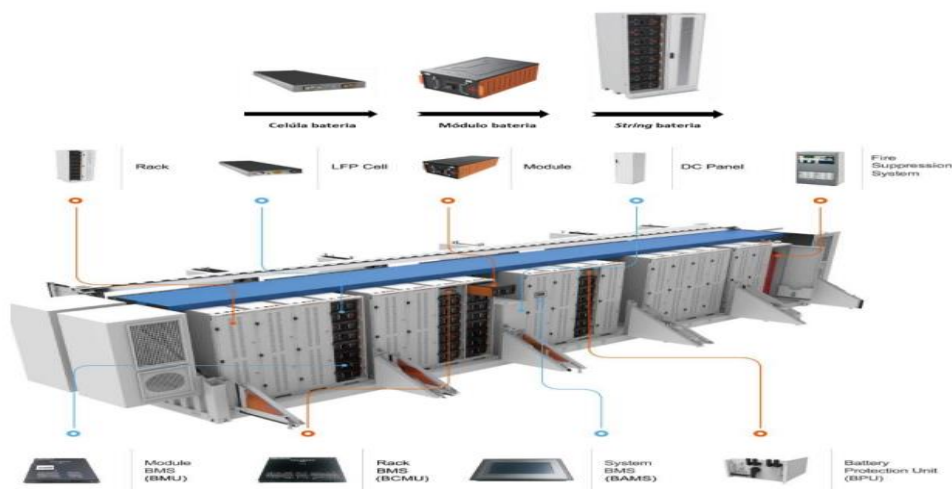


Figura18: Tipologia do sistema de bateria.

Fonte: [1].

No que refere as Figuras 19 e 20, ambas ilustram primeiro as principais características do rack bateria a utilizar no sistema e o segundo as principais características do módulo de bateria.

Item	Rack (768100230)
Capacidade (Ah)	200
Energia (kWh)	230
Tensão Nominal (V)	1152,0
Tensão Mínima (V)	1008,0
Tensão Máxima (V)	1296,0
Dimensões (mm) (largura x profundidade x altura)	500 * 938 * 2400 (2pcs)
Peso (kg)	2462,5



Figura 19: Caraterísticas do rack bateria - Série NESP200.

Fonte: [1].

Item	Módulo (76,8NESP200)
Capacidade (Ah)	200
Energia (kWh)	15,4
Tensão Nominal (V)	76,8
Tensão Mínima (V)	67,2
Tensão Máxima (V)	86,4
Dimensões (mm) (largura x profundidade x altura)	400 x 884 x 265
Peso (kg)	133,5



Figura 20: Caraterísticas do módulo de bateria - Série NESP200.

Fonte: [1].

3.3.11 Aparelhagem de média tensão

Aparelhos de distribuição de média tensão também estão incluídos na solução, e inclui um conjunto de células MV, consistindo de duas células com função seccionadora (IS) e uma ou duas células com função de proteção do transformador do disjuntor (DC) (haja um ou dois transformadores no edifício, respetivamente), Figura 23 [1].

A Tabela 11 apresenta as principais características do quadro de MV(média tensão) e são as seguintes:

Tabela 11: Quadro de distribuição de média tensão.

Fonte: [1].

Transformador	Efacec - Imerso em Óleo, 3 Fases
Poder	3800 kVA
No. Enrolamentos MV	1
Nível MV	6 kV
No. Enrolamentos LV	1
Nível LV	540 V
Resfriamento	EM UM
Grupo Vector	Dd0
Frequência	50 Hz
Proteções	DGPT2 e blindagem eletrostática



Figura 21: Quadro de distribuição MT.

Fonte: [1].

A configuração do quadro MT fornecida tem funções 2IS + DC ou 2IS + 2DC com contatos flutuantes em cada função 2NC + 2NO + 2NC. Intertravamento de chave no alimentador de entrada / saída, intertravamento da conexão à terra com a porta do transformador e um relé de proteção com comunicação.

O relé compacto de proteção e controlo TPU S220, Figura 22 versão S, integrado na plataforma CLP 500 da Efacec, é uma solução económica e segura para proteção de linhas / alimentadores. Os relés também podem ser usados como proteção de backup ou proteção e controle auxiliar de transformadores ou outros dispositivos em sistemas AT / MT. Com as funções e opções integradas, permitem o correto funcionamento do relé de proteção em redes de alta e média tensão com uma conexão neutra à terra, de baixo comprometimento, isolada ou compensada. Vários passos independentes para as principais funções de proteção, uma arquitetura de esquema completo, permite uma aplicação versátil de dois dispositivos.

Cada dispositivo TPU S220 combina proteção e controle, medição e registro com um design adequado que permite uma engenharia *plug and play* [1].



Figura 22: TPU S220-S.

Fonte: [1].

3.3.12 Sistema de controle e gestão

O sistema de controlo e gestão é constituído por dois produtos de tecnologia 100% Efacec, o ES Controller e o ES Manager. Estes dois níveis hierárquicos de controle e gerenciamento garantem a operação otimizada do sistema de armazenamento de energia da bateria com uma adequada integração do SCADA, para supervisão e controle remoto. As informações disponibilizadas para estes sistemas são configuráveis e, portanto, podem ser ajustadas de acordo com as necessidades futuras do cliente. Esses dados variam desde a temperatura, tensão e corrente do sistema de bateria até a disponibilidade de medições nos pontos elétricos onde o ES Controller adquire as medições analógicas [1].

3.3.12.1 ES Controller e ES Manager

O FLEXERGY Controller - ES Controller é uma solução completa que permite a resposta adequada e muito rápida do sistema de armazenamento de energia. O ES Controller permite o monitoramento contínuo das magnitudes AC e DC da rede elétrica e do sistema de armazenamento, fornecendo as interfaces com o sistema de gerenciamento de bateria e o inversor de bateria.

Suas características de controlo garantem o melhor desempenho do ativo e o cumprimento de critérios técnicos e econômicos e é fácil de instalar ou adaptar a instalações de usinas novas ou existentes.

Esta é uma solução personalizável de acordo com as especificações do projeto e requisitos particulares do cliente.

A solução proposta é sempre otimizada a cada projeto de armazenamento, permitindo ao cliente obter benefícios a curto e longo prazo na manutenção e produção de energia.

A solução de controlo e gerenciamento FLEXERGY é uma plataforma abrangente, totalmente integrada IEC 61850, que também segue os mais atualizados padrões e diretrizes de segurança cibernética, sendo compatível com IEC 62351.

De acordo com a topologia, o ES Controller estará em comunicação permanente com o sistema de gerenciamento de bateria e com o inversor de bateria, permitindo o monitoramento contínuo e proporcionando ao usuário um conhecimento geral atualizado e detalhado do estado do sistema.

O ES Controller permite concentrar os principais dados operacionais de toda a solução de armazenamento, incluindo:

- Inversor de bateria;
- Transformador elevador para sistema de gerenciamento de bateria;
- Sistema de medição;
- Sistemas de suporte como AVAC, alarme e supressão de incêndio;
- UPS;
- Outros sistemas podem ser adicionados.

O ES Controller também pode se comunicar diretamente com o ES Manager, que corresponde a um segundo nível de gerenciamento do sistema de armazenamento. O ES Manager é uma plataforma inovadora que integra algoritmos avançados para otimizar a operação do sistema de armazenamento de energia.

As principais características do ES Manager passam por sua capacidade de maximizar o tempo de vida do sistema, otimização da operação do sistema e painel de avaliação de desempenho, minimizando o custo total de propriedade do sistema de armazenamento e proporcionando agregação de valor para garantir investimento lucrativo.

Essas soluções possibilitam uma operação polivalente, selecionando os períodos de carga e descarga mais adequados para atingir os diversos objetivos funcionais da instalação do cliente [1].

