

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ - UNIFEI
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA ELÉTRICA

Análise Eletroenergética de Geração Solar
Fotovoltaica Distribuída em São Tomé
e Príncipe.

Maise Natalia Soares da Silva

Itajubá, 02 de dezembro de 2020

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ - UNIFEI
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA ELÉTRICA

Maise Natalia Soares da Silva

Análise Eletroenergética de Geração Solar
Fotovoltaica Distribuída em São Tomé
e Príncipe.

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para obtenção
do Título de **Mestre em Engenharia Elétrica**.

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. Ph.D. Paulo Fernando Riberiro

**Coorientador: Prof. Ph.D. Antônio Carlos Zambroni
de Souza**

02 de dezembro de 2020

Itajubá

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ - UNIFEI
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA ELÉTRICA

Análise Eletroenergética de Geração Solar
Fotovoltaica Distribuída em São Tomé
e Príncipe.

Maise Natalia Soares da Silva

Dissertação aprovada por banca examinadora em
02 de dezembro de 2020, conferindo ao autor o
título de **Mestre em Engenharia Elétrica.**

Banca Examinadora:

Prof. Ph.D. Benedito Donizeti Bonatto
Prof. Dr. Fernando Nunes Belchior

Itajubá
2020

Maise Natalia Soares da Silva

Análise Eletroenergética de Geração Solar Fotovoltaica Distribuída em São Tomé e Príncipe./ Maise Natalia Soares da Silva. – Itajubá, 02 de dezembro de 2020-

77 p. : il. (algumas color.) ; 30 cm.

Orientador: Prof. Ph.D. Paulo Fernando Riberiro

Dissertação (Mestrado)

Universidade Federal de Itajubá - UNIFEI

Programa de pós-graduação em engenharia elétrica, 02 de dezembro de 2020.

1. Geração distribuída fotovoltaica. 2. Viabilidade técnica. 3. Harmônicos. 4. Viabilidade Econômica. I. Ribeiro, Paulo Fernando. II. Universidade Federal de Itajubá. III. Instituto de Sistemas Elétricos e Energia. IV. Título

CDU 07:181:009.3

Maise Natalia Soares da Silva

Análise Eletroenergética de Geração Solar Fotovoltaica Distribuída em São Tomé e Príncipe.

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para obtenção do Título de **Mestre em Engenharia Elétrica.**

Trabalho aprovado. Itajubá, 02 de dezembro de 2020:

Prof. Ph.D. Paulo Fernando Riberiro
Orientador

**Prof. Ph.D. Antônio Carlos Zambroni
de Souza**
Coorientador

**Prof. Ph.D. Benedito Donizeti
Bonatto**

Prof. Dr. Fernando Nunes Belchior

Itajubá
02 de dezembro de 2020

Agradecimentos

Agradeço às agências de fomento CAPES, CNPq, FAPEMIG e INERGE pelo apoio financeiro que tornou o desenvolvimento deste trabalho possível. Este trabalho foi realizado com o apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - (CAPES) - Código Financeiro 001.

Agradeço ao Professor Paulo Fernando Ribeiro pelo acolhimento e inspiração como profissional e como pessoa, pela confiança depositada em mim e pela liberdade de trabalhar com aquilo que realmente me move. Agradeço ao Professor Antônio Carlos Zambroni pela acolhida, bom ânimo e pelo entusiasmo que tanto me ajudaram a seguir em frente.

Agradeço aos pesquisadores e professores do Grupo aPTIs-SG² por tornarem agradáveis o dia a dia de trabalho, por serem suporte em todos os momentos de necessidade na vida acadêmica.

Agradeço à toda equipe da Direção Geral de Recursos Naturais e Energia de São Tomé e Príncipe, em especial ao Diretor de Energia, Engenheiro Gabriel Makengo por me receber com tanto profissionalismo, generosidade e interesse neste trabalho. Agradecer aos colegas São Tomenses, do período de graduação, Luis Carlos Marques, Bernalize do Rosário Vila Nova e Angel Fernandes de Boa Esperança, que proporcionaram a realização deste trabalho, seja através da partilha de dados ou mesmo por me recomendar à Direção.

Gostaria de agradecer aos meus colegas de mestrado, em especial a Renata Ribeiro e Rafael Salles, pela paciência, disposição, parceria e tantos ensinamentos durante o período de mestrado, palavras não são suficientes para agradecer o apoio incondicional destas pessoas.

Agradecer ao meu amigo e irmão Valdécio dos Santos Rodrigues e seus pais, Maria da Luz Pires dos Santos e Cândido Rodrigues, por me acolherem em sua casa e por me proporcionarem uma imersão cultural tão rica em São Tomé. Às minhas amigas e amigos Geysa Moura, Márcia Regina, Fábio de Oliveira, Leandro Proença e Maurílio Machado por torcerem por mim e por acompanharem com alegria o caminhar deste ciclo.

Por fim e mais importante, agradecer à minha família: Maria do Carmo Soares da Silva, minha mãe, Antonio Nascimento da Silva, meu pai e a Maria de Paula e Antonio Henrique, meus irmãos, pela paciência, por entender a necessidade das ausências e pelo suporte certo de sempre.

*"Abandonando as noites de terror e medo
Eu me levanto
Para um amanhecer maravilhosamente claro
Eu me levanto
Trazendo as dádivas que meus ancestrais me deram
Eu sou o sonho e a esperança dos escravos
Eu me levanto
Eu me levanto
Eu me levanto"
(Maya Angelou)*

Resumo

Este trabalho apresenta uma análise da inserção de geração distribuída solar fotovoltaica no Sistema Elétrico Nacional de São Tomé e Príncipe. O estudo avalia aspectos técnicos e econômicos de viabilidade utilizando ferramentas computacionais para tal. O *software* PVsyst é utilizado na análise de viabilidade técnica de um sistema de mini-geração fotovoltaica de 1MW_p, a partir do coeficiente de performance *PR*. O sistema dimensionado tem capacidade nominal de fornecer 882kW com *performance ratio* de 80,47%. Na análise de viabilidade econômica, o sistema de minigeração fotovoltaico apresentou um tempo de retorno de investimento de 12 anos, uma TIR calculada igual à 6% e, sendo maior que o valor de TMA definido, o investimento foi considerado economicamente viável. A análise simplificada da agregação de múltiplas fontes de corrente harmônica, avalia a inserção de três sistemas de mini-geração à rede existente. A modelagem e simulação é realizada no pacote MATLAB/*Simulink*, retornando os valores de THD e distorções individuais, além dos resultados dos métodos de soma. Na simulação, os valores de distorção individual se assemelham aos valores do método aritmético, exceto para a corrente do barramento SE1, que apresenta um cancelamento inesperado das ordens harmônicas 5 e 7. A análise de viabilidade econômica dos sistemas de micro-geração fotovoltaica distribuída é realizado com uso do *software* HOMER Pro, tendo as tarifas de energia do país como variáveis de sensibilidade. Os resultados desta análise mostram que a aquisição de sistemas fotovoltaicos é inviável para consumidores residenciais com tarifa igual a 0,08US\$/kWh. A viabilidade dos sistemas de micro-geração distribuída apresenta-se como uma oportunidade de redução de custos com geração térmica e o consequente desenvolvimento socio-econômico do país.

Palavras-chaves: Geração distribuída fotovoltaica. Viabilidade técnica. Harmônicos. Viabilidade Econômica

Abstract

This work presents an analysis of the insertion of distributed solar photovoltaic generation in the National Electrical System of São Tomé and Príncipe. The study evaluates technical and economic aspects of viability using computational tools for this. The PVsyst software is used in the technical feasibility analysis of a 1MWp photovoltaic mini-generation system, based on the performance coefficient PR . The projected system has a nominal capacity to supply 882kW with a performance ratio of 80.47 %. In the economic viability analysis, the photovoltaic mini-generation system presented a 12-year return on investment, a calculated IRR equal to 6 % and, being greater than the defined value of MARR, the investment was considered economically viable. The simplified analysis of the aggregation of multiple sources of harmonic current, evaluates the insertion of three mini-generation systems to the existing network. The modeling and simulation is related to the MATLAB/Simulink package, returning the THD values and individual distortions, in addition to the results of the sum methods. In the simulation, the individual distortion values are similar to the values of the arithmetic method, except for the SE1 bus current, which presents an unexpected cancellation of harmonic orders 5 and 7. The economic feasibility analysis of distributed photovoltaic microgeneration systems is performed using HOMER Pro software, with the country's energy tariffs as sensitivity variables. The results of this analysis show that the acquisition of photovoltaic systems is not feasible only for residential consumers with a tariff equal to 0.08US\$/kWh. The viability of distributed microgeneration systems presents itself as an opportunity to reduce costs with thermal generation, bringing socioeconomic development to the country.

Key-words: Distributed photovoltaic generation. Technical viability. Harmonics. Economic Feasibility.

Lista de ilustrações

Figura 2.1 – Matriz Energética de São Tomé e Príncipe.	21
Figura 2.2 – Centrais de Geração de São Tomé.	24
Figura 2.3 – Capacidade Fotovoltaica Acumulada.	25
Figura 2.4 – Irradiação Global Horizontal em São Tomé.	27
Figura 2.5 – Exemplo de curva IXV módulo fotovoltaico.	29
Figura 2.6 – Modelo de carga não linear-fonte ideal.	36
Figura 3.1 – Otimização do sistema - PVsyst	40
Figura 3.2 – Escolha de Equipamentos - PVSyst.	41
Figura 3.3 – Sistema Simulado	45
Figura 3.4 – Formas de onda de tensão	46
Figura 3.5 – Formas de onda de Corrente	47
Figura 3.6 – Distorção harmônica de tensão - SE1	48
Figura 3.7 – Distorção harmônica de tensão - SE2	49
Figura 3.8 – Distorção harmônica de corrente - SE1	49
Figura 3.9 – Distorção harmônica de corrente - SE2	49
Figura 4.1 – Entrada de Dados Econômicos	52
Figura 4.2 – Curvas de Carga Sintética	53
Figura 4.3 – Aba <i>PV Setup</i>	54
Figura 4.4 – Aba <i>Inverter</i>	55
Figura 4.5 – VPL de base <i>versus</i> VPL viáveis - Categoria 1	57
Figura 4.6 – VPL de base <i>versus</i> VPL viável - Categoria 2	58
Figura 4.7 – VPL de base <i>versus</i> VPL viáveis - Categoria 3	58

Lista de tabelas

Tabela 2.1 – Centrais Geradoras São Tomé e Príncipe	22
Tabela 2.2 – Tarifa por Tipo de Consumidor	23
Tabela 2.3 – Sistemas Fotovoltaicos Instalados São Tomé (NETO, 2018)	28
Tabela 2.4 – Limites de distorção harmônica de tensão (IEEE 519, 2014)	34
Tabela 2.5 – Limites de distorção de corrente harmônica - 120V a 69kV (IEEE 519, 2014)	34
Tabela 3.1 – Dados Climáticos do Local	39
Tabela 3.2 – Características do sistema fotovoltaico proposto	41
Tabela 3.3 – Resultados da avaliação de geração - PVsyst	42
Tabela 3.4 – Investimento Inicial do Projeto	43
Tabela 3.5 – Estimativa do <i>Payback</i> Descontado	43
Tabela 3.6 – Viabilidade Econômica Minigeração Fotovoltaica	44
Tabela 3.7 – Espectro de corrente harmônica	44
Tabela 3.8 – THD dos Barramentos SE1 e SE2	48
Tabela 3.9 – Distorção Harmônica Individual SE1 e SE2	48
Tabela 4.1 – Tarifas Simuladas por Categoria	52
Tabela 4.2 – Consumo médio - <i>Scaled Data</i>	54
Tabela 4.3 – Sistemas mais Viáveis por Categoria e Tarifa	56

Lista de abreviaturas e siglas

AGER	Autoridade Geral de Regulação	20
CA	Corrente Alternada	25
CC	Corrente Contínua	25
DGRNE	Direção Geral de Recursos Naturais e Energia	20
EMAE	Empresa de Água e Eletricidade	16
ENCO	Empresa Nacional de Combustíveis e Óleos	16
FF	Fator de Forma	29
GEE	Gases do efeito estufa	16
MOPIRNA	Ministério das Obras Públicas, Infraestruturas, Recursos Naturais e Ambiente	20
PAC	Ponto de Acoplamento Comum	34
PIB	Produto Interno Bruto	61
Pmp	Ponto de Máxima Potência	29
PR	<i>Performance Ratio</i>	30
RP	<i>Random Phase</i>	35
RPM	<i>Random Phase and Magnitude</i>	35
RSS	<i>Root-Square-Sum</i>	35
SEN	Sistema Elétrico Nacional	16
SIDS	<i>Small Island Developing States</i>	16
STC	<i>Standard Testing Conditions</i>	29
STD	São Tomé Dobras	51
THD	<i>Total Harmonic Distortion</i>	33
TIR	Taxa Interna de Retorno	32
TMA	Taxa Mínima de Atratividade	31
VPL	Valor Presente Líquido	31

Sumário

1	INTRODUÇÃO	16
1.1	Objetivos	18
1.1.1	Objetivo Geral	18
1.1.2	Objetivos Específicos	18
1.2	Metodologia	19
1.3	Estrutura textual	19
2	REFERENCIAL TEÓRICO	20
2.1	Setor Elétrico de São Tomé e Príncipe	20
2.1.1	Sistema Elétrico da Ilha de São Tomé	21
2.2	Sistemas Híbridos de Energia	22
2.2.1	Geração Distribuída	23
2.3	Energia Solar Fotovoltaica	24
2.3.1	Incentivos à Energia Solar Fotovoltaica	26
2.3.2	Energia Solar Fotovoltaica em São Tomé	27
2.3.3	Dimensionamento de Sistema Solar Fotovoltaico	28
2.3.4	Análise de Viabilidade Técnica	31
2.3.5	Análise de Viabilidade Econômica	31
2.4	Qualidade de Energia e Sistemas Fotovoltaicos	32
2.4.1	Normas e Limites de Distorção	33
2.4.2	Agregação de Fontes Harmônicas	35
3	MINIGERAÇÃO FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA	38
3.1	PVsys	38
3.2	Expectativa de Geração com PVsys	39
3.2.1	Simulação e Otimização	39
3.2.2	Análise de Viabilidade Econômica	41
3.2.3	Resultados e Discussão	42
3.3	Agregação de Fontes de Corrente Harmônica	44
3.3.1	Modelagem e Simulação - Matlab/ <i>Simulink</i>	44
3.3.2	Resultados e Discussão	46
4	MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA	50
4.1	HOMER	50
4.2	Análise de Viabilidade - Homer Pro	51
4.2.1	Dados de Entrada	52

4.2.2	Simulação	55
4.2.3	Resultados e Discussão	56
5	CONCLUSÕES	59
5.1	Trabalhos Futuros	60
5.2	Benefícios Sociais da Geração Distribuída Solar Fotovoltaica em São Tomé	61
	 APÊNDICES	 62
	APÊNDICE A – REPORT PVSYST	63
	APÊNDICE B – CÓDIGO FUNÇÃO <i>FFT</i>	67
	APÊNDICE C – CÓDIGO CÁLCULO SOMATÓRIO E DISTORÇÕES INDIVIDUAIS	68
	 REFERÊNCIAS	 74

1 Introdução

Nas últimas décadas tem-se falado muito a respeito da queima de combustíveis fósseis, sua relação com as mudanças climáticas e as implicações dessas mudanças na vida do homem moderno. Tendo em vista as evidências que apontam para esse caminho, em 2015, na 21^a Conferência das Partes da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima, foi assinado o Acordo de Paris com a finalidade de garantir a redução na emissão **Gases do efeito estufa (GEE)** e com isso reduzir o crescente aumento da temperatura global[1].