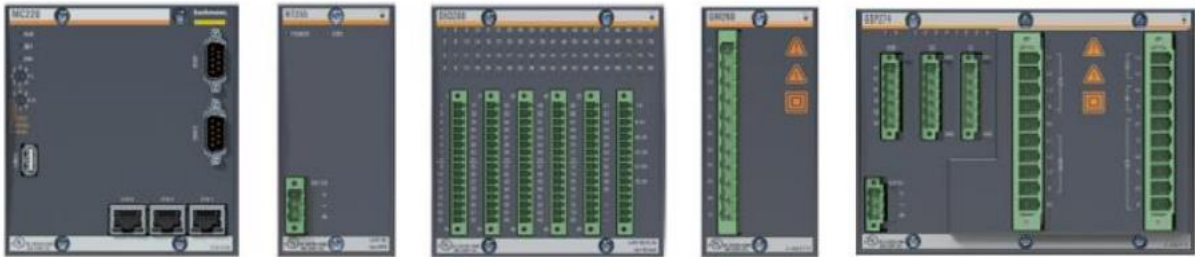


Figura 23: Hardware do controlador ES.

Fonte: [1].

Os modelos escolhidos são do fabricante *Bachmann* e são os seguintes:

- Controlador: MC220;
- Fonte de 24 Vdc: NT 255;
- Módulo de entrada / saída digital: DIO 248;
- Módulos de medição analógica direta: GSP274 e GM260.

3.3.13 Descrição das principais funções do Sistema de Armazenamento de Energia em Bateria.

A solução proposta é um Sistema de Armazenamento de Energia em Bateria formado por Bloco de Bateria (Sistema DC) e Bloco PCS (Sistema de Conversão de Energia), da família de produtos FLEXERGY da Efacec, oferecendo o seguinte leque de funcionalidades:

- **Mudança de tempo de energia** - neste modo de operação o principal objetivo é deslocar a geração renovável no tempo, potencialmente de um período em que é excedente ou com um valor técnico-econômico inferior para períodos em que o consumo na rede elétrica é maior e esta energia renovável tem um valor superior valor Econômico. Neste modo, o sistema de armazenamento irá carregar com a geração fotovoltaica de acordo com os parâmetros definidos, que podem ser a hora do dia, um limite de geração a partir do qual o sistema de armazenamento irá cobrar (combinação de geração eólica e PV), ou a definição de um determinado estado de carga (SoC) que o sistema deve atingir em uma determinada hora do dia. Critérios semelhantes podem ser definidos para a descarga do sistema de armazenamento.

- **Seguindo Geração** - nesta funcionalidade o objetivo do sistema de armazenamento de energia é compensar os desvios da produção real do parque fotovoltaico em relação à produção prevista, reduzindo assim as penalidades de compensação para o promotor do parque fotovoltaico. Assim, o sistema de armazenamento cobra a energia equivalente ao erro de previsão quando a geração ultrapassa a previsão, descarregando quando ocorre o cenário oposto. A compensação para o erro combinado da previsão de produção pode ser garantida pelo sistema de controlo de duas maneiras, portanto, dois algoritmos de controlo estão disponíveis: compensação de deslocamento ou compensação de limite. O primeiro caso é aplicado quando há requisitos para que o perfil de previsão seja seguido com precisão, em que qualquer erro se traduz em penalidade econômica.

- **Controle de frequência** - Nesta funcionalidade, o BESS responde carregando ou descarregando pelo valor absoluto da frequência, com parâmetros ajustáveis. Curvas frequência-watt são implementadas para representar este tipo de resposta, com a possibilidade de considerar uma banda morta para evitar o *overcycling* do sistema de bateria. A resposta do BESS pode ser limitada a um intervalo predeterminado de Estado de Carga (SoC). Além disso, a queda da função pode ser ajustada para uma coordenação otimizada com os geradores térmicos. Esta

funcionalidade permite uma resposta mais rápida e eficiente do sistema de geração de base térmica às variações da carga elétrica, otimiza o consumo de combustível dos geradores térmicos e facilita a integração de fontes renováveis.

- **Controle de Tensão** - o BESS controla sua injeção ou absorção de potência reativa em relação ao valor da tensão no ponto de acoplamento comum de toda a instalação elétrica. Isso é realizado de acordo com uma curva Q_v , que é configurável. Isso permite a melhoria da qualidade do serviço e potencialmente os custos de operação da instalação elétrica [1].

3.3.14 Sistema AVAC

Para as condições de operação previsíveis e tendo em consideração a localização do projecto, um sistema adequado de Aquecimento, Ventilação e Ar Condicionado (AVAC) é dimensionado e proposto de forma adequada para cada uma das opções.

De notar que o ES Controller da Efacec irá gerir o sistema AVAC e, dessa forma, garantir a maximização da vida útil do sistema de baterias de uma forma mais eficiente. Observe também que o Bloco PCS possui um sistema AVAC *rooftop*, ou seja, para cada inversor de bateria e painel de controlo. Tanto para os inversores de bateria, quanto para os armários de controlo, o esquema de ventilação forçada com ventiladores integrados em sua parte superior, puxando o ar de baixo do container, por meio de condutas de ar, até sua saída pela parte superior.

Para garantir o bom funcionamento do sistema de armazenamento de energia da bateria, é necessário incluir um sistema AVAC. Além de eliminar o calor que passa pelas paredes do contêiner devido ao clima local em condições de funcionamento, seu objetivo é eliminar a energia térmica produzida pelas baterias durante o funcionamento devido ao efeito Joule.

Para o projeto do sistema AVAC, as seguintes contribuições foram consideradas:

- Perdas térmicas das baterias, que constituem a carga térmica mais relevante.

A temperatura das baterias deve ser mantida entre $\pm 3^\circ \text{C}$ da temperatura de referência (25°C) para respeitar os requisitos do fabricante da bateria. Observe que o uso na potência de projeto do sistema por uma hora é considerado para carga e descarga, ou seja, a taxa de uso mais exigente;

- Irradiação, calculada considerando a temperatura máxima externa de projeto de 50 ° C.

Para a estimativa das perdas térmicas relacionadas à irradiação, foram considerados os seguintes parâmetros:

- Latitude e longitude geográfica da instalação;
- Temperatura externa máxima de 50 ° C;
- Radiação solar correspondente ao dia e hora em que apresenta seu maior valor;
- Albedo = 0,12, que representa um valor típico para asfalto desgastado;
- Transmitância de superfícies verticais e planas, incluindo painéis isolantes de lã mineral ($\lambda = 0,04 \text{ W / mK}$, $s = 5 \text{ cm}$);
- Coeficiente de absorção das paredes externas dos recipientes de 0,25, valor típico para superfícies metálicas brancas;
- Orientação e área das paredes do *contêiner*: um lado do *contêiner* foi considerado conservadoramente voltado para o sul.

A radiação total foi calculada considerando a soma dos componentes de incidência direta, reflexão e refração, considerando o azimute e a orientação das superfícies em relação à posição do sol. Nenhum impacto de sombra foi considerado nos *contêineres*. Portanto, de acordo com a radiação total calculada, a temperatura externa das superfícies, calculada pelo método da temperatura do ar solar (conforme ISO 13790), bem como de acordo com a transmitância das superfícies, obtém-se a distribuição de calor dentro dos recipientes. Note que para as perdas térmicas das baterias, que representam definitivamente o contributo mais importante para o dimensionamento adequado do AVAC, a Efacec considerou a informação fornecida pelo fabricante de baterias Narada que considera todas as perdas térmicas dos porta-baterias no início da vida (BoL), incluindo também as perdas dos ventiladores dos módulos das baterias. Além disso, Narada sugere considerar um fator de + 30% para estimar a dissipação de calor em fim de vida (EoL) das baterias. As soluções oferecidas podem atender aos requisitos do sistema de bateria ao longo de sua vida útil [1].

3.3.15 O Sistema de detecção e supressão de incêndio

3.3.15.1 Para Bloco PCS

O Bloco PCS é protegido por um sistema de extinção e supressão de incêndio especificamente projetado.

Os extintores de aerossol contêm finas partículas sólidas à base de cálcio que extinguem um incêndio por meio de uma reação química dentro do fogo. Os geradores de extinção de aerossóis estão localizados diretamente no local a ser extinto e são acionados eletricamente. Extintores de aerossol, ou equivalente, serão instalados [1].



Figura 24: Extintores de aerossol.

Fonte: [1].