Em 2015 foram também estabelecidos os Objetivos Globais para Desenvolvimento Sustentável, que são uma coletânea de 17 objetivos a serem alcançados até 2030, visando estabelecer um modelo de desenvolvimento mundial baseado na sustentabilidade, seja ela social, econômica ou ambiental. Os objetivos tratam, dentre outros temas, de: justiça social, saneamento básico, acesso à água, urbanização, meio ambiente e energia. O objetivo 7 trata da garantia de acesso confiável de energia para todos, de forma sustentável, moderna e com garantia de preço acessível para todos. O objetivo deixa claro a importância de se garantir este serviço nos países em desenvolvimento, especialmente nos chamados *Small Island Developing States (SIDS)* ou Estados Insulares em Desenvolvimento [2], [3].

Os **SIDS** são pequenos países insulares que podem enfrentar as mesmas vulnerabilidades sociais, econômicas e ambientais, devido às características de isolamento geográfico. Para tanto, nos **SIDS** há um constante esforço no tocante ao aumento no investimento e no uso de tecnologias de energias renováveis, visando à promoção de desenvolvimento econômico e social com baixas emissões de carbono. Esses investimentos são capazes de aumentar a capacidade instalada, trazer confiabilidade ao sistema existente e reduzir a dependência dos países com relação a combustíveis fósseis.

São Tomé e Príncipe, membro do **SIDS** localizado no Golf da Guiné, representa bem este cenário de dependência, visto que seu sistema de geração elétrica é composto por uma pequena central hidroelétrica e por cinco usinas termoelétricas a óleo diesel. O Relatório de Contas da **Empresa de Água e Eletricidade (EMAE)** exercício 2016, afirma que dentre os desafios enfrentados pela empresa destaca-se a falta de acesso ao **Sistema Elétrico Nacional (SEN)** pela população da zona rural e sugere, para assegurar o desenvolvimento e o bem-estar social, sobretudo desta parcela da população, a diversificação da matriz energética do país, reduzindo a dependência da importação de combustível para geração de energia elétrica.

A **Empresa Nacional de Combustíveis e Óleos (ENCO)** é a única fornecedora de combustíveis para geração de eletricidade do país e trata-se de uma empresa mista na qual

a SONANGOL, estatal angolana responsável pela administração e exploração do petróleo e gás natural produzido na Angola, detém pouco mais de 75% das ações, enquanto o Estado são-tomense detém cerca de 25%. Os atrasos nos pagamentos, o volume da dívida e a recente publicação do Programa de Privatizações da Angola, que inclui a SONANGOL como empresa a ser privatizada, aumenta o clima de incertezas sobre o futuro do setor elétrico o país [4].

A dependência de fontes não renováveis, o crescimento da demanda por energia elétrica, os altos preços de importação de combustíveis fósseis e os impactos ambientais oriundos desse tipo de fonte, deu origem ao Regime Jurídico do Setor Elétrico de São Tomé e Príncipe, na forma do Decreto de Lei n26/2014. O regime jurídico abriu precedentes para organizar o setor, captar investimentos e financiamentos para projetos de eletrificação, atraindo empresas dispostas a operar projetos de geração de energia renovável, principalmente na ilha de São Tomé, que abriga a capital e a maior densidade populacional do país.

A última ação do Estado são tomense para garantir a diversificação da matriz energética foi o fornecimento do Roteiro para Produtores Independentes de Energia e assinatura da Resolução 26 de Setembro de 2019 que autoriza a implementação de projetos de energia solar fotovoltaica com as empresas com compromisso firmado com o país, nomeadamente: Consórcio CISAN, Energia Solar Solo e AGNA – na ilha de São Tomé – e Renováveis EDP, na Região Autônoma do Príncipe.

Apesar desta iniciativa, outras modalidades de aplicação de energia solar, que também podem contribuir para o bom funcionamento do SEN, não tem incentivos ou regulamentação previstas. Sistemas conectados, com potência instalada de até 75kW, chamados de sistemas de mini-geração distribuída, presentes em geral na cobertura de edificações, são uma modalidade de geração que também recebe ao redor do mundo incentivos governamentais para sua implementação. Tais incentivos contemplam descontos na aquisição de equipamentos, prazos estendidos para aquisição dos sistemas, isenção de impostos, etc, que tendem a estimular o mercado e aumentar a capacidade instalada de energia solar fotovoltaica. Em países em desenvolvimento, os custos iniciais para aquisição de sistemas de energias renováveis apresentam-se como o grande impedimento para novos consumidores aderirem a esta modalidade de geração, devido a dificuldade de acesso a crédito [5].

O estudo da inserção de energias renováveis, como a solar fotovoltaica à rede existente, deve contemplar ainda questões relacionadas à qualidade da energia fornecida aos consumidores. Se por um lado é possível aumentar a confiabilidade da rede a partir do aumento da disponibilidade de potência, por outro lado, a variabilidade de energia ao longo do tempo associado aos dispositivos de chaveamento dos inversores, geram impactos indesejados na qualidade da energia fornecida [6]. As distorções harmônicas são de particular interesse das concessionárias devido a sua influência nos geradores e nas cargas

conectadas ao sistema.

Pretende-se, com o desenvolvimento deste trabalho, apontar os desafios da inserção de energia solar fotovoltaica no SEN de São Tomé e Príncipe, apresentando um estudo sobre a expectativa de geração para minigeração e microgeração e suas respectivas viabilidades econômicas. Com este trabalho pretende-se contribuir ainda com uma análise simplificada sobre a inserção de múltiplos empreendimentos de mini-geração distribuída e sua relação com a distorção harmônica do sistema. Justifica-se a escolha do tema pela importância da diversificação da matriz energética de São Tomé e Príncipe, almejando apresentar contribuições para a adoção de futuras políticas públicas de regulamentação e incentivos para a inserção de energia solar fotovoltaica no país.

1.1 Objetivos

1.1.1 Objetivo Geral

Este trabalho tem como objetivo central desenvolver um estudo sobre a inserção de geração distribuída solar fotovoltaica no SEN da ilha de São Tomé como estratégia para redução da dependência do país no uso de combustíveis fósseis, contribuindo para o desenvolvimento social e econômico. É investigada a expectativa de geração, baseada na disponibilidade de recurso solar, a viabilidade econômica dos empreendimentos, baseada nas tarifas, e o impacto da instalação de geração fotovoltaica na qualidade de energia elétrica local, considerando múltiplos empreendimentos.

1.1.2 Objetivos Específicos

De acordo com as motivações apresentadas e para que se alcance o objetivo geral, têm-se os seguintes objetivos específicos:

- Caracterização do Sistema Elétrico Nacional de São Tomé e Príncipe
- Dimensionamento de um sistema de minigeração solar fotovoltaico;
- Estudo simplificado de distorção harmônica de múltiplos sistemas de minigeração solar fotovoltaica;
- Avaliação da viabilidade técnica e financeira de mini e microgeração solar fotovoltaica.
- Análise dos benefícios sociais da inserção de energia solar fotovoltaica.

1.2 Metodologia

Inicialmente uma revisão de literatura foi realizada como base para o desenvolvimento do estudo. Foram utilizados três programas computacionais para desenvolvimento do trabalho.

O dimensionamento do sistema de mini-geração e a análise de viabilidade técnica foram realizados com auxílio do programa PVsyst, a análise dos impactos de agregação de fontes harmônicas através do pacote Matlab/Simulink e o estudo de viabilidade econômica dos sistemas de microgeração através do software HOMER.

A metodologia apresenta a descrição do uso de cada ferramenta computacional, bem como as variáveis de entrada necessárias para o desenvolvimento do estudo. Algumas saídas das ferramentas computacionais foram tratadas para que as análises fossem realizadas e os resultados obtidos.

1.3 Estrutura textual

Este trabalho está dividido em cinco capítulos. O capítulo inicial traz uma breve introdução sobre o assunto a ser tratado, bem como os objetivos do estudo.

O segundo capítulo apresenta o referencial teórico utilizado na construção do estudo, as características do sistema elétrico de São Tomé e Príncipe, definições, equações e normas utilizadas ao longo do trabalho.

O capítulo três contempla o projeto de dimensionamento de um sistema fotovoltaico de minigeração em São Tomé, aspectos da simulação e otimização do sistema. Apresenta ainda os resultados da modelagem e simulação da agregação de múltiplos sistemas de mini-geração distribuída fotovoltaica e a discussão de seus resultados.

No capítulo quatro tem-se a análise de viabilidade econômica da inserção de sistemas fotovoltaicos de microgeração conectados à rede, baseados nas tarifas praticadas em São Tomé e Príncipe.

A quinta e última parte do trabalho apresenta a conclusão geral, sugestões de trabalhos futuros e as contribuições sociais do estudo.

2 Referencial Teórico

2.1 Setor Elétrico de São Tomé e Príncipe

O Sistema Elétrico Nacional de São Tomé e Príncipe está sob a tutela técnica do [Ministério das Obras Públicas, Infraestruturas, Recursos Naturais e Ambiente \(MOPIRNA\)](#) O Decreto n 26/2014, define a [Direção Geral de Recursos Naturais e Energia \(DGRNE\)](#) como serviço a [Autoridade Geral de Regulação \(AGER\)](#) e a [EMAE](#) como instituições ligadas e subordinadas ao ministério[7].

O Decreto de lei nº 1/2019 trata da natureza e da estrutura orgânica dos ministérios que compõem o atual governo do país incluindo o [MOPIRNA](#) que, segundo o documento, dentre outras atribuições, é responsável pela concepção, execução, coordenação, fiscalização e avaliação de políticas públicas do setor elétrico de São Tomé e Príncipe. Assim, [DGRNE](#) tem o objetivo de promover e avaliar políticas relativas à energia, recursos geológicos e outros recursos naturais, numa perspectiva de desenvolvimento sustentável e a [AGER](#) tem por finalidade regular e fiscalizar os serviços de energia fornecido pela [EMAE](#), que por sua vez é um monopólio natural e público responsável pelos serviços de transporte, distribuição e comercialização de eletricidade no país. A [EMAE](#) é subordinada financeiramente ao Ministério do Planeamento, Finanças e Economia Azul, que fiscaliza a situação financeira, analisa e aprova tarifas e autoriza a aquisição de bens e empréstimos da empresa [8], [7].

A [ENCO](#), única fornecedora de combustíveis no país, é uma empresa de capital social misto, que tem como principal acionista a SONANGOL, estatal angolana responsável pela administração e exploração de petróleo e gás natural produzidos em Angola, que detém cerca de 75% do capital social da [ENCO](#). Há uma dívida crescente da [EMAE](#) na compra de combustível da [ENCO](#). Em setembro de 2019 foi lançado o Plano de Privatizações de Angola. O plano prevê a privatização de diversas estatais, dentre elas a SONANGOL, o que gera incertezas sobre o futuro dos acordos firmados entre a empresa e o Estado São Tomense [4].

De acordo com o *Energy Access Diagnostic Report Based on the Multi-Tier Framework*, 71% dos domicílios do país tinham acesso à eletricidade em 2018, estando 69,8% conectados à rede e 1,8% sendo alimentados por sistemas isolados. Os 29% restantes não tem acesso a eletricidade. Ainda segundo o relatório, o alto custo de importação de combustíveis torna a geração térmica ineficiente do ponto de vista econômico e a extensão de rede torna-se inviável para a [EMAE](#) devido o comprometimento de boa parte das receitas da empresa com a compra de combustível [9].

No final de 2016 o SEN tinha uma potência instalada de aproximadamente 29,93 MW e uma capacidade de produção garantida de cerca de 15,03MW. No ano seguinte houve um aumento considerável na potência garantida, chegando a um total de 21,5MW. Deste valor de potência garantida, a parcela gerada na hidroelétrica do rio do Contador, único empreendimento de energia renovável do país, corresponde a 6,98% do total (1,5 MW), enquanto a potência garantida oriunda de centrais térmicas corresponde a 93,02% do total (20 MW), conforme ilustrado na Figura 2.1 e detalhado na Tabela 2.1.

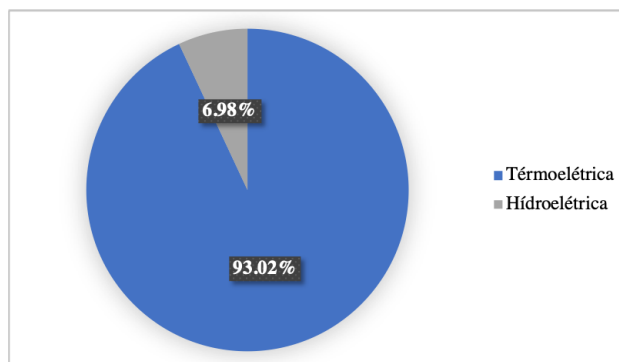


Figura 2.1 – Matriz Energética de São Tomé e Príncipe.

Com relação às perdas técnicas e não técnicas do sistema de distribuição, a EMAE faturou apenas 65% da energia gerada pelas centrais, ou seja, dos 104,9 GWh emitidos, cerca de 36,2GWh (34,5%) não foram faturados. Esse volume de perdas é resultado de um sistema de distribuição obsoleto, de furto de energia e fraude, impactando tanto a qualidade da energia fornecida quanto a capacidade de expansão do acesso à energia elétrica no país. Outro aspecto que dificulta a modernização e a expansão do sistema elétrico de São Tomé está relacionado à tarifas defasadas, listadas na Tabela 2.2, que não cobrem os custos de geração, distribuição, operação e manutenção do sistema [10], [11].

2.1.1 Sistema Elétrico da Ilha de São Tomé

O SEN em São Tomé data do período colonial e se estabelece a partir da construção da central hidroelétrica do rio Contador, finalizada no ano de 1967 na ilha de São Tomé. Fazem parte do sistema de geração da Ilha de São Tomé ainda as centrais térmicas: São Tomé, Santo Amaro I e II e Bobo Forro 1 e 2, ilustradas na Figura 2.2.