Um sistema automático de detecção e supressão de incêndio está incluído na sala do inversor para aumentar a segurança do recipiente de solução de armazenamento de energia. Consiste em um sistema de monitoramento e extintores de aerossol. O sistema de supressão de incêndio possui uma interface de comunicação para seu monitoramento em tempo real.

Os extintores de aerossol têm partículas sólidas à base de cálcio que extinguem o incêndio por meio de reações químicas dentro do incêndio. Os geradores de aerossol de

extinção são integrados diretamente no local de extinção de incêndio e são ativados eletricamente.

Toda a construção do contentor é projetada para atingir a classe de resistência ao fogo de 30 minutos (de acordo com EN13501-2 ou DIN 4102-4) para evitar que o fogo se espalhe de dentro do contentor para o ambiente. O piso técnico pode ser construído em compensado, característica típica dos contentores resistentes ao fogo.

A construção do contentor separa a sala do inversor do ambiente externo adjacente com materiais à prova de fogo e não inflamáveis para resistir ao fogo por 30 minutos de acordo com EN 13501-2.

Além disso, as penetrações de cabos e tubos (passagens tubulares circulares) são vedadas com o mesmo nível de resistência ao fogo (EI30 de acordo com DIN 4102-4) para permitir a vedação subsequente dos cabos com espuma retardadora de chamas.

O bloco do PCS será equipado com um extintor de CO₂ (dióxido de carbono), amplamente utilizado para proteger instalações elétricas sensíveis. Este extintor terá uma capacidade de 6 L a uma pressão de 15 bar e uma capacidade dielétrica de até 35 kV [1].

3.3.15.2 Para bloco de bateria

O Bloco de Bateria, devido à natureza e às características inerentes do sistema de bateria usado, precisa ser protegido por um sistema de extinção e supressão de incêndio especificamente projetado.

O agente extintor é o gás NOVEC 1230 utilizado no sistema automático de detecção e supressão de incêndio, incluído na sala de baterias para aumentar a segurança do recipiente de solução de armazenamento de energia. O sistema de supressão de incêndio possui uma interface de comunicação para seu monitoramento em tempo real.

O Battery Block será equipado com um extintor de CO₂ (dióxido de carbono) que é amplamente usado para proteger instalações elétricas sensíveis. Este extintor terá uma capacidade de 6 L a uma pressão de 15 bar e uma capacidade dielétrica de até 35 kV. As baterias de fosfato de ferro e lítio de alta capacidade Narada NESP Série NESP são projetadas

para uma ampla gama de soluções BESS, fornecendo uma ampla faixa de temperatura operacional, oferecendo garantia, segurança e vida útil excepcionais.

Quer sejam usadas em aplicações de gabinete, contentor ou edifício, as baterias da série NESP atendem a qualquer necessidade de ESS [1].

Caraterísticas do Módulo e Design de Rack:

- Opções de 0,5C a 2,0C disponíveis;
- Opções de tensão de carga de 633 VCC a 1292 VCC;
- Regulação de frequência;
- Peak Shaving;
- Peak Shifting;
- Redução / Resposta à Demanda;
- Energia de reserva;
- Alta densidade de energia LFP;
- Ventilação térmica passiva e ativa;
- Projetado para soluções em contentores, gabinetes e edifícios.



Figura 25: Bloco de baterias.

Fonte: [1].

4. ANÁLISE ECONÓMICA

A implementação de um projeto fotovoltaico, neste caso, instalação de um sistema de baterias para armazenamentos de energias envolve um investimento inicial seguindo-se conjunto de despesas que se distribuem ao longo do período de vida útil e que podem ser classificadas como sendo de componente fixa (juros, seguros, taxas, etc) ou de componente variável (despesas de operação e manutenção, etc). A análise económica considera estas despesas e compara-as com as receitas que se vão conseguindo ao longo do mesmo período, isto permite perceber se existem vantagens económicas na execução do projeto.

A análise económica pode ser feita através de preços constantes ou preços correntes, conforme se esteja a ignorar ou não os efeitos da inflação. No entanto, se a análise for relativa a um período em que a inflação se encontra controlada e se ela afetar de igual modo as receitas e as despesas, é possível utilizar-se o método dos preços constantes.

Aqui apenas se vão focar, de uma forma simplificada, alguns aspetos importantes para a análise da viabilidade económica de aproveitamentos fotovoltaico, mas que podem ser alargados a outros tipos de projetos.

A análise económica do projeto do sistema fotovoltaico consistiu em duas etapas. A primeira etapa teve como objetivo determinar os custos de cada projeto/obra. Quanto à segunda etapa, foi onde se determinou o tempo de amortização do investimento a realizar para cada central fotovoltaica [2].

4.1 Valor de investimento

Neste capítulo são apresentados os valores de investimento referentes à projeto de armazenamento de energias pelas baterias do sistema fotovoltaica. Os custos em questão englobam todas as atividades e recursos que são necessários para a execução com qualidade de cada projeto, ou seja, o custo das tarefas, nas quais consistem em uma ou várias atividades técnicas que têm de ser realizadas, e os custos referentes à mão de obra, aos materiais, aos equipamentos e, eventualmente às subempreitadas.

Para a central fotovoltaico como mostra na Tabela 12, o investimento total será de 2.786.408,49€. Os custos dos módulos mono cristalinos assumem aproximadamente metade

do investimento, com cerca de 42%. Outros custos significativos são o dos inversores, as estruturas de suporte, os trabalhos referentes à construção civil, e, trabalhos mecânicos e projetos de engenharia, sendo que estes representam no total cerca de 58% do investimento.

Tabela 12: Preços dos Equipamentos

Designação	Quantidade	Preço (€) total
Painel	8960	856 501,20
Estruturas	1	237 440,00
Inversor	2	281 910,00
Sistema/SCADA	1	63 119,00
CCTV	1	44 760,00
Equipamentos elétricos	1	144 025,34
Trabalhos elétricos	1	134 400,00
Trabalhos mecânicos	1	332 416,00
Construção civil	1	149 271,76
Projetos de Engenharia	1	349 792,20
Transporte	1	48 000, 00
Outros custos	1	18 834,00
Custos financeiros	1	42 137,35
Contingências	1	83 801,54
Total	8974	2.786.408,49

4.2 Custos da energia do sistema solar em São Tomé e Príncipe

Atualmente não existem normas específicas sobre tarifas de energia, salvo algumas disposições aplicáveis ao sector da eletricidade.

De acordo com o RJSE (Regime Jurídico do Setor Elétrico), as tarifas estão enquadradas em dois grupos principais: as tarifas dos serviços concorrenciais e as tarifas dos serviços não concorrenciais. As primeiras estão sujeitas às regras do mercado (Artigo 70.º), enquanto que as segundas estão no âmbito da regulação económica (Artigo 71.º). Nesse sentido, as tarifas das atividades de produção, que são totalmente liberalizadas, obedecem a um princípio de liberdade na sua fixação, sem distinção da fonte primária da energia. As

tarifas não concorrenciais são definidas no âmbito do contrato de concessão e devem ser revistas de cinco em cinco anos pela Entidade Reguladora [4].

Contudo, essa experiência tem diversas limitações. Por um lado, ainda não está regulado o modelo de determinação das tarifas reguladas, através dos quais possam ser definidos os critérios específicos para a determinação dos preços. Por outro lado, os termos legais do Artigo 71.º do RJSE (Regime Jurídico do Setor Elétrico) ainda não acomodam a inclusão dos incentivos às energias renováveis no contexto tarifário. Com efeito, urge regulamentar o sistema de incentivos à produção de eletricidade através de fontes renováveis, conforme previsto no Artigo 51.º do RJSE (Regime Jurídico do Setor Energético). Portanto, as entidades promotoras de projetos de produção independente através de fontes renováveis não têm direito a incentivos especiais para a atribuição dos locais para a instalação das unidades, alocação dos pontos de injeção de eletricidade na rede, licenciamento, instalação e a tarifa oficial para operacionalizar a venda de eletricidade de origem renovável [4].

Segundo uma fonte, há um estudo a ser feito pelo Banco Mundial de tarifários sobre algumas fontes através das renováveis, dentre as quais, a energia de origem solar, custa 0,085€ por kWh.

A determinação da rentabilidade de um projeto é feita com a comparação entre o *cash flows* de exploração e de investimento, sendo estes de carácter previsional. Assim, um projeto só é aceitável e rentável caso o somatório do *cash flows* de exploração seja superior ao valor do somatório dos *cash flows* de investimento, em termos de valores atualizados. Para tal, os *cash flows* gerados são atualizados e isso implica descontar um fluxo futuro através de uma taxa de atualização [2].

$$\text{Cash flow atualizado} = \frac{CF_t}{(1+i)^t} \quad (1)$$

4.3 Taxa de Atualização

A taxa de atualização permite descontar os custos e benefícios gerados ao longo de um período de estudo do projeto para haver possibilidade de serem comparados. Dependendo da ótica de avaliação - do projeto ou do investidor - a taxa de atualização pode ser considerada taxa de capital próprio (custo de oportunidade) ou custo médio do capital [2].

No caso deste projecto a taxa de actualização é de 7%.

4.4 Valor Atualizado Líquido (VAL)

O Valor Atualizado Líquido (VAL) compara o valor presente do investimento com o valor presente do benefício proveniente do projeto, ou seja, as receitas.

$$VAL = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+i)^t} \quad (2)$$

t - Período de tempo; n – Número total de períodos da vida útil do projeto;

i – Taxa de atualização e CF_t – Cash flow gerado pelo projeto no período t .

Para a tomada de decisão de um projeto tem que se avaliar os 3 cenários possíveis.

VAL <0- O projeto é economicamente inviável representando uma perda de valor para a empresa e, por isso, esta condição indica a rejeição do projeto

VAL = 0 -Segundo esta condição, o projeto poderá ser sujeito a uma análise de sensibilidade para a tomada de decisão. Isto acontece porque há um elevado grau de incerteza existindo uma grande probabilidade do projeto não ser viável.

VAL > 0 -Segundo esta condição, a decisão de investir no projeto é viável. Um VAL positivo é recomendável já que irá acrescentar valor monetário à empresa, ou seja, irá gerar retorno suficiente para cobrir o investimento inicial [2].

4.5 Taxa Interna de Retorno (TIR)

A Taxa Interna de Rendibilidade, conhecida por TIR, é considerada como sendo a taxa de juro que anula o VAL do fluxo de caixa de um investimento, ou seja, é a taxa mais alta a que o investidor pode contrair um empréstimo para financiar um investimento sem perder dinheiro” [2].

$$0 = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1 + TIR)^t} \quad (3)$$

Onde t – Período de tempo; n – Número total de períodos da vida útil do projeto;

CF_t – *Cash flow* gerado pelo projeto no período t ;

TIR – Taxa Interna de Rendibilidade.

4.6 Custo Nivelado da Energia (LCOE)

Em sua essência, o LCOE foi criado e idealizado para comparar o custo relativo da energia produzida por diferentes fontes de geração de energia. O intuito de sua criação era entender qual fonte energética seria mais competitiva em um determinado projeto de geração: hídrica, térmica, eólica ou solar, por exemplo.

O LCOE tem como objetivo representar o custo por kWh gerado por determinado investimento. A metodologia básica de cálculo do LCOE é descrita como segue:

$$LCOE = \frac{CAPEX + OPEX}{\text{Geração ao longo da vida útil}} \quad (4)$$

Sendo:

CAPEX (*Capital Expenditure* - Despesas de Capitais): todos os custos associados à construção de uma fábrica, neste caso construção de uma central fotovoltaico;

OPEX (*Operational Expenditure* - Despesas Operacionais): todos os custos necessários para manter a central produzindo durante todo seu ciclo de vida útil;

Geração produzida pelo investimento durante todo o ciclo de vida útil.

Sendo assim, o LCOE acaba sendo uma métrica vital para comparação de diferentes propostas para sistemas geradores de energia solar fotovoltaicos. Através dele, é possível entender qual solução oferecerá o kWh mais barato, maximizando o retorno do investimento [9].

4.7 Período de retorno de investimento (Payback)

Nesta parte determinou-se os tempos de amortização para os investimentos a realizar para cada projeto, para que posteriormente, os resultados sejam comparados e, tendo em conta outras conclusões, seja então encontrada a solução ótima, ou seja, a melhor solução técnico-económica. Para qualquer investimento num projeto, este de início possui um período de despesas a qual se segue um período de receitas líquidas, receitas essas que irão recuperar todo o capital investido.

Foi assumido para central fotovoltaica um regime de unidades de produção para autoconsumo (UPAC). Para os respetivos cálculos de tempo de amortização do projeto, considerou-se uma tarifa de compra de eletricidade a 0,085€/kWh, uma taxa de juro de 4%.

Tendo em conta que o projecto tem um investimento para 20 anos, só a partir dos 11 anos é que se pode obter o lucro do investimento, ou seja retorno do investimento aplicado. [2].

Para cálculo do Payback, temos a seguinte fórmula:

$$\text{Payback} = \sum_{t=1}^T CF_t = I_0 \quad (5)$$

Sendo:

C_{Ft} - Cash-Flow total no ano t

I₀ - Cash-Flow do investimento Inicial

4.8 Período de amortização

O período de tempo necessário para as receitas recuperarem a despesa do investimento é o período de amortização, ou seja, é o tempo necessário para pagar a dívida. Para determinar o tempo de amortização do investimento de cada projeto teve-se em consideração a legislação em vigor para o setor fotovoltaico, de forma a apurar o regime remuneratório aplicável para que fosse possível determinar o tempo de retorno dos investimentos com rigor.

A Tabela 13, mostra todo o processo que tem haver com o retorno do investimento do projeto ao longo dos vinte anos. Caso o período de amortização da dívida for maior, logo o valor da prestação é menor e caso o período de amortização for menor, logo o valor da prestação é maior

Tabela 13: Retorno de investimento

Momento	Capital em dívida	Juros	Amortização	Prestação	C ₀ =	2 786 408,49 €
0	2 786 408,49 €				i=	4%
1	2 692 836,02 €	111 456,34 €	93 572,47 €	205 028,81 €	n=	20
2	2 595 520,64 €	107 713,44 €	97 315,37 €	205 028,81 €	P=	205 028,81 €
3	2 494 312,65 €	103 820,83 €	101 207,99 €	205 028,81 €		
4	2 389 056,35 €	99 772,51 €	105 256,31 €	205 028,81 €		
5	2 279 589,79 €	95 562,25 €	109 466,56 €	205 028,81 €		
6	2 165 744,56 €	91 183,59 €	113 845,22 €	205 028,81 €		
7	2 047 345,53 €	86 629,78 €	118 399,03 €	205 028,81 €		
8	1 924 210,54 €	81 893,82 €	123 134,99 €	205 028,81 €		
9	1 796 150,15 €	76 968,42 €	128 060,39 €	205 028,81 €		
10	1 662 967,34 €	71 846,01 €	133 182,81 €	205 028,81 €		
11	1 524 457,22 €	66 518,69 €	138 510,12 €	205 028,81 €		
12	1 380 406,70 €	60 978,29 €	144 050,53 €	205 028,81 €		
13	1 230 594,15 €	55 216,27 €	149 812,55 €	205 028,81 €		
14	1 074 789,10 €	49 223,77 €	155 805,05 €	205 028,81 €		
15	912 751,85 €	42 991,56 €	162 037,25 €	205 028,81 €		
16	744 233,11 €	36 510,07 €	168 518,74 €	205 028,81 €		
17	568 973,62 €	29 769,32 €	175 259,49 €	205 028,81 €		
18	386 703,75 €	22 758,94 €	182 269,87 €	205 028,81 €		
19	197 143,09 €	15 468,15 €	189 560,66 €	205 028,81 €		
20	0,00 €	7 885,72 €	197 143,09 €	205 028,81 €		

4.9 Análise do Risco e da Incerteza

Uma das características associadas a um investimento real é a incerteza associada aos fluxos financeiros que serão gerados no futuro. A incerteza ocorre quando não se sabe o suficiente para antecipar o futuro do projeto no qual se está envolvido.