A geração de energia por fonte térmica, quando considera-se apenas a ilha de São Tomé, é igual a 92% da capacidade garantida. Estima-se que em 2017 a demanda de potência da ilha chegou a quase 21MW, porém o sistema de geração só foi capaz de fornecer 19,85MW aos consumidores. Outro desafio observado nas centrais de geração administradas pela EMAE refere-se à escassez de mão de obra e insumos para manutenção dos equipamentos. Tratando-se da Central Hidroelétrica do Contador isto é ainda mais sério, visto que as unidades geradoras são as mesmas desde o início de seu funcionamento

Tabela 2.1 – Centrais Geradoras São Tomé e Príncipe

Central	Unidade de Geração	Fonte	Capacidade Instalada (MW)	Capacidade Garantida (MW)
C.T. São Tomé	ABC 2	LFO	1,00	-
	ABC 3	LFO	1,28	0,85
	Deutz 1	LFO	1,45	0,95
	Deutz 2	LFO	1,45	-
	Deutz 3	LFO	1,45	0,95
	CaterPillar	LFO	1,00	1
	Perkings 1	LFO	1,00	0,75
	Perkings 2	LFO	1,00	-
C.T. Bobo Forro 1	Grupo 1	LFO	0,55	0,55
	Grupo 2	LFO	0,55	0,55
	Grupo 3	LFO	0,55	0,55
	Grupo 4	LFO	0,55	-
	Grupo 7	LFO	-	-
C.T. Bobo Forro 2	Grupo 1	LFO	1,64	1,35
	Grupo 2	LFO	1,64	-
	Grupo 3	LFO	-	-
C.T. Santo Amaro 1	Himsen 1	LFO	1,7	1,4
	Himsen 2	LFO	1,7	-
	Himsen 3	LFO	1,7	1,4
	Himsen 4	LFO	1,7	1,4
	Himsen 5	LFO	1,7	1,4
C.T. Santo Amaro 2	ABC 1	LFO	2,05	1,75
	ABC 2	LFO	2,05	1,75
	ABC 3	LFO	2,05	1,75
C.H. Contador	T1	Hidro	0,96	0,75
	T2	Hidro	0,96	0,75
C.T. Príncipe	Caterpillar 1	LFO	0,70	0,55
	Caterpillar 2	LFO	0,70	0,55
	Caterpillar 3	LFO	0,70	0,55
	Caterpillar 4	LFO	0,70	-
Total			34,48	21,5

em 1967. A transmissão de energia é feita em média tensão. Assim, os centros de geração são interligados aos centros de consumo por linhas aéreas numa tensão de 30kV, observada principalmente na zona rural do país. A distribuição é feita por linhas aéreas e subterrâneas numa tensão de 6kV [12].

2.2 Sistemas Híbridos de Energia

Sistemas Híbridos são aqueles que utilizam mais de uma fonte de energia para atender cargas, geralmente em regiões afastadas ou isoladas a um baixo custo, devido à

Tabela 2.2 – Tarifa por Tipo de Consumidor

Tipo de Consumidor	N° de Unidades Consumidoras	Tarifa (STD)
Residencial Sem Medição	35039	1,94285
Residencial < 100 kWh		1,66764
Residencial < 300 kWh		2,45228
Residencial > 300 kWh		3,84152
Adm. Pública	326	9,86829
Adm. Regional	95	9,86829
Inst. Autôn. Estado	19	9868.29
Autarquias	211	9,86829
Empresas Públicas	18	6,02507
Indústria	216	3,429.93
Comércio e Serviços	2330	3,84152
Embaixadas e Org. Intern.	34	7,02644
Funcionários EMAE	279	0,73999
Outros Org Privados	239	3,84152
Instituições Financeiras	35	7,02644
Comp. telecomunicações	54	7,02644
Companhias Aéreas	6	7,02644
Concessões EMAE	23	6,02507
Pré-Pagos	1851	3,03317

possibilidade de controlar o despacho de energia de cada uma das fontes. Assim, sistemas híbridos de energia são capazes de reduzir o consumo de combustíveis, reduzir os custos operacionais do sistema existente e ainda reduzir os impactos ambientais causados por grandes empreendimentos ou pelo uso de combustíveis poluentes para geração de energia. [13] [14].

Os sistemas híbridos isolados necessitam de estratégias de armazenamento de energia com a finalidade de suprir a carga quando não há recurso energético disponível. Já nos sistemas híbridos conectados, as fontes de energia secundária servem como uma complementação à geração existente. Para estes casos, são feitas análises de viabilidade para avaliar quanto de energia renovável é viável ser instalada e qual recurso de energia renovável é mais adequado para suprir a carga e complementar a rede existente.

2.2.1 Geração Distribuída

A geração distribuída se caracteriza pela instalação de geradores de pequeno porte nas proximidades dos centros de consumo de energia, nos quais consumidores podem ser também produtores de energia. Tem como principais impactos positivos seu baixo



Figura 2.2 – Centrais de Geração EMAE - Ilha de São Tomé.

impacto ambiental, melhoria dos níveis de tensão da rede no período de maior consumo, promove a diversificação da matriz energética, reduzindo a dependência de combustíveis fósseis e reduz os gastos das distribuidoras com expansão de rede. Entretanto, os sistemas convencionais existentes foram desenvolvidos sem a previsão deste tipo de configuração, que modifica o fluxo de potência do sistema. Logo, os operadores tem que lidar com um sistema mais complexo e com aspectos técnicos que não foram totalmente elucidados [15].

Esta complexidade está ligada principalmente ao fluxo de potência que, ao ser modificado, altera a forma de planejamento, operação e controle do sistema. Embora a geração distribuída seja muitas vezes tratada apenas como benéfica, tanto para o consumidor final quanto para o sistema, este tipo de geração pode impactar a rede caso não seja devidamente planejada, trazendo consequências indesejadas e por vezes graves para a qualidade de energia fornecida ao consumidor.

2.3 Energia Solar Fotovoltaica

O efeito fotovoltaico é a conversão direta da luz em energia elétrica por materiais semicondutores, chamados células fotovoltaicas. Painel fotovoltaico é uma combinação de

células fotovoltaicas, com as mesmas características. Para fornecer a potência requerida à carga, os painéis são arranjados em série e paralelo, fornecendo tensão e corrente contínua variável, devido às mudanças nos valores de irradiação solar ao longo do dia.

Em [16] os autores classificam os sistemas fotovoltaicos em cinco grupos, a partir de sua aplicação:

- Conectados à rede: Sistemas conectados usualmente são instalados na cobertura de edificações, nestes sistemas o inversor é necessário para converter a energia **Corrente Contínua (CC)**, proveniente dos painéis em energia **Corrente Alternada (CA)** da rede.
- Isolados: Em geral são instalados em locais que apresentam dificuldade de acesso, necessitando de algum tipo de sistema de armazenamento.
- Híbrido: O sistema PV funciona com outras fontes de energia complementar, para melhor atender a carga.
- Usina/Planta: É uma outra modalidade de sistema conectado, de médio ou grande porte, que só difere do primeiro pela potência entregue à rede.
- Aplicados: São sistemas aplicados a dispositivos como lanternas, relógios, calculadoras, lâmpadas automáticas, etc.

A energia solar fotovoltaica, comparada a outras tecnologias de geração, tem se destacado no mercado mundial, apresentando entre 2017 e 2018 um crescimento de capacidade acumulada de um pouco mais de 100GW, conforme ilustrado na Figura 2.3, sendo a tecnologia de crescimento mais rápido entre as renováveis e com empreendimentos de grande escala em um número cada vez maior de países [17].

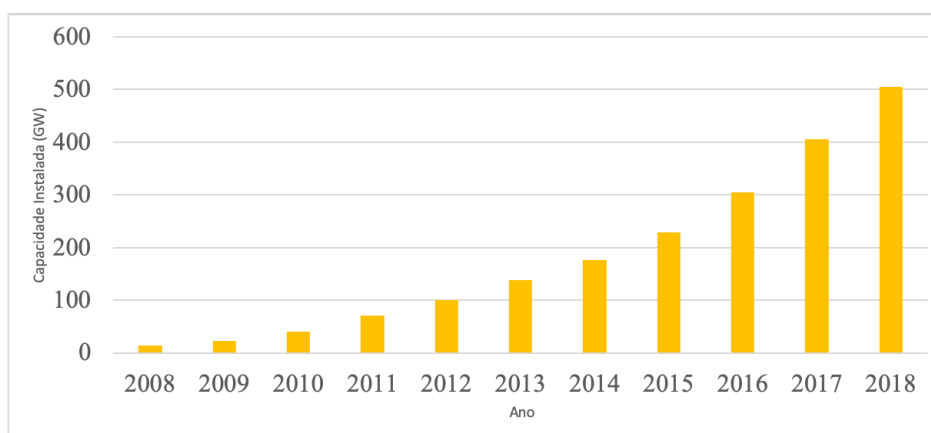


Figura 2.3 – Capacidade Solar Fotovoltaica Acumulada,REN21 (2019).

Este crescimento torna a tecnologia cada vez mais competitiva tanto em empreendimentos de escala residencial e comercial quanto para projetos públicos e privados de

grande porte, contribuindo, desta forma, para a diversificação da matriz energética dos países. Os principais desafios desta inserção acelerada são o dimensionamento adequado dos equipamentos e a avaliação de seus possíveis impactos na rede existente.

Para que os painéis sejam conectados à rede elétrica, com tensão e corrente senoidal, são necessários equipamentos de interface chamados de inversores. Os inversores, disponíveis em diversas topologias, são compostos basicamente por dispositivos eletrônicos tais como chaves semicondutoras, capacitores, indutores e diodos, que tem por finalidade a transferência de potência entre a entrada e a saída do circuito com amplitude adequada [18]. Os elementos constituintes do inversor formam em geral um circuito de conversão CC/CC, que estabiliza a tensão dos painéis, e outro CC/CA, responsável por gerar o sinal senoidal de saída.

2.3.1 Incentivos à Energia Solar Fotovoltaica

Para estimular a diversificação da matriz energética, estimular o mercado e reduzir os custos de aquisição de equipamentos, muitos países incentivaram ou continuam incentivando a geração solar fotovoltaica através de subsídios ou outras políticas públicas.

A China tem a maior capacidade instalada de geração fotovoltaica do mundo. Em 2017 o país aumentou sua capacidade instalada em 53GW representando um acréscimo de mais de 53% com relação ao ano anterior. Os subsídios ofertados pelo estado chinês desde a década anterior fez crescer o mercado fotovoltaico mesmo em momentos de crise econômica mundial. Desde 2007 políticas de subsídio, projetos de sistemas fotovoltaicos instalados em prédios públicos e implementação de tarifa *feed-in* (pagamento de tarifas às unidades geradoras de energias renováveis) competitivas, fez a expansão da tecnologia e do mercado ser exponencial, o que fez com que as políticas de subsídio fossem revistas [19].

No Japão o incentivo à geração fotovoltaica teve início em 2009, quando foi permitido que o excesso de energia em sistemas com capacidade instalada inferior a 500kW fossem vendidas com tarifa *feed-in* por um período de 15 anos. Foram implementados ainda subsídios para investimento inicial a nível nacional e subsídios locais. O estudo [20] mostra que nas cidades que aplicaram subsídios à geração fotovoltaica, observou-se aumento deste tipo de instalação, porém o autor afirma que este comportamento depende de outras condições, como por exemplo da renda dos consumidores e sua capacidade de investimento inicial. O estudo observou também que nas cidades onde programas de subsídio foram implementados houve aumento dos preços dos equipamentos de sistemas fotovoltaicos.

No Brasil a instalação de micro e minigeradores foi regulamentada em 2012. No país há uma política de compensação de energia, conhecida como *Net metering* (a energia

excedente gerada é utilizada como desconto do consumo proveniente da distribuidora). Observou-se que a regulamentação e a compensação de excedentes de geração diminuiu o custo dos sistemas fotovoltaicos e aumentou a capacidade instalada no país. Dado o crescimento dos sistemas instalados, estuda-se hoje a redução dos subsídios devido ao impacto na tarifa de quem não produz energia solar fotovoltaica mas paga a conta do uso dos sistemas de distribuição e transmissão da rede [21].

Em São Tomé e Príncipe, a política de regulamentação de geração renovável contempla apenas plantas de larga escala conectadas à rede. A Resolução n^o26 de 2019 autoriza projetos que variam de 10MW a 15MW prevendo uma tarifa *feed-in* de 0,105US\$/kW, não havendo portanto políticas de compensação ou venda de excedentes para consumidores conectados à rede.

2.3.2 Energia Solar Fotovoltaica em São Tomé

A irradiação global horizontal média em São Tomé é em torno de 4,5 kWh/m² ao dia, com recurso solar abundante principalmente na região Norte do país, como ilustra a Figura 2.4.



Figura 2.4 – Irradiação Global Horizontal em São Tomé - Adaptado de World Bank Group (2019).

Apesar dos níveis de irradiação propícias para a geração fotovoltaica, questões relacionadas ao elevado custo inicial de projeto, ausência de incentivos para aquisição e necessidade de importação de equipamentos, apenas alguns sistemas fotovoltaicos de microgeração, listados na Tabela 2.3, foram implementados no país[22], [23].

Tabela 2.3 – Sistemas Fotovoltaicos Instalados São Tomé (NETO, 2018)

Projeto	Capacidade Instalada (kW)	Financiador
Sistemas em escolas rurais	8,00	Governo -Coop. Portuguesa
Sistemas em cooperativas	12,00	Governo e PNUD
Iluminação pública solar	-	Fundos internacionais
Hotel Eco. Praia Inhame	30,00	Privado
Rádio Comunitária	9,60	Fundos internacionais
Sistema Cooperativa Agrícola	2,00	AECID
Estações Meteorológicas	-	GEF
Associação Mengaí	1,80	Coop.Japonesa
Assoc. de pescadores	1,20	Coop.Japonesa
Central Fotovoltaica CST	5,00	CST
Residência	0,51	Privado
Edifício Bairro	0,51	Privado

Porém, a partir da autorização para realização dos projetos de energia solar fotovoltaica em São Tomé, com a assinatura da Resolução 26/2019 cresce a expectativa de que o país regulamente outros empreendimentos de energia solar de menor porte.

2.3.3 Dimensionamento de Sistema Solar Fotovoltaico

O manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos da CRESESB, [24], utilizado nesta seção, apresenta um passo a passo para o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, tendo como principais componentes o painel fotovoltaico e o inversor. As etapas preliminares de projeto estão relacionadas à aquisição de dados de recurso solar da localidade onde o sistema será instalado. Em geral, os dados solarimétricos abrangem a incidência sobre uma superfície horizontal, mas para que haja otimização da geração, os painéis devem ser instalados em plano inclinado de ângulo igual à latitude do local da instalação. Estes dados são provenientes de medições por satélite e são validados a partir de estações de medição em terra. A escolha do local deve considerar ainda a disponibilidade de área para a instalação, as barreiras físicas que contribuem para o fenômeno do sombreamento, a acessibilidade, dentre outros [7].

Uma vez definido o local de instalação o próximo passo é a escolha do módulo, que ocorre geralmente em função do tipo de tecnologia do painel, seu custo e disponibilidade do produto. O número de painéis é calculado de forma a atender a demanda máxima requerida, quando o objetivo é a comercialização de energia, ou o consumo de uma carga ou conjunto de cargas, quando o objetivo é a compensação de energia elétrica.