Desta forma, consegue-se ultrapassar a incerteza com a noção do risco dado que, a incerteza está associada à existência de probabilidades de ocorrência futuras que são desconhecidas, enquanto o risco tem subjacentes estimativas de tais probabilidades”. O risco associa-se à probabilidade de um fluxo financeiro futuro não ocorrer da forma planeada e/ou estimada. De seguida, para a análise de risco são explicados dois métodos diferentes:

4.9.1 Análise de sensibilidade

São feitas estimativas otimistas e pessimistas sobre um grupo de variáveis, sendo estes importantes devido ao facto de apresentarem uma elevada incerteza que poderá ser importante na viabilidade do projeto. São parâmetros críticos como o tempo de construção e as despesas do investimento; os preços de venda e quotas de mercado; o preço das matérias-primas, energia e mão-de-obra.

Uma das formas de análise será o cálculo do VAL ou da TIR, após efetuada a alteração de parâmetros críticos, dependendo do que se deseja testar em termos de sensibilidade do projeto. Estes índices mencionados anteriormente são facilmente calculados com ferramentas computacionais como o Excel [2].

4.9.2 Análise de cenários

A análise de cenário permite avaliar o impacto de variáveis críticas consoante três cenários: cenário otimista, pessimista e mais provável. O cenário pessimista resume-se ao pior resultado que o projeto pode obter no que toca às expectativas criadas, ou seja, assume as expectativas mais pessimistas que as variáveis críticas podem assumir. O cenário otimista é praticamente o inverso, origina os melhores resultados possíveis para o projeto, dentro do que

está previsto. Por último, o cenário mais provável, como o próprio nome indica, permite obter resultados mais prováveis no que diz respeito ao projeto. Estas análises apresentam aspetos negativos. Dado que os cenários otimistas e pessimistas são analisados como os extremos da situação, a probabilidade para que estes ocorram é relativamente baixa.

A depreciação é a perda de valor de um bem decorrente de seu uso, do desgaste natural ou de sua obsolescência. Quando o bem é empregue diretamente na produção, sua taxa de depreciação será contabilizada como custo. Já a depreciação dos bens que não são usados diretamente na produção é lançada como despesa. A taxa de depreciação depende do desgaste que o bem sofre com o uso [2].

4.9.3 Estimativa de Produção de energia

Recorrendo ao software PVGIS foi possível obter uma estimativa da produção anual de energia da central, bem como, do perfil diário de produção e o perfil do rendimento do parque em função da temperatura.

$$E_{prod} = G_T \times A_{PV} \times \eta \times PR \quad (5)$$

E_{prod} – Energia produzida pelo sistema (kWh);

G_T – Radiação total anual incidente numa superfície inclinada (kWh m²);

A_{PV} – Área do sistema fotovoltaico (m²);

η – Eficiência dos painéis fotovoltaicos;

PR – Taxa de desempenho da instalação.

Software PVGIS, que é uma ferramenta online gratuita ideal para estimar a produção de eletricidade solar de um sistema fotovoltaico (PV), foram introduzidos alguns dados para o cálculo de produção de energia.

Ele (PVGis), fornece a potência de saída anual de painéis solares fotovoltaicos.

Com o Sistema de Informação Geográfica Fotovoltaico, propõe uma aplicação google-map que o torna fácil de usar [8].

Este aplicativo calcula o potencial de geração de eletricidade mensal e anual E [kWh] de um sistema fotovoltaico com inclinação e orientação dos módulos definidos.

Como se pode observar na figura abaixo, o resumo de insumos fornecidos:

Localização [Latitude / Longitude] - 1.655443, 7.408921 (local da aplicação do projeto);

A potência pico instalada [kWp] – 4750 (a potência pico do projeto a ser instalado).

Com os dados introduzidos no sistema, eis a visualização dos resultados obtidos:

- Produção anual de energia fotovoltaica [kWh]: 6254546,28 como se pode observar na figura 26.

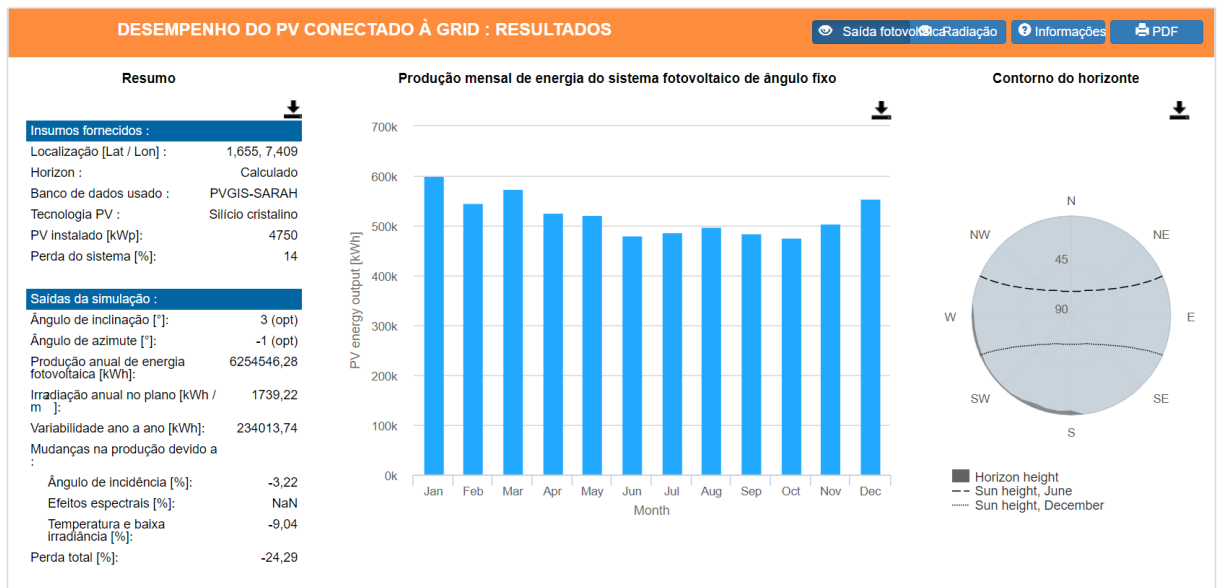


Figura 26:Produção mensal de energia fotovoltaico de ângulo fixo

Fonte: PVgis (Setembro/2021).

Tabela 14: Produção mensal de energia do sistema fotovoltaico (Kwh)

Meses do ano	Produção mensal de energia do sistema fotovoltaico (Kwh)
Janeiro	600226.56
Fevereiro	543141.54
Março	574168.84
Abril	527173.04
Mai	521621.56
Junho	480198.52
Julho	486641.83
Agosto	497692.43
Setembro	484339.6
Outubro	477066.72
Novembro	504188.55
Dezembro	555087.09

Na tabela 14, acima referida pode-se observar os valores mensais da produção de energia do sistema fotovoltaico em Kwh, ao longo dos 12 meses, correspondente a um ano. São valores extraídos do Software PVgis do local que se pretendem construir o referido sistema de armazenamento de energia, através de baterias.

- Irradiação anual no plano [kWh / m²]: 1739,22, como se pode observar na figura 27.

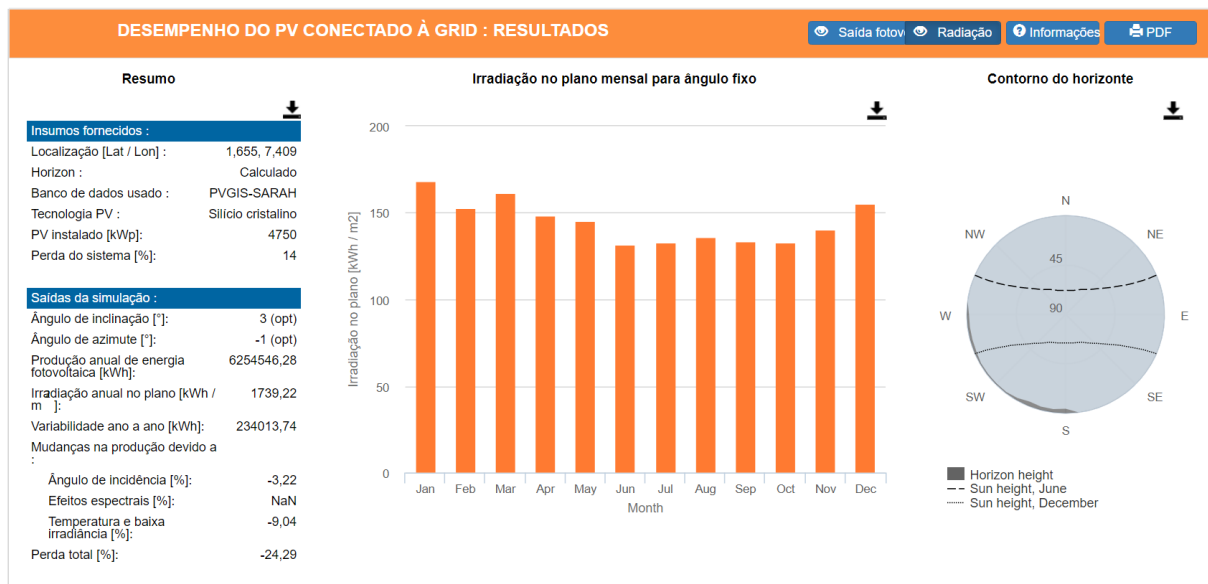


Figura 27: Irradiação no plano mensal para o ângulo fixo.

Fonte: PVgis (Setembro/2021).

Tabela 15: Produção da Irradiação no plano mensal para ângulo fixo.

Meses do ano	Irradiação no plano mensal para ângulo fixo [kWh / m ²]
Janeiro	168,23
Fevereiro	153,08
Março	161,59
Abril	148,42
Maio	145,5
Junho	131,78
Julho	132,97
Agosto	135,97
Setembro	133,27
Outubro	132,84
Novembro	140,56
Dezembro	155,01

Na tabela 15, acima referida pode-se observar os valores da irradiação no plano mensal para o ângulo fixo do sistema fotovoltaico em kWh/m², ao longo dos 12 meses, correspondente a um ano. São valores extraídos do Software PVgis do local que se pretendem construir o referido sistema de armazenamento de energia, através de baterias.

A tabela 16 representa os valores da energia produzida bem como o seu preço de venda ao longo dos 20 anos.

Tabela 16: Energia produzida e preço de venda

Ano	Energia Produzida (KWh)	Preço de venda (€/KWh)
2021	6254546,28	0,085
2022	6242037,187	0,0867
2023	6229553,113	0,0884
2024	573160,8337	0,0902
2025	572014,5121	0,0920
2026	570870,483	0,0938
2027	569728,7421	0,0957
2028	568589,2846	0,0976
2029	567452,106	0,0995
2030	566317,2018	0,1015
2031	565184,5674	0,1036
2032	564054,1983	0,1056
2033	562926,0899	0,1078
2034	561800,2377	0,1099
2035	560676,6372	0,1121
2036	559555,2839	0,1143
2037	558436,1734	0,1166
2038	557319,301	0,1190
2039	556204,6624	0,1214
2040	555092,2531	0,1238

A seguir, no quadro faz-se a análise económica do sistema assim como a rentabilidade do mesmo, como podemos observar na Tabelas 17 e 18.

Tabela 17: Cash-flows

Designação	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1-Vendas	531 636,43	541 184,62	550 304,30	560 738,54	570 870,48	581 123,32	591 560,29	602 184,71	612 939,95	624 009,43
2-CMVVC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3-Gastos com Pessoal	64 337,00	66 885,11	68 891,66	70 358,41	73 087,17	75 279,78	77 538,17	79 864,32	82 260,25	84 728,06
4-Outros Gastos Variáveis	2 658,18	2 705,92	2 754,52	2 803,93	2 854,35	2 905,62	2 957,80	3 010,92	3 065,00	3 120,05
5-Gastos Fixos										
6-Depreciações	65 110,22	65 110,22	65 110,22	65 110,22	30 850,17	30 850,17	30 850,17	21 352,57	10 076,17	10 076,17
7-Resultado Antes de Imposto	338 331,03	406 483,37	414 147,89	421 925,91	464 078,79	472 087,75	480 214,14	497 956,90	517 598,53	526 085,15
8-Imposto (12,5%)	43 866,38	50 810,42	51 768,43	52 740,74	58 003,85	59 010,97	60 026,77	62 244,61	64 639,82	65 760,64
9-Resultado Líquido Do Exercício	343 064,65	355 672,95	362 379,41	369 185,17	406 068,94	413 076,78	420 187,37	435 712,29	452 898,71	460 324,51
10-Depreciações	65 110,22	65 110,22	65 110,22	65 110,22	30 850,17	30 850,17	30 850,17	21 352,57	10 076,17	10 076,17
11-Cash-Flows de Exploração	414 174,87	420 783,17	427 489,63	434 235,40	436 319,12	443 326,95	451 037,55	457 064,86	462 974,89	470 400,68
12-Varição Work Capital	- 86 514,48	- 1559,06	- 1587,11	- 1615,67	- 1644,74	- 1674,33	- 1704,45	- 1735,12	- 1766,33	- 1798,11
13-Investimento	- 2 786 408,49									
14-Recuperação do Work Capital										
15-Valor Residual										
16-Cash-Flows	- 2 458 748,10	419 224,11	425 902,52	432 679,73	435 274,38	442 252,62	449 333,10	455 329,74	461 208,55	468 602,51
Val=	2 682 270,06									
Taxa de Atualização=	7%									
TIR=	18%									
LCGE	0,021€/wh									

Tabela 18: Cash-flows(continuidade)

Designação	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
1-Vendas	635 216,64 €	646 625,13 €	658 238,52 €	670 060,48 €	682 094,77 €	694 345,19 €	706 815,63 €	719 510,04 €	732 432,44 €	745 586,93 €
2-CMVVC										
3-Gastos com Pessoal	96 971,29 €	99 880,43 €	102 876,85 €	105 963,15 €	109 142,05 €	112 416,31 €	115 788,80 €	119 262,46 €	122 840,33 €	126 525,54 €
4-Outros Gastos Variáveis	3 176,08 €	3 233,13 €	3 291,19 €	3 350,30 €	3 410,47 €	3 471,73 €	3 534,08 €	3 597,55 €	3 662,16 €	3 727,93 €
5-Gastos Fixos										
6-Depreciações	10 076,17 €	10 076,17 €	10 076,17 €	10 076,17 €	10 076,17 €	10 076,17 €	10 076,17 €	10 076,17 €	10 076,17 €	10 076,17 €
7-Resultado Antes de Imposto	524 993,09 €	533 435,40 €	541 994,31 €	550 670,86 €	559 466,08 €	568 380,98 €	577 416,58 €	586 573,85 €	595 853,77 €	605 257,27 €
8-Imposto (12,5%)	65 624,14 €	66 679,42 €	67 749,29 €	68 833,86 €	69 933,26 €	71 047,62 €	72 177,07 €	73 321,73 €	74 481,72 €	75 657,16 €
9-Resultado Líquido Do Exercício	459 368,95 €	466 755,97 €	474 245,02 €	481 837,00 €	489 532,82 €	497 333,36 €	505 239,51 €	513 252,12 €	521 372,05 €	529 600,11 €
10-Depreciações	10 076,17 €	10 076,17 €	10 076,17 €	10 076,17 €	10 076,17 €	10 076,17 €	10 076,17 €	10 076,17 €	10 076,17 €	10 076,17 €
11-Cash-Flows de Exploração	469 445,13 €	476 832,15 €	484 321,19 €	491 913,17 €	499 608,99 €	507 409,53 €	515 315,68 €	523 328,30 €	531 448,22 €	539 676,29 €
12-Varição Work Capital	- 1 830,46 €	- 1 863,39 €	- 1 896,92 €	- 1 931,04 €	- 1 965,78 €	- 2 001,15 €	- 2 037,15 €	- 2 073,79 €	- 2 111,10 €	- 2 149,08 €
13-Investimento										
14-Recuperação do Work Capital										121 459,26 €
15-Valor Residual										14 527,96 €
16-Cash-Flows	467 614,66 €	474 968,75 €	482 424,28 €	489 982,13 €	497 643,21 €	505 408,39 €	513 278,54 €	521 254,50 €	529 337,12 €	673 514,43 €

Com o preço da energia anual tendo uma taxa de crescimento de 2,00% e com a eficiência do painel monocristalino tendo uma perda estimada de 5% durante 25 anos dá um coeficiente médio anual de 99,8% ($\sqrt[25]{0,95}$), significa que em média a eficiência cai 2% anualmente. Assim, os valores das vendas são resultados dos produtos dos preços do kWh de eletricidade pelas energias estimadas anualmente. As vendas ao longo dos anos foram se aumentando dos 531 636,43 € no primeiro ano para os 745 586,93 € para o ano 2040. Uma vez que não há matérias-primas, anula-se o valor dos CMVMC.