Cada modelo de painel tem uma curva IxV a ele associada. Esta curva, ilustrada na Figura 2.5, é produzida para diferentes condições de carga associadas a variações

de temperatura e radiação solar. O ponto da curva que represente a máxima potência fornecida à carga é chamado **Ponto de Máxima Potência (Pmp)** e está diretamente ligado ao parâmetro **Fator de Forma (FF)**. O parâmetro **FF**, calculado conforme 2.1, representa as perdas resistivas do painel. Assim quanto mais próxima da forma retangular, menores as perdas e maior a qualidade do painel.

$$FF = \frac{I_{mp} \cdot V_{mp}}{I_{sc} \cdot V_{oc}} \quad (2.1)$$

na qual, definidas pelo fabricante:

- I_{mp} é a corrente de máxima potência.
- V_{mp} é a tensão de máxima potência.
- I_{sc} é a corrente de curto circuito.
- V_{oc} é a tensão de circuito aberto.

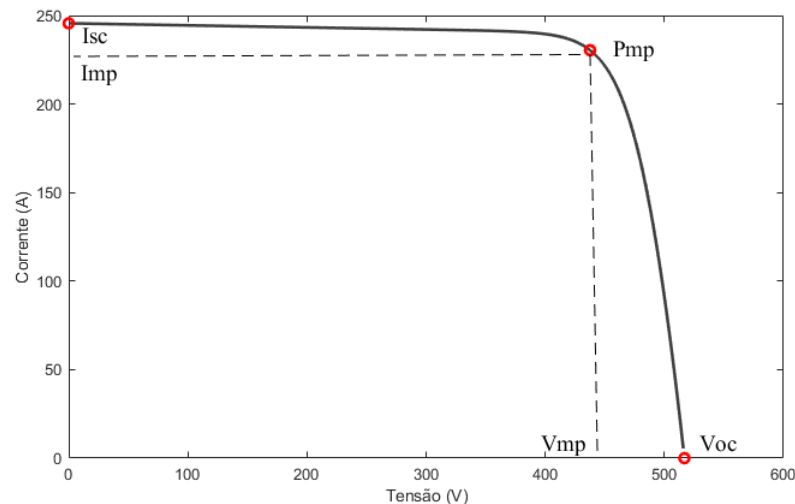


Figura 2.5 – Exemplo de curva $I \times V$ módulo fotovoltaico.

Pmp, em kWp, é medida em condições de laboratório ou "Condições Padrão de Teste" *Standard Testing Conditions (STC)*, definidas na norma IEC 60904-3: Irradiância igual a $1000\text{W}/\text{m}^2$, 25°C de temperatura da célula fotovoltaica e massa de ar igual a $1,5\text{kg}$. Logo, a energia fornecida na saída do painel deve considerar as perdas e as condições ambientais do local de instalação, sendo calculada conforme 2.2.

$$E = \frac{P_{mp} \cdot G_{poa} \cdot PR}{P_{sol}} \quad (2.2)$$

na qual:

- P_{mp} é a potência de pico do painel em kWp.
- G_{poa} é a irradiação diária no plano dos módulos em $kWh/m^2.dia$
- **Performance Ratio (PR)** é o coeficiente de desempenho do sistema que engloba todas as perdas (adimensional)
- P_{sol} é a radiação de referência igual a $1kW/m^2$

O número total de painéis, calculado pela Equação 2.3, é a razão entre a potência total do sistema e a potência máxima do painel fotovoltaico. Já o arranjo de painéis em série, demonstrada na Equação 2.4, e/ou em paralelo, na Equação 2.5, devem garantir a tensão de operação e a potência máxima de operação do inversor a ser selecionado.

$$N_t = \frac{P_{total}}{P_{mp}} \quad (2.3)$$

$$N_s = \frac{V_{entrada_inversor}}{V_{painel}} \quad (2.4)$$

$$N_p = \frac{I_{entrada_inversor}}{I_{painel}} \quad (2.5)$$

Na seleção do inversor deve-se considerar sua potência nominal, que deve ser compatível com a potência máxima na saída do sistema fotovoltaico, a faixa de tensão contínua de entrada, a temperatura de operação dos painéis e seus respectivos coeficientes de temperatura. A faixa de tensão de funcionamento do inversor deve estar dentro dos limites mínimo e máximo estabelecidos pelas equações 2.6 e 2.7.

$$V_{min} = \left(1 - \frac{(T_{máx} - T_{stc}) \cdot \Delta V}{100}\right) \cdot V_{stc} \quad (2.6)$$

$$V_{máx} = \left(1 - \frac{(T_{stc} - T_{min}) \cdot \Delta V}{100}\right) \cdot V_{ca} \quad (2.7)$$

A performance do sistema depende das características das células fotovoltaicas, de fatores de degradação, condições ambientais, temperatura de operação e das perdas. O desempenho do sistema é avaliado considerando-se a potência disponível na saída do inversor, a energia produzida num dado período de tempo e eficiência. Assim o PR será o mesmo se as condições de instalação e características do sistema forem mantidas. A modelagem, simulação e avaliação de desempenho de sistemas fotovoltaicos é mais facilmente realizada com a ajuda de programas computacionais.

2.3.4 Análise de Viabilidade Técnica

A performance de um sistema solar fotovoltaico é medida através de seu coeficiente de desempenho, chamado de **PR**. Este índice retorna o desempenho global do sistema a partir da comparação entre a produtividade do sistema e a produtividade referencial. A produtividade do sistema Y_f é a razão da energia produzida em um dia e a potência de saída, conforme 2.8.

$$Y_f = \frac{\int_{t1}^{t2} P(t) dt}{P_o} \quad (2.8)$$

na qual $P(t)$ é a potência instantânea na saída do sistema, P_o é a potência nominal do sistema de geração e E é a energia total entre os instantes $t1$ e $t2$.

Já a produtividade de referência Y_r corresponde ao número de horas, em um dia, nas quais a irradiância é igual a $1000W/m^2$ e é apresentada na Equação 2.9.

$$Y_r = \frac{\int_{t1}^{t2} H(t) dt}{H_{ref}} \quad (2.9)$$

na qual $H(t)$ representa a irradiância no plano do módulo em W/m^2 e H_{ref} é a irradiância de referência igual a $1000W/m^2$. Desta forma Y_r refere-se ao número de horas em que a irradiância de referência ao incidir no módulo gera a mesma energia gerada em condições reais.

Assim, o fator de desempenho **PR** é dado pela razão entre Y_f e Y_r conforme 2.10

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} \quad (2.10)$$

Valores de **PR** de otimização no verão variam entre 0,6 e 0,8, demonstrando um sistema com bom rendimento, enquanto valores superiores a 0,8 são encontrados em sistemas de alta performance [23], [25].

2.3.5 Análise de Viabilidade Econômica

O método do valor presente faz uma estimativa futura de custos ou receitas para um valor equivalente no presente, ajudando a identificar se um projeto é economicamente viável ou qual a alternativa mais viável, do ponto de vista econômico, entre dois ou mais projetos.

A Equação 2.11 mostra que o **Valor Presente Líquido (VPL)** é calculado em função do fluxo de caixa, de uma taxa de rendimento tx e do período de duração do projeto. A taxa de rendimento tx pode ser calculada em função da Taxa Mínima de Atratividade **Taxa Mínima de Atratividade (TMA)**, quando o objetivo do empreendimento é a obtenção

de lucro através da venda de energia, ou do valor de juros real, para projetos nos quais o objetivo é reduzir custos [26].

$$VPL = -I_o + \sum_{t=1}^n \frac{F(t)}{(1 + tx)^t} \quad (2.11)$$

Os casos nos quais se deseja evitar custos, a taxa real de juros é calculada a partir dos valores de taxa de juros nominal e taxa de inflação, utilizando a Equação 2.12. A taxa de juros real representa a taxa de rendimento do investimento e o VPL representa o custo evitado. Assim, comparando-se dois ou mais projetos, o menor VPL representa o projeto com menor custo e, portanto, com maior economia associada.

$$i = \left(\frac{1 + \frac{i'}{100}}{1 + \frac{f}{100}} - 1 \right) \cdot 100 \quad (2.12)$$

na qual i é a taxa real de juros, i' é a taxa de juros nominal e f é a taxa de inflação.

Por outro lado, quando a TMA é considerada, o retorno mínimo esperado pelo investidor deve ser associado à Taxa Interna de Retorno (TIR) que calcula a taxa de desconto que deve ter um fluxo de caixa para que o VPL iguale-se a zero, conforme 2.13. O valor de TMA é definido pelo investidor, sem que haja uma fórmula matemática que a defina. Caso o valor calculado da TIR supere o valor da TMA, o investimento é considerado economicamente viável. Neste método é interessante que também seja considerado o tempo de retorno do investimento, que deve ser menor que o tempo de vida útil do projeto para que se considere o investimento viável.

$$-I_o + \sum_{t=1}^n \frac{F(t)}{(1 + TIR)^t} = 0 \quad (2.13)$$

2.4 Qualidade de Energia e Sistemas Fotovoltaicos

O caráter intermitente da energia solar fotovoltaica faz com que o inversor funcione como uma fonte de corrente harmônica, uma vez que a corrente fornecida varia ao longo do ciclo da frequência fundamental, mesmo quando a tensão fornecida à rede é perfeitamente senoidal.

Qualidade de energia é um termo relacionado a uma variedade de distúrbios presentes nos sistemas de potência. Os aspectos de qualidade relacionados especificamente à geração solar fotovoltaica são encontrados no documento técnico CIGRÉ JWG C4/C6.29 e é tratada de forma geral nos relatórios dos grupos de trabalho JWG C4/B4.38 e JWG C4.24/CIREN, usados como referências nesta seção [27], [28], [29]. Os principais problemas de qualidade associados a sistemas fotovoltaicos, citados nos relatórios CIGRÉ, são:

- **Harmônicos:** O termo harmônicos é usado para descrever uma distorção quase estacionária da forma de onda de tensão ou corrente, causada por senóides com frequência múltipla inteira da fundamental até 2kHz.
- **Supraharmônicos:** São distorções de tensão ou corrente com frequência variando entre 2kHz e 150kHz.
- **Variação rápida de tensão:** São variações no valor eficaz de tensão por um período inferior a 10 minutos.
- **Variação lenta de tensão:** São variações no valor eficaz de tensão por um período superior a 10 minutos.
- **Flicker:** Variação do valor eficaz de tensão por um período menor que um segundo
- **Sobretensão:** Refere-se a valores de acima do limite por definido em normas técnicas por um período suficiente para causar danos a equipamentos
- **Distúrbios de conexão e desconexão:** Refere-se a distúrbios de operação programada ou desconexão repentina não programada de uma instalação fotovoltaica.
- **Desequilíbrio de tensão:** Ocorre em sistemas trifásicos quando o valor de tensão eficaz ou o ângulo de fase entre as fases não tem o mesmo valor

Em particular, distorções harmônicas são de interesse das concessionárias pois influenciam a eficiência e o desempenho das cargas do sistema. Esse tipo de distúrbio é capaz de causar aquecimento dos geradores da rede, bem como de cargas indutivas, como motores, tendo ainda a capacidade de aumentar o estresse de tensão de capacitores e mal funcionamento de equipamentos eletrônicos [30], [31], [32].

A forma de onda de tensão ou corrente é representada por um somatório da senóide fundamental com as senóides de frequências múltiplas inteiras. O índice mais utilizado na quantificação da distorção harmônica é o *Total Harmonic Distortion (THD)*, calculado como mostrado na Equação 2.14, na qual "C" pode representar valores de corrente ou tensão.

$$\text{THD} = \frac{1}{C_f} \sqrt{\sum_{h=2}^n C_h^2} \quad (2.14)$$

2.4.1 Normas e Limites de Distorção

Para que a instalação de cargas não lineares não afetem o funcionamento da rede e das cargas, são estabelecidos por norma limites de distorção total e individual, tanto para níveis de tensão, como para valores de corrente. A norma IEEE 519-2014, estabelece

limites de distorção harmônica causadas por cargas não lineares no **Ponto de Acoplamento Comum (PAC)**, trazendo também recomendações quanto a medidas destes distúrbios. Os limites de **THD** de acordo com as faixas de tensão, estão listados na Tabela 2.4, enquanto os limites de **THD**, dado em porcentagem da corrente fundamental, para sistemas numa faixa de tensão entre 120V e 69kV estão listados na Tabela 2.5. Tais limites são para medidas realizadas no **PAC**, logo não está relacionado à distorção de uma carga ou equipamento específico [33].

Tabela 2.4 – Limites de distorção harmônica de tensão (IEEE 519, 2014)

Tensão no PAC	Distorção Individual (%)	THD (%)
$V \leq 1\text{kV}$	5,0	8,0
$1\text{kV} < V \leq 69\text{kV}$	3,0	5,0
$69\text{kV} < V \leq 161\text{kV}$	1,5	2,5
$V > 161\text{kV}$	1,0	1,5

Tabela 2.5 – Limites de distorção de corrente harmônica - 120V a 69kV (IEEE 519, 2014)

Limite máximo de distorção Harmônica em porcentagem da corrente fundamental						
Ordem harmônica						
I_{sc}/I_L	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h \leq 50$	TDD
<20	4,0	2,0	1,5	0,6	0,3	5,0
20<50	7,0	3,5	2,5	1,0	0,5	8,0
50<100	10	4,5	4,0	1,5	0,7	12,0
100<1000	12,0	5,5	5,0	2,0	1,0	15,0
>1000	15,0	7,0	6,0	2,5	1,4	20,0

A norma IEEE 929 é específica para interface de sistemas fotovoltaicos com a rede elétrica e nela são estabelecidos os procedimentos necessários para verificação do nível de tensão de operação, frequência, fator de potência e distorção harmônica. As especificações sobre procedimentos de medição e limites de distorção visam garantir para além da qualidade do serviço, segurança na operação de equipamentos e instalações, evitando mal funcionamento e avarias irreversíveis [34].

Em geral, estudos harmônicos são realizados quando são identificadas distorções por meio de medição ou quando se deseja adicionar equipamentos que produzem correntes harmônicas em sistemas existentes [35]. Os estudos harmônicos tornam-se ainda mais complexos quando consideram-se múltiplas cargas não-lineares em diferentes pontos do sistema, como é o caso de geração fotovoltaica distribuída. Alguns programas comerciais podem ser utilizados para realização de modelagem, simulação e análise de sistemas de potência. Neste estudo, estas etapas são realizadas no *software* Matlab/*Simulink*, no qual é

possível obter os seguintes resultados: espectro de corrente e tensão para cada barramento, a soma harmônica total, formas de onda do sistema, etc.

2.4.2 Agregação de Fontes Harmônicas

A resultante da combinação de múltiplas fontes de harmônicos é função da topologia da rede, podendo haver amplificação ou cancelamento, quando há agregação destas fontes. Esse fenômeno ocorre devido às incertezas associadas à magnitude e ao ângulo de fase de cada ordem harmônica, dificultando uma estimativa precisa. A representação de múltiplas fontes de corrente harmônica e estudos de previsão da influência destas fontes na rede são importantes para expansão de sistemas existentes. Para tanto, [36] propõe métodos alternativos de soma, que visam estimar a soma de harmônicos em um sistema hipotético, com dados reais típicos, que demonstram como o espectro harmônico pode variar.