Os gastos com pessoal também aumenta tendo como uma das causas a taxa de aumento salarial ao longo dos anos. Entre os gastos variáveis estão os gastos que sazonalmente se pode ter com manutenção, entre outros gastos estimou-se em cerca de 5% das vendas. As depreciações obtêm-se pela soma dos produtos dos preços de aquisição pelas respectivas taxas de depreciação. Assim significa que irão se depreciar em períodos equivalentes ao quociente entre 100% e a respetiva taxa de depreciação. Assim, após quatro anos, a linha deixa de fazer parte da soma-produto. Assim sendo, as depreciações depois do 4º, 7º e 8º ano calculam-se de formas diferentes, mas a tendência é diminuir.

Os resultados antes de imposto dão a noção dos lucros brutos anuais compreendidos entre os 391 712,28 € a 605 257,27 € desde o primeiro ao último ano. Assim, os impostos são os produtos entre a taxa de imposto (12,5%) e os valores antes dos impostos. Tendo calculado o valor do imposto já se pode calcular o resultado líquido subtraindo do resultado bruto o valor do imposto para cada ano. Verifica-se que o valor antes de imposto é sempre positivo pelo que não houve necessidade de fazer algum ajuste do valor do imposto a pagar em anos mais lucrativos.

O *cash-flow* de exploração que mede a capacidade da empresa em gerar disponibilidade através da atividade normal, é a soma do resultado líquido e a depreciação. O *working capital* ou fundo de maneio é dado pelo valor obtido dos clientes somado com os stocks e subtraindo dos fornecedores e dá a noção do fundo com o qual a empresa pode contar a cada ano em termos absolutos.

A variação do *working capital* é dada sempre pela diferença entre o de um ano e o do ano anterior e fornece a ideia de como aumentou ou diminuiu o fundo de maneio. Aquilo que sai é negativo e o que entra, positivo. Assim sendo o investimento inicial também é um valor negativo.

A recuperação do *working capital* é dado pelo *working capital* no último ano. O valor residual que só é calculado no último ano é o valor da venda subtraído o valor do efeito fiscal. O cash-flow é a soma do cash-flow de exploração com o valor residual e o *working capital* recuperado e subtraindo os valores do investimento inicial e a variação do *working capital*.

O VAL fornece a informação sobre o quanto viável pode ser o projeto, sendo que um vale inferior a 0 indica um projeto inviável. Assim, com um vale de cerca de 130,84 mil euros o projeto mostra-se bastante viável. O TIR fornece a informação do quanto rentável é a execução do projeto. Neste caso, o TIR é de 18%. É rentável, embora o valor não seja tão elevado.

Quanto, o LCOE desse sistema fotovoltaico seria de 0,02 €/kWh. Ou seja, cada kWh gerado por esse sistema custaria 0,02€, valor podendo chegar a ser 5 vezes inferior ao pago às pela eletricidade gerada pelas concessionárias de energia.

4.10 Gastos com fornecimentos e serviços externos

Os gastos em questão englobam todas as atividades e recursos que são necessários para a execução com qualidade do projeto, ou seja, o custo das tarefas, nas quais consistem em uma ou várias atividades técnicas que têm de ser realizadas, e os custos referentes à mão de obra, aos materiais, aos equipamentos e, eventualmente às subempreitadas.

4.11 Gastos com Pessoal

As Tabelas 19 e 20, mostram as despesas que se podem obter com os trabalhadores, desde os salários, Segurança Social, subsídios de alimentação e com formações:

Tabela 19: Gastos com pessoal

Salário de cada trabalhador	750,00 €
Taxa Segurança Social a Cargo da Empresa	10,00%
Valor Subsídio de Alimentação	4,70 €
Média Mensal de Dias de Trabalho	22
Encargos com Formação Anual	300€/trabalhador
Taxa de Crescimento dos salários	3%

Tabela 20: Gastos com pessoal

Numero de Trabalhadores	5
Salário Anual	52 500,00 €
Segurança Social	12 468,75 €
Subsídio de Alimentação	5 687,00 €
Formação	1 500,00 €
Total Encargos Com Pessoal	72 155,75 €

Assim, admitindo um salário médio entre trabalhadores de 750€ e um máximo de 5 trabalhadores ter-se-ia um salário anual de 52.500 € a pagar considerando que são 14 meses pagos. À Segurança Social serão pagos 23,75% do salário total pago o que daria um valor de quase 5mil euros anuais. O subsídio de alimentação é pago nos meses em que se trabalha e são, 11 meses. Sendo assim seria o produto do número de dias trabalhados mensalmente, que são 22 dias em média, por 11 meses e pelo 5 trabalhador e dando um valor de 5 678,00€ anuais. Considerando que em média gasta-se 1 500,00€ anuais em formações para capacitar os trabalhadores ter-se-ia uma total de 300€ anuais a pagar. Assim, com o trabalhador gastar-se-ia cerca de 72.155,75 €.

4.12 Cálculo do Valor Residual

A vida útil estimada não significa necessariamente que o bem não terá nenhum valor após seu término, mas sim que ele esgotou o tempo de sua utilização económica. O valor do bem no fim de sua vida útil é chamado de valor residual. É estabelecida a percentagem de valor que o bem perde ao longo dos anos de vida útil (depreciação), e assim se define o valor que o bem terá nessa altura.

A Tabela 21, mostra um quadro do valor residual.

Tabela 21: Valor Residual

Cálculo do Valor Residual	
Valor de Aquisição	2 786 408,49 €
Depreciações Acumuladas	394 496,33 €
Valor Contabilístico	2 391 912,16 €
Valor de Venda	1 114 563,40 €
+ ou - Menos Valia	-1 277 348,77 €
Efeito Fiscal	159 668,60 €
Valor Residual	1 274 231,99 €

O valor residual do investimento constitui uma receita no final do horizonte de planificação, correspondente ao valor dos bens de capital nesse momento temporal. No final da sua utilização económica, os bens investidos têm apenas um valor residual. Este valor representa o que a central fotovoltaica receberá pela venda dos ativos imobilizados.

Verificamos que o VAL é positivo para 20 anos de exploração à taxa de atualização pretendida, pelo que o projeto é rentável.

Uma análise de sensibilidade é uma avaliação que procura estimar o resultado gerado por mudanças nos parâmetros ou nas atividades de um procedimento, desse modo, medindo o grau de sensibilidade do processo perante uma alteração nas variáveis mais relevantes para a determinação da viabilidade, nomeadamente variações nos preços de venda, variações nos preços de custo, variações nas quantidades vendidas e variações nas quantidades dos inputs.

A análise de sensibilidade permite, desta forma, traçar diversos cenários na análise da viabilidade do projeto e verificar até que ponto a viabilidade do projeto se mantém face a alterações, com diversos graus de intensidade, nas suas variáveis mais importantes.

4.13 Avaliação de Cenários

A construção de cenários é de grande importância no cotidiano de qualquer organização. Tomando-se como base esses pressupostos, podem-se identificar pontos de melhoria da atividade organizacional antes mesmo de que haja qualquer tipo de impacto negativo nos resultados esperados. E uma boa maneira de começarmos a programar as intervenções necessárias e eficientes sobre o desenho operacional é entender a perspectiva da Análise de Sensibilidade.

O VAL obtido no cálculo esperado é positivo, pelo que se torna necessário analisar os cenários pessimistas; para um cenário otimista, obteríamos simplesmente um VAL e um TIR superiores aos calculados. Os parâmetros a variar num cenário pessimista são a energia vendida anualmente, e o tempo de vida útil do projeto.