O método Aritmético, da Equação 2.15, representa a máxima amplitude que pode ocorrer, porém apresenta uma baixa probabilidade de ocorrência. O método *Root-Square-Sum* (RSS) ou Raiz Quadrada da Soma, da Equação 2.16 corresponde a um valor significativo e com elevada probabilidade de ocorrência. O método *Random Phase* (RP), da Equação 2.17, representa a aleatoriedade do ângulo de fase, retorna um valor com probabilidade de 37% de exceder o valor RSS. Por fim, no método *Random Phase and Magnitude* (RPM), Equação 2.18, que representa aleatoriedade de ângulo de fase e magnitude, o valor resultante tem 5% de probabilidade de exceder o valor RSS. [36]

$$I_{k,h} = \sum_{i=3}^n |I_{i,h}| \quad (2.15)$$

$$I_{k,h} = \sqrt{\sum_{i=3}^n |I_{i,h}|^2} \quad (2.16)$$

$$I_{k,h} = \sqrt{\frac{\pi}{2} \sum_{i=3}^n |I_{i,h}|^2} \quad (2.17)$$

$$I_{k,h} = \frac{1}{2} \sqrt{\frac{\pi}{3} \sum_{i=3}^n |I_{i,h}|^2} \quad (2.18)$$

nas quais:

- $I_{k,h}$ é a corrente harmônica resultante de ordem $h_{(3,5...39)}$ medida no barramento k
- $I_{i,h}$ é a corrente harmônica de ordem $h_{(3,5...39)}$ medida no barramento i
- n é o número total de fontes

O autor afirma que apesar das aleatoriedades de magnitude e ângulo de fase dos harmônicos injetados, os métodos de soma são capazes de estimar possíveis valores reais da agregação ou mesmo fornecer uma gama de informações importantes a cerca do comportamento das distorções em sistemas de transmissão.

As fontes de correntes harmônicas podem ser simplificadas e representadas como fontes ideais de corrente, como ilustra a Figura 2.6, podendo conter ou não valores de ângulos de fase. Os valores de magnitude de corrente harmônica injetada no sistema, para uma avaliação realística, deve ser determinada por medições ou derivar de valores típicos de porcentagem de distorção em função da corrente nominal do equipamento que produz harmônicos. O ângulo de fase pode ser ignorado em estudos harmônicos que consideram apenas uma fonte de injeção de harmônicos. Contudo, quando múltiplas fontes são consideradas o ângulo de fase deve ser adicionado à avaliação, devido aos possíveis efeitos de cancelamento ou amplificação de magnitude [31].

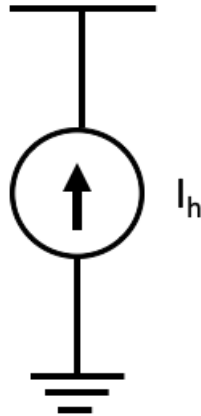


Figura 2.6 – Modelo de carga não linear como fonte de corrente ideal.

Em análises cuja fonte de dados são espectros típicos, o ângulo de fase θ_h da ordem harmônica é calculado em função do ângulo de fase da corrente fundamental, através da Equação 2.19. Este método tem alta eficiência computacional por realizar cálculos diretos, de forma não iterativa, sendo capaz de considerar múltiplas fontes de corrente harmônica [37], [38].

$$\theta_h = \theta_{h_{spc}} + h(\theta_1 - \theta_{1_{spc}}) \quad (2.19)$$

na qual:

- θ_h é o ângulo de fase da ordem harmônica h da fonte de corrente ;
- $\theta_{h_{spc}}$ é o ângulo de fase da fonte de corrente harmônica, para o espectro típico;
- θ_1 é ângulo de fase da corrente de frequência fundamental obtido no fluxo de potência;
- and $\theta_{1_{spc}}$ é o ângulo de fase do espectro típico para a corrente de frequência fundamental.

3 Minigeração Fotovoltaica Distribuída

3.1 PVsyst

O PVsyst é uma ferramenta computacional desenvolvida na Universidade de Genebra-Suíça para dimensionamento de sistemas fotovoltaicos. O *software* utiliza dados meteorológicos de duas fontes, NASA e Meteonorme, dependendo da disponibilidade de dados sobre o local da instalação. O programa tem ainda um vasto banco de dados com características de painéis e inversores comerciais de diferentes capacidades e fabricantes, sendo utilizado por diversos autores.

No estudo [39] os autores realizam a modelagem e simulação de um sistema solar fotovoltaico de 1MWp, localizado no norte de Marrocos. O estudo avalia a performance do sistema proposta em quatro localidades distintas, levando em consideração o cálculo das perdas de potência por temperatura.

No estudo de [40] os autores realizam uma análise de viabilidade técnica de um sistema fotovoltaico de 4,6MWp, conectado à rede de baixa tensão, localizado no município de Caruarú-Brasil. A análise de viabilidade técnica foi realizada em dois *software*'s, PVsyst e Skelion, para fins de comparação. Encontrou-se um desvio padrão das médias anuais de previsão de geração de 0,25, mostrando haver proximidade nos valores de geração dos dois programas.

No trabalho [41] os autores analisam a otimização de um sistema de bombeamento de água solar fotovoltaico, utilizando a versão 5.52 do *software* PVsyst. Os autores afirmam que o uso de ferramentas de projeto como o PVsyst facilitam a previsão de resultados de sistemas desta natureza.

Em [42] os autores avaliam o efeito do acúmulo de poeira na geração de um sistema fotovoltaico de 1MWp. O PVsyst é utilizado para modelagem e simulação do sistema existente. Os valores simulados são então comparados com os valores medidos no local, para que as perdas, tanto de geração quanto econômicas, sejam calculadas.

Mesmo se tratando de uma ferramenta robusta, principalmente pelo banco de dados de componentes e dados geoclimáticos, o PVsyst tem algumas limitações. Não é possível, por exemplo, analisar a viabilidade do sistema proposto em função de outras variáveis de sensibilidade, como tarifas de energia, ou comparar dois sistemas ao mesmo tempo definindo qual o mais viável. Por isso, outras ferramentas computacionais são mais adequadas para análises comparativas entre tipos de fontes de energia (sistemas híbridos) ou mesmo entre sistemas de mesma fonte de energia, mas com características distintas.

3.2 Expectativa de Geração com PVsyst

O sistema de minigeração dimensionado tem uma potência de 1MWp. A seleção do módulo fotovoltaico, do inversor, a otimização do sistema e o cálculo do arranjo dos módulos são feitos com auxílio do programa computacional PVsyst.

São Tomé tem uma irradiação global horizontal média diária de $4,43\text{kWh}/\text{m}^2.\text{dia}$ e uma temperatura média de $26,6^\circ\text{C}$, como mostra a Tabela 3.1. Nesta análise o sistema fotovoltaico será projetado para a localidade com latitude igual a $0^\circ 22' 46''\text{N}$ e longitude igual a $6^\circ 41' 16''\text{L}$, com irradiação global horizontal com uma variabilidade anual de $5,5\%$. No *software* PVsyst 6.81 as médias mensais dos dados geoclimáticos de São Tomé estão disponíveis no banco de dados Meteonorm 7.2 de 2017, para um ano típico meteorológico compreendido entre 2007 e 2016.

Tabela 3.1 – Dados Climáticos do Local

Período	Irradiação Horizontal Global ($\text{kWh}/\text{m}^2.\text{dia}$)	Temperatura ($^\circ\text{C}$)
Janeiro	3,99	27,2
Fevereiro	4,40	28,0
Março	4,52	28,1
Abril	4,59	27,3
Mai	4,37	27,3
Junho	4,70	25,6
Julho	4,54	25,1
Agosto	4,54	25,3
Setembro	4,82	25,6
Outubro	4,62	26,4
Novembro	4,23	26,3
Dezembro	3,90	27,2
Média	4,43	26,6

3.2.1 Simulação e Otimização

Os parâmetros de entrada do PVsyst são divididos em principais e opcionais. Os parâmetros principais dizem respeito à orientação, definição do painel e do inversor, detalhamento de perdas do projeto e ainda previsão de auto-consumo e armazenamento, se for o caso. Os parâmetros opcionais relacionam-se à presença de barreiras físicas que causam sombreamento nos painéis, gerenciamento de energia e avaliação econômica.

A otimização do sistema é realizada em função do tipo de instalação, se fixo ou com rastreador, da inclinação e orientação dos módulos, considerando a trajetória do

sol no local selecionado. No *software* são estimados as condições ótimas para melhor aproveitamento do recurso solar. Em sistemas conectados à rede, a energia é usualmente comprada por um valor fixo e desta forma a otimização deve ser maximizada para um período anual. Conforme citado anteriormente, a inclinação dos módulos é igual ao ângulo de latitude local. A Figura 3.1 mostra a otimização em função da inclinação e orientação dos módulo para verão, inverno e anual para um sistema em estrutura fixa. Assim, o ângulo azimutal e a inclinação são iguais a 0° , retornando um rendimento anual igual a $1618\text{kWh}/\text{m}^2$.

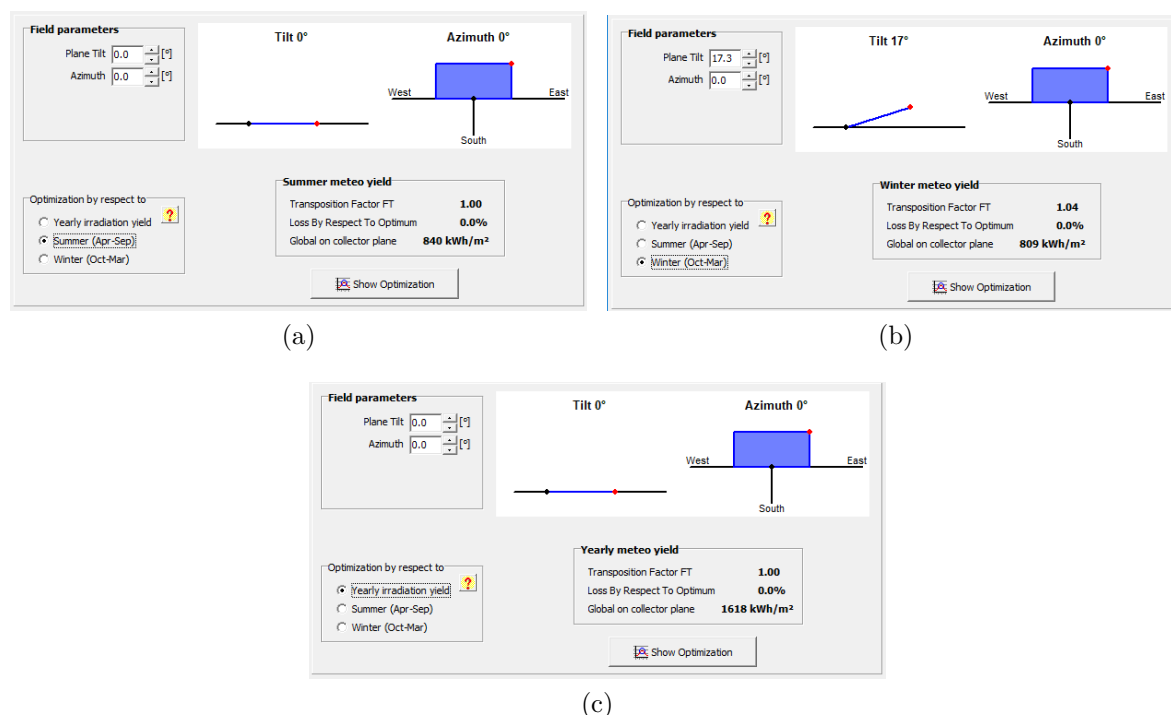


Figura 3.1 – Otimização do Sistema - PVsyst: Verão (a), Inverno (b), Otimização Anual (c).

No ícone *System* do programa deve-se definir a potência de pico do sistema projetado, o modelo de painel e o modelo do inversor. Após definir o módulo, a potência e o inversor, o arranjo de painéis é então sugerido pelo programa, como ilustrado na Figura 3.2.

Para o cálculo da expectativa de geração do sistema fotovoltaico de 1MWp , foram considerados ainda os dados de entrada relativos à: perda por instalação em solo ($29\text{W}/\text{m}^2\text{k}$), perdas ômicas nos cabos (1,5%), perdas por incompatibilidade de potência ou *mismatching* (2,5%) e perdas por acúmulo de sujidade (4,0%).

Para gerar a potência de 1MWp são necessários 2940 módulos de 340Wp , distribuídos numa área de 5835m^2 , arranjados em 147 fileiras de 20 módulos cada. Com a finalidade de analisar o aspecto energético do sistema proposto, selecionou-se um inversor central com potência nominal de 1MW capaz de atender o arranjo de módulos. Entretanto, em

Figura 3.2 – Escolha de Equipamentos - PVSyst.

projetos reais a seleção dos inversores e do seu tipo de arranjo deve considerar o custo de aquisição e a confiabilidade do sistema. Nesta configuração de módulos, considerando uma temperatura máxima de 60°C e uma temperatura mínima de 15°C, a faixa de tensão de operação do inversor obedece os limites estipulados pelas equações 2.6 e 2.7. Desta forma, o sistema de 1MWp dimensionado tem as características detalhadas na Tabela 3.2

Tabela 3.2 – Características do sistema fotovoltaico proposto

Configuração Proposta	
Modelo do Módulo	Canadian Solar CS3U -340P
Tecnologia	Silício Policristalino
$P_{\text{módulo}}$	340Wp
P_{sistema}	1000kWp
Número de módulos	2940
V_{max} (T =15°C)	948V
V_{min} (T =60°C)	659V
Modelo do inversor	Sunny Central 1000CP-JP
Faixa de tensão de operação	596-900V
P_{max}	1100kW(ca)
P_{nom}	1000kW(ca)

3.2.2 Análise de Viabilidade Econômica

O sistema de minigeração conectado ao SEN fornecerá energia à rede elétrica, sendo garantida a compra desta energia por um preço igual a 0.105US\$/kWh. Nesta análise foi

considerada uma Taxa Mínima de Atratividade de 5% e uma vida útil do projeto de 25 anos. Os custos de aquisição e troca dos painéis e inversores foram estimados através de cotação de materiais, com preço em dólar americano, em função da capacidade de fornecimento de potência, sendo iguais respectivamente à $250US\$/kWp$ e $839,9US\$/kW$.

3.2.3 Resultados e Discussão

A expectativa de geração baseada nos dados meteorológicos do local selecionado e nos equipamentos selecionados no PVsyst é calculada para o período de um ano. A Tabela 3.3 apresenta os principais resultados do sistema proposto, na qual $E_{paineis}$ é a energia efetiva medida na saída do arranjo de módulos fotovoltaicos, E_{rede} é a energia injetada na rede e PR é o coeficiente de desempenho do sistema. A potência de saída para condição de operação a $T = 55^{\circ}C$ é de $882,27kW$ e a energia anual produzida é de aproximadamente $1301MWh/ano$.

Tabela 3.3 – Resultados da avaliação de geração - PVsyst

Período	$E_{paineis}$ (MWh)	E_{rede} (MWh)	PR
Janeiro	101,2	99,6	0,806
Fevereiro	100,4	98,8	0,803
Março	114,0	112,2	0,801
Abril	112,4	110,7	0,805
Mai	110,7	109,0	0,807
Junho	116,5	114,8	0,815
Julho	116,7	114,9	0,817
Agosto	116,2	114,4	0,814
Setembro	118,9	117,1	0,810
Outubro	117,5	115,7	0,809
Novembro	103,9	102,2	0,806
Dezembro	98,9	97,3	0,806
Anual	1322,7	1306,8	0,805

Os resultados obtidos no PVsyst são apresentados na forma de relatório, onde constam a avaliação do sistema com relação à energia medida diariamente na saída do inversor, representando a capacidade de fornecimento de energia do sistema fotovoltaico, e um diagrama detalhado das perdas por temperatura, perdas relativas à conversão de energia, perdas por acúmulo de sujeira, etc, conforme apresentado no Anexo A. O índice mais importante deste dimensionamento é o **PR** que trata do coeficiente de desempenho do sistema. Sistemas com coeficientes acima de 80% são considerados de alta performance.

O investimento inicial para o sistema proposto foi de $US\$1.147.050,30$, conforme detalhado na Tabela 3.4.

Tabela 3.4 – Investimento Inicial do Projeto

Componente	Custo (US\$)
Painéis	250.000,00
Inversor	839.900,00
Equip. Adicionais	34.329,80
Instalação e Operação	22.886,50
Custo Total	1.147.050.30

Com um preço de compra de 0,105US\$/kWh, o investidor recebe anualmente o valor de US\$136.605,00. Definindo-se uma **TMA** igual à 5% e utilizando as funções de análise econômica do *software* Microsoft Excel, o sistema de minigeração fotovoltaico apresenta um tempo de retorno de investimento de 12 anos, a partir do qual o **VPL** passa a ser positivo, como mostrado na Tabela 3.5. Nestas condições, tem-se uma **TIR** calculada igual à 6% e um **VPL** positivo. Portanto, o investimento é considerado economicamente viável. O sumário dos indicadores de viabilidade estão descritos na Tabela 3.6.

Tabela 3.5 – Estimativa do *Payback* Descontado

Período	Fluxo de Caixa (CF)	Valor Presente (VPL)	Saldo (US\$)
0	-1,147,050.29	0	-1,147,050.29
1	136,605.00	130,100.00	-1,016,950.29
2	136,605.00	123,904.76	-893,045.52
3	136,605.00	118,004.54	-775,040.99
4	136,605.00	112,385.27	-662,655.72
5	136,605.00	107,033.59	-555,622.12
6	136,605.00	101,936.75	-453,685.37
7	136,605.00	97,082.62	-356,602.75
8	136,605.00	92,459.64	-264,143.11
9	136,605.00	88,056.80	-176,086.30
10	136,605.00	83,863.62	-92,222.68
11	136,605.00	79,870.11	-12,352.57
12	136,605.00	76,066.78	63,714.20
13	136,605.00	72,444.55	136,158.75
14	136,605.00	68,994.81	205,153.56
15	136,605.00	65,709.34	270,862.90
16	136,605.00	62,580.32	333,443.23
17	136,605.00	59,600.31	393,043.53
19	136,605.00	54,059.24	447,102.77
20	136,605.00	51,484.99	498,587.76
21	136,605.00	49,033.32	547,621.08
22	136,605.00	46,698.40	594,319.48
23	136,605.00	44,474.67	638,794.15
24	136,605.00	42,356.83	681,150.98
25	136,605.00	40,339.84	721,490.81

Tabela 3.6 – Viabilidade Econômica Minigeração Fotovoltaica

Resultados da Análise de Viabilidade Econômica	
VPL (US\$)	737.913,18
TIR	6%
Payback Descontado	12 anos

3.3 Agregação de Fontes de Corrente Harmônica

Considerando a avaliação de expectativa de geração de um sistema fotovoltaico de 1MWp na ilha de São Tomé, realizou-se a análise de agregação de fontes de corrente harmônica de três empreendimentos na rede de transmissão de São Tomé. Como mencionado anteriormente, análises realísticas dependem de dados de medição e, na ausência destes, os valores de distorção de cada ordem harmônica são calculados em função da corrente nominal do equipamento produtor de harmônicos. Desta forma, a corrente nominal do sistema fotovoltaico foi calculada pela Equação 3.1, em função da potência nominal média gerada pelo sistema, a uma temperatura de $T=55^{\circ}\text{C}$.

$$I_{nom} = \frac{P_{nom}}{V_{nom} \cdot \sqrt{3}} = \frac{882,27 \cdot 10^3}{30 \cdot 10^3 \cdot \sqrt{3}} = 16,97A \quad (3.1)$$

3.3.1 Modelagem e Simulação - Matlab/*Simulink*

O sistema de transmissão de São Tomé foi modelado a partir dos dados de carga e características das linhas de transmissão do estudo [12]. Assim, a Figura 3.3 ilustra o sistema modelado e simulado no *software* Matlab/*Simulink*, no qual, foram agregadas três fontes de correntes harmônicas ilustradas na cor amarela com os nomes de PV1, PV2 e PV3, representando os mini sistemas fotovoltaicos. As fontes de corrente harmônica foram modeladas como fontes ideais de corrente, com espectro harmônico descrito na Tabela 3.7 para a fase A. Nas demais fases as correntes foram então defasadas de $\pm 120^{\circ}$, mantendo-se a magnitude.

Tabela 3.7 – Espectro de corrente harmônica

Ordem	Frequência Harmônica (Hz)	Amplitude (A)	$\theta_{h_{spc}}$
1	50	17,00	0
5	250	2,87	80,64
7	350	2,68	86,67
11	550	0,17	-95,35
13	650	0,24	-96,36
17	850	0,004	81,6

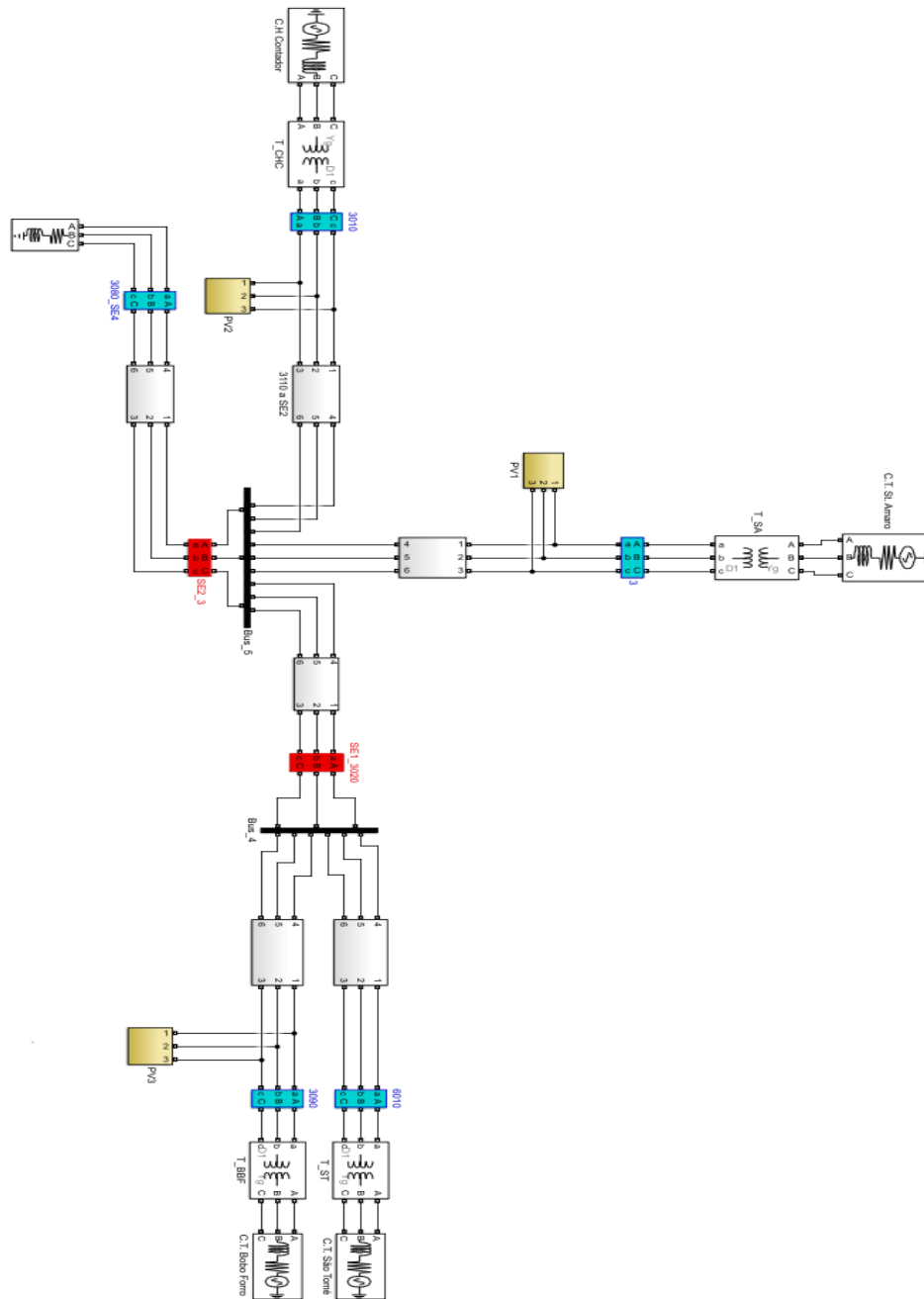
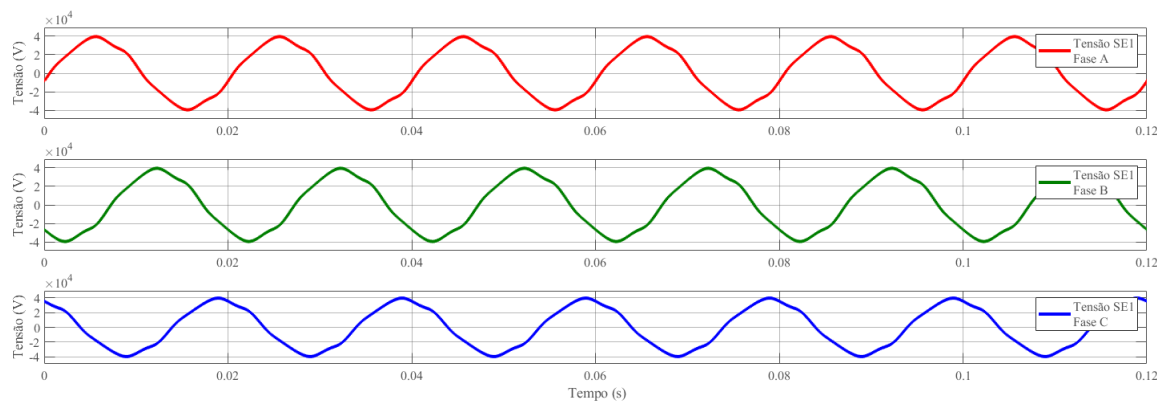
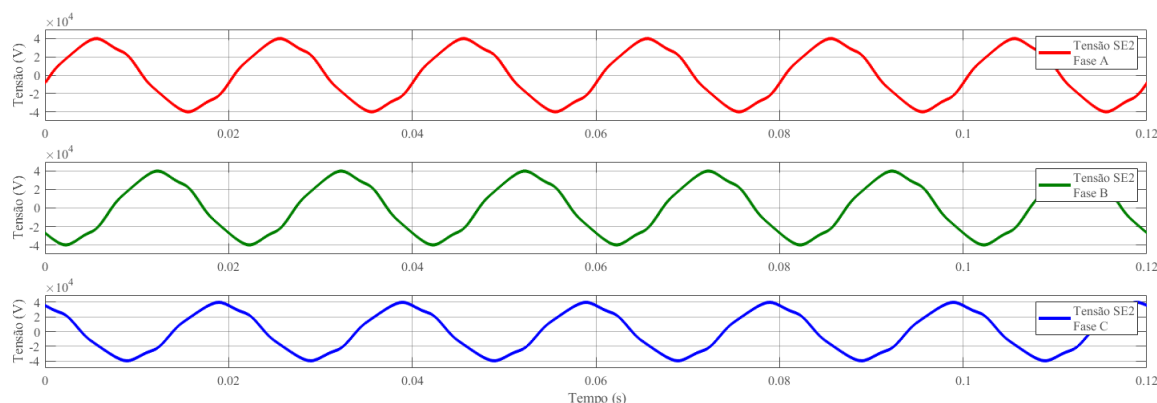


Figura 3.3 – Sistema Simulado

Os códigos MATLAB, apresentados nos Anexos B e C , foram utilizados para obtenção dos resultados de distorção Harmônica, nos barramentos SE1 e SE2 de interesse, ilustrados na figura na cor vermelha. Uma vez que o sistema modelado está balanceado, foram analisados os resultados da fase A. A função *fft_harmonics* do código realiza a decomposição das formas de onda de tensão (Figura 3.4) e de corrente (Figura 3.5), medidas nos barramentos de interesse, retornando os valores de amplitude de distorção contidas na forma de onda medida, até uma frequência de 2100Hz, correspondente à ordem 42, analisando 3 ciclos completos.



(a)



(b)

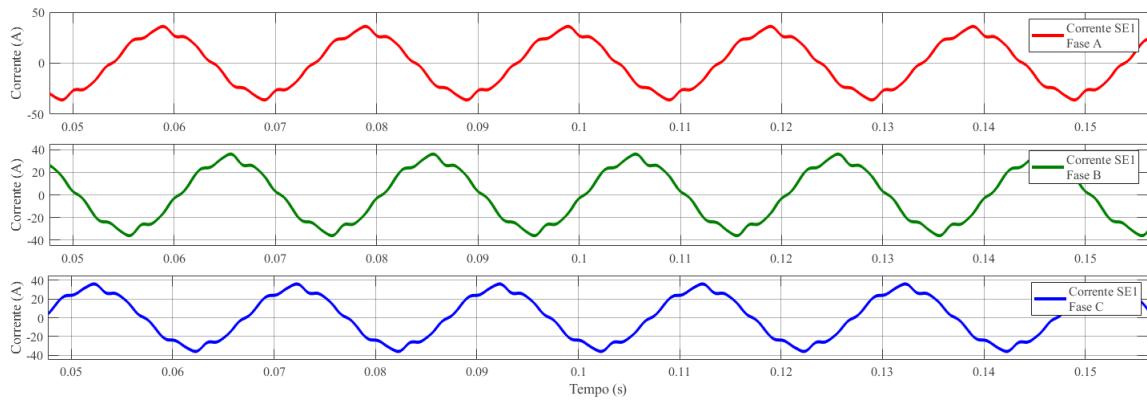
Figura 3.4 – Formas de onda de tensão: SE1 (a), SE2 (b).