A Tabela 22 mostra um quadro acerca do cenário.

Tabela 22: Sumário dos cenários

Sumário do cenário							
	Valores atuais:	Pessimista	Moderadamente Pessimista	Realista	Moderadamente Otimista	Otimista	
Células variáveis:							
PV	0%	-5%	-2%	0%	2%	5%	
CMVMC	0%	5%	2%	0%	-2%	-5%	
QV	0%	-4%	2%	0%	2%	4%	
Células de resultado:							
§C\$81	2 592 994,35 €	-145 949,97 €	2 599 771,26 €	2 592 994,35 €	4 787 476,52 €	8 837 603,01 €	
§C\$82	7%	7%	7%	7%	7%	7%	
§C\$83	18%	6%	17%	18%	23%	30%	

Notas: A coluna 'Valores atuais' representa os valores das células no momento em que o Relatório de sumário do cenário foi criado. Alterações de células para cada cenário aparecem destacadas a cinzento.

5. CONCLUSÃO

No dimensionamento do sistema solar, a escolha dos painéis fotovoltaicos está relacionado principalmente com o tipo da tecnologia e a potência, podendo ser influenciada consoante o local de instalação. Quanto maior a potência nominal dos painéis, menor será o número de painéis necessários para a obtenção da potência do sistema desejada. Embora seja importante utilizar painéis com potência nominal e eficiência elevadas, conclui-se que a energia produzida pelo sistema não depende, necessariamente, desses fatores. No caso em estudo foi utilizado uma área de 7 ha onde foram instalados os 8960 painéis solares fixos com capacidade de geração de energia anual de 6.254.546,28 kWh. Após a obtenção do ângulo de inclinação ótimo e da potência instalada, foi possível desenhar o layout do parque e dimensionar a cablagem DC, tendo sempre como principal objetivo a minimização das perdas no lado DC. Por último, no que tocou à rede MT, esta foi escolhida ao ter em conta o custo das perdas evidenciado ao longo de 25 anos. A energia solar fotovoltaica em grande escala pode ser uma alternativa muito viável e rentável como se pôde notar ao longo deste trabalho. Com um VAL de cerca de 2 592 994,35 € euros e um TIR de 18%, acaba-se resolvendo o problema das emissões de carbono, o problema do custo da energia e acaba sendo um investimento também rentável. Também é de notar que a perda de eficiência dos painéis ao longo dos anos não é tão prejudicial ao investimento levando em consideração dados reais de perdas de eficiência de 5% em 25 anos.

Recomenda-se, pois, que para além de estudos sobre o sector que a análise de sensibilidade possa avaliar diferentes tipos de cenários e não apenas os cenários otimistas onde todas as variáveis são perfeitas (vendas elevadas, baixos custos, taxas de juro mais favoráveis, períodos de financiamento mais alargados, etc.) e podermos ter também cenários mais pessimistas ou com variáveis mais realistas. Foram realizadas simulações para 5 cenário que são: Pessimista, Moderadamente pessimista, Realista, Moderadamente Otimista e Otimista. Com este trabalho conseguimos adquirir alguma sensibilidade e conhecimentos teóricos e práticos no que diz respeito à análise de projetos de investimento.

O trabalho ficou bastante complexo desde a parte técnica à parte económica servindo de base para qualquer leitor interessado em conhecer e estudar melhor o ramo fotovoltaico principalmente em larga escala, acabando por ser uma ferramenta importante para futuros estudos ainda mais complexos. A visão esperada é que São Tomé e Príncipe consiga construir um setor energético seguro, eficiente, sustentável e sem dependência de combustíveis fósseis.

Um dos grandes desafios do País é a descarbonização do setor de produção de eletricidade. Apesar do déficit de energia para sustentar diversas iniciativas de desenvolvimento, a necessidade de mudar a produção da energia elétrica para o uso dos recursos disponíveis localmente, como o caso das pequenas centrais hidroelétricas, energia fotovoltaica, energia eólica, biomassas, e outras fontes tornaram-se recentemente a pedra angular da política interna de São Tomé e Príncipe. O estado santomense preconiza com algumas ações em curso, e evidentemente com o apoio dos parceiros de desenvolvimento, tais como:

Banco Africano do Desenvolvimento (BAD) para que o setor passe de 8% ou 9% renováveis à 50% em 2025. Para isso é necessário pôr cobro as necessidades urgentes:

- Necessidade estrutura institucional solida capaz planificar, regular e executar as atividades de geração, transporte e distribuição de energia de qualidade à população;
- Garantir a capacidade técnica, tanto ao nível de quadros especializados em energias renováveis, eficiência energética e outras áreas afins, bem como capacidade técnica material de forma a permitir o bom acompanhamento da evolução técnica e tecnológica industrial do setor de energia;
- Criar mecanismos que promovam a substituição dos investimentos públicos pelos investimentos privados no setor de energia elétrica.

Através do Banco Mundial (BM), projeto de reabilitação do setor elétrico de São Tomé e Príncipe:

- Elaboração do Plano Diretor de Eletricidade a baixo custo para um período de 20 anos;
- Reformar a única Empresa de Água e Eletricidade (EMAE) do país nomeadamente:
 - ✓ Modernização do setor técnico (transporte e distribuição de eletricidade);
 - ✓ Modernização do setor de comercialização de eletricidade.
- Reabilitação e duplicação da capacidade da Central Hidroelétrica de Contador;
- Reforma da Agência Reguladora (AGER) de forma a preparar a abertura da parceria público privado aos serviços de produção de eletricidade.

Através do Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento (PNUD), com financiamento do Fundo Global do Ambiente (GEF), projeto de promoção de energias renováveis através de mini/pequenas centrais hidroelétricas (projeto integrado com os setores de Floresta e Agricultura):

- Elaboração e aplicação da lei das águas;
- Elaboração do Plano Nacional de Desenvolvimento Florestal;
- Atualização da Lei das Florestas;
- Elaboração de regulamentos específicos para a aplicação do regime jurídico do setor elétrico:
 - ✓ Regulamentação da produção de energia através de diferentes fontes de energias renováveis (hidroelétrica, solar fotovoltaica, biomassa e eólica);
 - ✓ Regime sancionatório aplicado aos produtores de energia elétrica;
 - ✓ Regulamentação de interligação elétrica dos novos produtores.
- Estrutura organizacional do setor de energia e da Direção de Energia;
- Criação de mecanismos de apoio e incentivos aos produtores independentes de eletricidade através de fontes renováveis.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1]EDPR, “Projeto BESS” Ilha do Príncipe (São Tomé e Príncipe) -2020.

[2]JOÃO HENRIQUE MARTINS DIAS [“ANÁLISE ECONÓMICO-FINANCEIRA DE UM PROJETO DE ENERGIA FOTOVOLTAICA NUMA GRANDE SUPERFÍCIE”].

[3]Banco Mundial, “Plano de Desenvolvimento de Menor Custo” (São Tomé) - 24/10/2018.

[4]ALER, “Relatório Nacional do Ponto de Situação das Energias Renováveis e Eficiência Energética em São Tomé e Príncipe” (São Tomé) Julho/2020.

[5]M.J.CORREIA,” Sistemas de Bombagem de Água utilizando Energia Solar Fotovoltaica”, Instituto Superior Politécnico de Lisboa, Dezembro 2015.

[6]FUNAE, “Sistemas Fotovoltaicos Autónomos - Manual do Utilizador” 15 de Julho 2012.

[7] WORDPRESS, “GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA SOLAR” 17/ 09/ 2021.

[8]Solar Engineering Software, “ PVGIS - Sisistemas-fotovoltaicos-autónomos” 09/2021.

[9]JULIANO PEREIRA, “solaredge-LCOE de sistemas fotovoltaicos: Como e por que calcular” Brasil, 25 de Agosto 2020.

[10]<https://fomatheus.wordpress.com/2015/06/04/sistemas-fotovoltaicos-autonomos/>.- 2021.

[11] Professor Batista “Plano de estudo da aula do SF do IPB”,2017.

[12] <http://www.africa-turismo.com/sao-tome-principe/principe.htm>.,2021.