Para fins de comparação o sistema elétrico é simulado com a inserção de uma fonte de corrente harmônica por vez e os valores são enviados ao programa do Anexo B para realização de cálculos dos métodos de soma. Na simulação do sistema elétrico completo, na qual se analisa a atuação simultânea de todas as fontes de corrente harmônica, obtêm-se as distorções harmônicas de cada ordem analisada, e a distorção harmônica total **THD** nos barramentos de interesse.

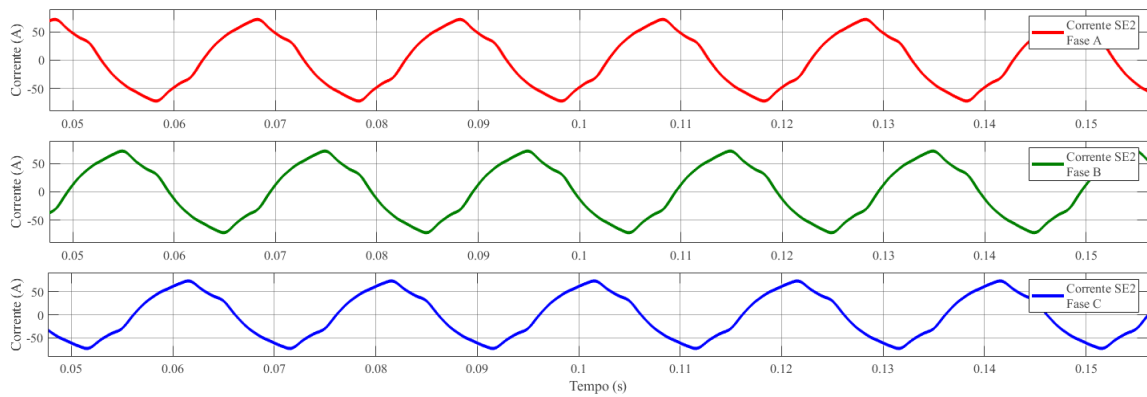
3.3.2 Resultados e Discussão

A análise simplificada de agregação de fontes de corrente harmônica tem como objetivo analisar qualitativamente e quantitativamente os possíveis impactos na qualidade de energia na rede elétrica de São Tomé. Apesar da ausência de dados de medição reais, este tipo de análise pode chamar atenção para a gama de valores que distorções harmônicas em sistemas de potência podem assumir em diferentes condições de funcionamento.

O **THD** é o índice mais utilizado na análise quantitativa de estudos harmônicos. As Tabelas 3.8 e 3.9 apresentam os valores de **THD** e os valores distorção harmônica individual, de corrente e tensão, para os dois barramentos estudados. Nota-se que mesmo ultrapassando o limite de distorção individual do 5º harmônico, o **THD** de tensão encontra-



(a)



(b)

Figura 3.5 – Formas de onda de Corrente: SE1 (a), SE2 (b).

se abaixo do limite estabelecido pela norma IEEE 519.

Comparando-se os valores de distorção harmônica individuais calculados pela função *fft_harmonics*, com as distorções resultantes dos métodos alternativos de soma para os dois barramentos de interesse, nota-se, observando os resultados da análise nas Figuras 3.6, 3.7, 3.8 e 3.9, que as amplitudes dos harmônicos são semelhantes aos valores de distorção do método de soma aritmético e mesmo este resultado tendo uma baixa probabilidade de ocorrer, como já mencionado, esta tendência é observada em sistemas radiais curtos. Entretanto, no resultado obtido no barramento SE1, correspondente à Figura 3.8a, no qual foi observado uma redução da 5ª e da 7ª ordem na distorção harmônica de corrente, este resultado pode estar relacionado à absorção destes harmônicos por geradores das proximidades.

Este tipo de resultado deixa claro que as análises de agregação de harmônicos devem ser feitas com o máximo de dados de medição possíveis, para que se tenha uma estimativa adequada das distorções, a fim de evitar investimentos desnecessários com filtros harmônicos, por exemplo. Foram realizadas, ainda, simulações variando-se o ângulo de fase da corrente fundamental, não havendo porém alterações nos valores das distorções harmônicas nos barramentos e por isso os resultados não constam na análise.

Tabela 3.8 – THD dos Barramentos SE1 e SE2

Barramento	THDi (%)	THDv (%)
SE1	7,86	4,78
SE2	6,09	4,74

Tabela 3.9 – Distorção Harmônica Individual SE1 e SE2

Barramento	Ordem Harmônica	Distorção Individual de Corrente (%)	Distorção Individual de Tensão (%)
SE1	5	2,47	4,51
	7	7,21	1,26
	11	1,52	0,14
	13	1,18	0,12
	17	0,01	0,001
SE2	5	5,55	4,58
	7	2,37	1,21
	11	0,55	0,16
	13	0,57	0,14
	17	0,01	0,01

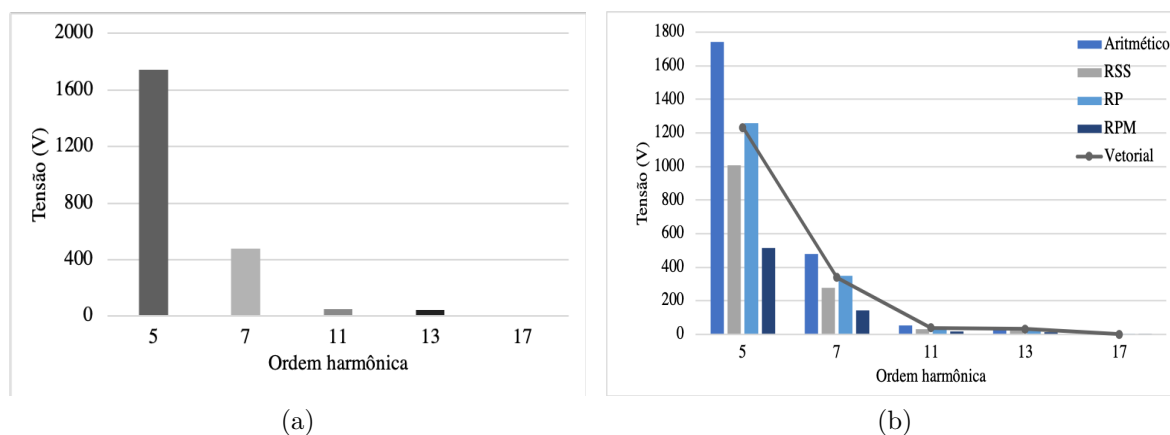


Figura 3.6 – Distorção harmônica de tensão - SE1: *fft* (a), Métodos de Soma (b).

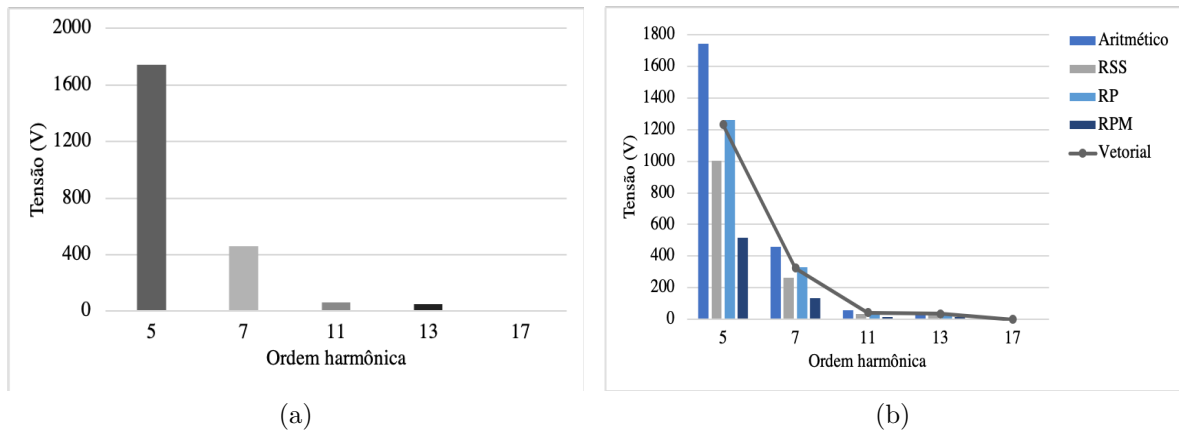


Figura 3.7 – Distorção harmônica de tensão - SE2: *fft* (a), Métodos de Soma (b).

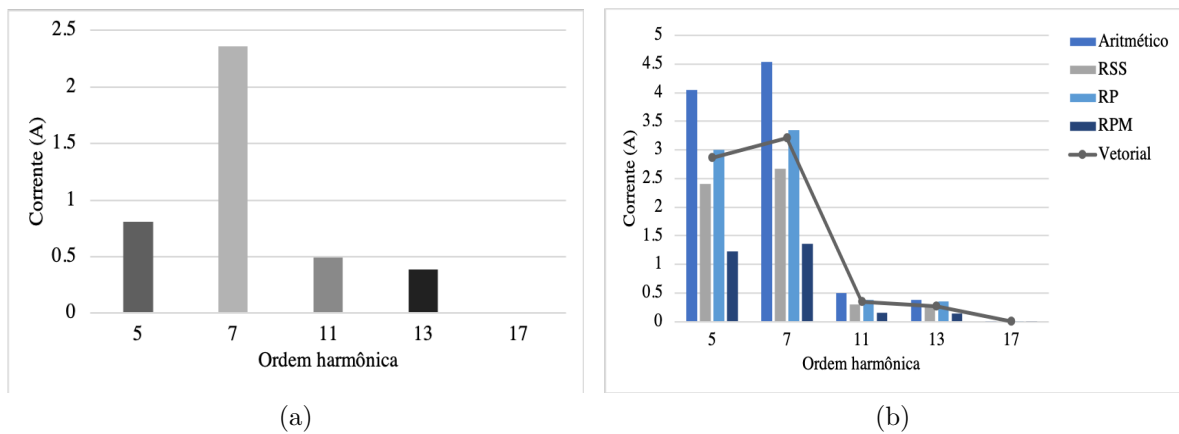


Figura 3.8 – Distorção harmônica de corrente - SE1: *fft* (a), Métodos de Soma (b).

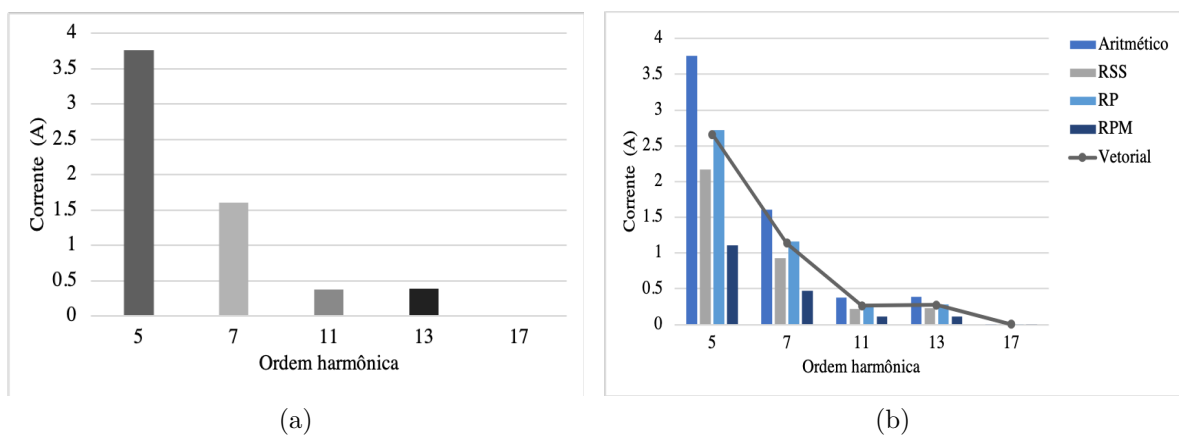


Figura 3.9 – Distorção harmônica de corrente - SE2: *fft* (a), Métodos de Soma (b).

4 Microgeração Fotovoltaica Distribuída

4.1 HOMER

O *software* HOMER Pro é um programa computacional para realização de análises de sistemas híbridos, a partir da inserção de fontes de energia renovável a um sistema existente ou para análise de viabilidade comparando-se diferentes fontes renováveis. O programa compara configurações do sistema, de acordo com parâmetros pré-definidos, indicando os resultados de menor custo. O programa combina parâmetros como: Preços de equipamentos, custo de operação e manutenção, sazonalidade das fontes, limite de emissão, etc. Para se chegar à configuração mais adequada, o *software* exerce as funções de simulação, otimização e análise de sensibilidade.

Na simulação é possível definir os tipos de geradores e tipos de carga. O sistema pode ser isolado ou conectado e as cargas alimentadas em corrente alternada ou contínua. Estão disponíveis no programa catálogos de componentes de geração solar fotovoltaica, geradores eólicos, conversores, baterias, geradores a diesel, etc. A simulação considera valores horários durante o período de um ano, comparando energia gerada com energia consumida e sugerindo as melhores configurações de sistemas. Na simulação, além da viabilidade técnica, é realizada a estimativa de custo total, considerando a vida útil dos equipamentos.

Na etapa de otimização, o programa simula diversas composições de sistema separando as situações viáveis das inviáveis. As alternativas inviáveis são aquelas que não satisfazem as restrições de projeto ou não atendem a carga. As alternativas viáveis capazes de atender a carga apesar das restrições, são listadas então em ordem crescente de **VPL**. Nesta etapa, são também definidas quais as fontes e quais as contribuições destas fontes. Assim, o objetivo desta etapa é fornecer sugestões relacionadas às variáveis de sensibilidade de projeto que podem ser modificadas, ficando a cargo de quem projeta selecionar dentre as alternativas viáveis aquela que melhor atende suas necessidades [43].

Por fim, a análise de sensibilidade é opcional e refere-se a variáveis que não podem ser controladas pelo projetista, chamadas de incertezas. As incertezas vão desde condições climáticas a custo de combustíveis e desgaste de equipamentos. Assim, o programa analisa as incertezas definidas pelo projetista, executando uma otimização para cada uma delas. Devido à robustez e a interface amigável, HOMER Pro é amplamente utilizado em estudos de viabilidade técnica e econômica de sistemas híbridos.

No estudo [44], os autores realizam um estudo de viabilidade técnica e econômica numa comunidade residencial de Pequim, para investigar uma microrrede de energia sob

diversos aspectos. São analisados seis casos de sistema conectado à rede, e cinco casos de sistema autônomo e com a inserção de energia fotovoltaica, eólica, gerador diesel e banco de baterias. O Homer é utilizado para avaliar tanto o desempenho em termos de geração de energia, quanto aspectos econômicos, ajudando na tomada de decisão. Os resultados deste estudo mostram que, para certas configurações, as energias renováveis são capazes de suprir até 90% da demanda, com penetração renovável variando de 47% a 100%, sendo o sistema de maior custo-benefício composto por energia eólica e energia solar.

Na análise de [45] os autores investigam um sistema híbrido com energia solar fotovoltaica e rede existente, examinando a influência de sistemas de rastreamento de painéis fotovoltaicos, capazes de variar o ângulo de inclinação e a orientação dos painéis. Utilizando HOMER, foram analisados fatores técnicos e econômicos para cada sistema de rastreamento.

Em [46] os autores analisam um sistema com relação a duas tarifas: tarifa convencional e tarifa branca. A tarifa branca tem por finalidade reduzir o consumo residencial no horário de ponta, sendo 1,818 vezes maior que a tarifa praticada no horário fora de ponta. São avaliados oito casos variando-se o tipo de tarifa, presença ou ausência de sistema fotovoltaico conectado à rede e uso de chuveiro elétrico ou sistema de aquecimento solar. Neste estudo, o caso com melhor custo-benefício é o composto por sistema fotovoltaico conectado à rede e sistema de aquecimento solar submetidos à tarifa convencional.

4.2 Análise de Viabilidade - Homer Pro

A análise de viabilidade, utilizando o *software* HOMER, destina-se a avaliar a implantação de micro-geração distribuída de sistemas fotovoltaicos conectados à rede de São Tomé, em função do recurso solar disponível, dos custos de equipamentos e das tarifas de energia praticadas em São Tomé e Príncipe. A análise visa estabelecer em quais situações é viável, para os consumidores, investidores, empresas de geração e outros agentes do mercado elétrico conectados à rede, investir em geração fotovoltaica.

A análise comparativa entre os tipos de consumidores e suas respectivas tarifas, retornará para cada caso analisado o sistema fotovoltaico mais viável em comparação com o caso base pré-estabelecido. Os valores monetários utilizados na simulação são especificados em dólares americanos. Para tanto, o valor das tarifas de eletricidade em São Tomé Dobras (STD) foram convertidas de acordo com a cotação demonstrada na Equação 4.1

$$1US\$ = 21000,00STD \quad (4.1)$$

4.2.1 Dados de Entrada

Inicialmente o *software* necessita de dados econômicos para então analisar a viabilidade do projeto. Assim, na aba *Economics* considerou-se uma taxa de juros nominal de 11% e uma taxa de inflação de 9%, resultando numa taxa real de juros igual a 1,83%. Nesta aba do programa também foi adicionado um tempo de vida do projeto de 25 anos, conforme observado na Figura 4.1.

Figura 4.1 – Entrada de Dados Econômicos.

Os dados de irradiação e temperatura podem ser adquiridos no programa a partir do banco de dados *NASA - Prediction of Worldwide Energy Resource* em função da localização de instalação do sistema. Para que haja compatibilidade com os resultados da simulação com o PVsyst, fez-se a entrada manual dos dados contidos na Tabela 3.1.

Para fins de simulação, foram categorizados três tipos de consumidores em função das curvas de carga características, para análise de viabilidade em função das tarifas, descritas na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 – Tarifas Simuladas por Categoria

Categoria	Tarifas Analisadas US\$
1	0,08
	0,09
	0,12
	0,14
	0,18
2	0,16
	0,18
	0,29
3	0,47

As categorias 1, 2 e 3 representam respectivamente:

- Clientes residenciais e pré-pagos;

- Clientes Comerciais e Industriais;
- Administração pública e Autarquias.

Na ausência de dados horários medidos, por tipo de cliente, para criação das curvas de carga, escolheu-se curvas de carga sintéticas através do recurso *Scaled Data for Simulation* do HOMER. Este recurso permite que a partir de um perfil sintético residencial, comercial, industrial ou comunitário, sejam criados perfis em escala com o consumo diário médio e magnitude desejados, ou seja, a curva permanece com a mesma forma e características estatísticas mas há variação nas magnitudes horárias de demanda.

Utilizando os dados de consumo presentes no Relatório de Contas da EMAE de 2016, estimou-se o consumo diário médio de energia por categoria de carga. Os valores médios de consumo utilizados como fator de escala para construção da curva de carga típica são descritos na Tabela 4.2 e os exemplos de curvas por categoria ilustradas na Figura 4.2.

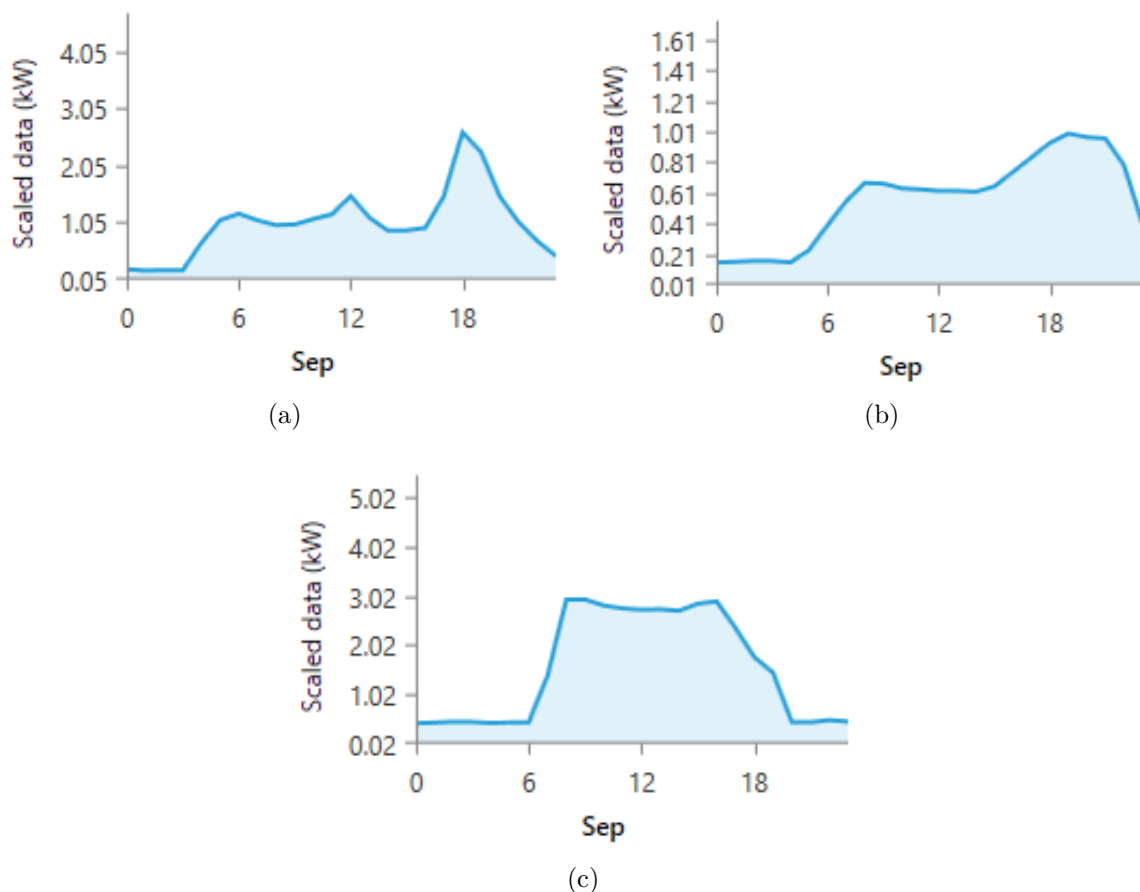


Figura 4.2 – Curvas de Carga Sintética: Categoria 1 (a), Categoria 2 (b), Categoria 3 (c).

Os equipamentos de maior custo de um sistema fotovoltaico conectado à rede são os painéis e os inversores. Foi realizada uma cotação de preços dos equipamentos em dólar, uma vez que em São Tomé não há oferta destes equipamentos por fabricantes

Tabela 4.2 – Consumo médio - *Scaled Data*

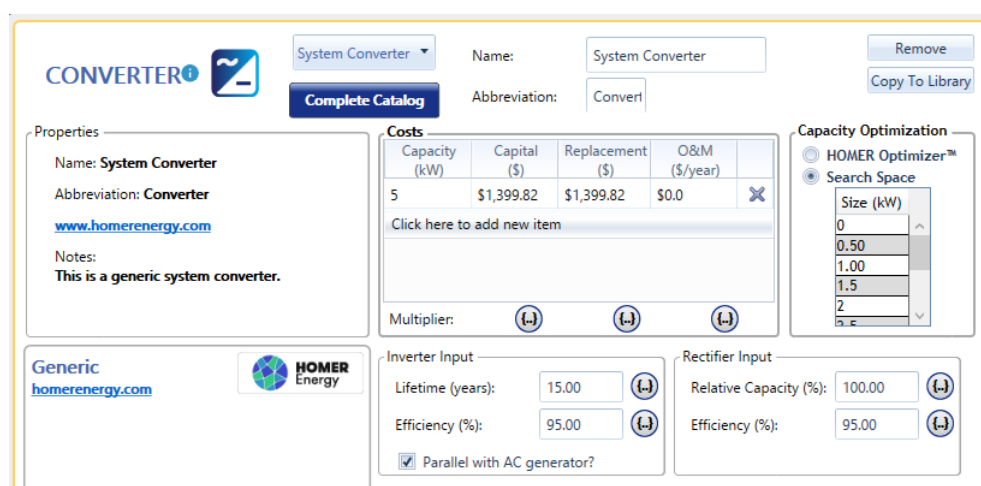
Categoria	Média de Consumo (kWh/dia)
1	2,54
2	14,04
3	38,08

locais. Foram selecionados módulos fotovoltaicos como os que constam na Tabela 3.2. Foi escolhido um inversor genérico para que houvesse a possibilidade de adaptação a cada tipo de consumidor, mantendo-se, porém, os custos iniciais e os custos de troca por unidade de energia gerada. Desta forma, os custos de aquisição e de *replacement* do painel e do inversor são respectivamente a 416,57 US\$/kWp e 1399,82 US\$/kW e a vida útil, respectivamente, 25 anos e 15 anos.

Os dados de entrada dos módulos fotovoltaicos são adicionados na aba *PV Setup* podendo ser modificados o modelo, os custos de capital e troca, em função da potência, os valores de potência do arranjo a serem simulados, o tipo de conexão, etc. Já na aba *Converter* são escolhidos além do tipo e potência para a simulação, a eficiência e o tempo de vida do equipamento, conforme as Figuras 4.3 e 4.4.

Figura 4.3 – Aba *PV Setup*.

Por fim, na seção *Advanced Grid*, adiciona-se o preço da energia proveniente da rede, correspondente às tarifas, e o preço de compra de energia pela rede. Como em São tomé e Príncipe não há regulamentação de venda de energia à rede por parte de consumidores conectados, esta análise considera um sistema para a compensação da energia gerada, ou seja a energia gerada pelo sistema fotovoltaico é abatida do consumo de energia proveniente da rede.

Figura 4.4 – Aba *Inverter*.

4.2.2 Simulação

Foram realizadas simulações para três tipos de curva de carga, categorizadas conforme descrito na seção anterior, considerando os custos dos equipamentos em dólar americano. Espera-se, com esta simulação, confirmar a hipótese de que as tarifas praticadas em São Tomé, podem favorecer a implantação de sistemas de geração distribuída fotovoltaica reduzindo a demanda de energia requerida da rede.

As curvas de demanda de cada categoria de carga foi gerada a partir da ferramenta *Scaled Data for Simulation*. A curva de da Categoria 1 agrega a carga de dez consumidores residenciais com consumo médio igual a 2,54kWh/dia. A curva de carga da Categoria 2 corresponde à curva sintética de um comércio com carga média de aproximadamente 14,04kWh/dia. Por fim, a curva de carga da Categoria 3 corresponde à um órgão do governo ou autarquia com carga média igual a 38,08kWh/dia.

O *software* HOMER escolhe os sistemas viáveis de acordo com o menor VPL, logo, o sistema fotovoltaico mais viável selecionado pelo programa pode não ser o mais viável do ponto de vista técnico. Já que o programa não exclui os sistemas, por exemplo, com inversor subdimensionado ou sobre-dimensionado, esta operação foi realizada manualmente. Assim, as tabelas foram manipuladas com a finalidade de selecionar o sistema mais viável, tanto com relação aos custos, quanto com relação aos equipamentos. Os sistemas mais viáveis, em função da categoria de consumidores e da tarifa, estão descritos na Tabela 4.3.

As variáveis de sensibilidade do estudo são as tarifas. Logo, foi analisado o VPL de base (VPL_b), comparando-se com o VPL viável (VPL_v) de cada tarifa. O caso base de todas as simulações é representado pelo consumo de energia proveniente apenas da rede existente e a coluna Economia representa quanto o consumidor deixará de pagar à distribuidora no final do tempo de vida do projeto, 25 anos.

Tabela 4.3 – Sistemas mais Viáveis por Categoria e Tarifa

Categoria	Tarifa (US\$)	VPLb (US\$)	VPLv (US\$)	Economia (US\$)
1	0,08	14764,84	14969,64	-204,8
	0,09	16610,45	16516,56	93,89
	0,12	22147,27	21157,34	989,93
	0,14	25838,48	24251,19	1587,29
	0,18	33220,9	30438,9	2782
2	0,16	16322,71	12980	3342,71
	0,18	18363,05	14264,7	4098,35
	0,29	21330,6	29584,91	8254,31
3	0.47	130046,9	92411,79	37635,11

4.2.3 Resultados e Discussão

Na simulação, a rede é capaz de suprir toda a carga nos momentos em que o sistema fotovoltaico não é capaz de gerar energia ou está desconectado. Os valores de potência dos sistemas fotovoltaicos foram fixados de modo que não haja excedentes de geração, uma vez que esta modalidade de negócio não está regulamentada em São Tomé e Príncipe.

A avaliação dos valores de **VPL** de cada categoria de consumidores conectados à rede pública da EMAE e suas respectivas tarifas mostra que pode ser viável investir em sistemas de geração fotovoltaica distribuída. As curvas de **VPL** viáveis e do **VPL** de base em função da potência do sistema fotovoltaico, mostram a partir de qual valor de potência é economicamente viável investir em energia solar fotovoltaica. Os valores de **VPL** são referentes ao final da vida útil dos sistemas, ou seja, 25 anos.

As instalações para consumidores residenciais - Categoria 1, ilustrados na Figura 4.5, demonstram o menor retorno do investimento em função da potência instalada, sendo inviável para consumidores com tarifa igual a US\$0,08, conforme Figura 4.5a. Nos demais casos há valores de potência a partir dos quais o consumidor pode investir. Deve-se notar, porém, que os valores de carga da Categoria 1 atendem dez unidades consumidoras. O valor de potência viável para consumidores individuais devem ser analisados pontualmente.

Como observa-se nos resultados da Figura 4.6 sobre consumidores comerciais ou industriais - Categoria 2, para algumas faixas de potência estabelecidas na análise é inviável a instalação de sistemas fotovoltaicos. Entretanto, para uma tarifa igual a US\$0,29 todos os sistemas são viáveis, conforme ilustrado na Figura 4.6c.

Já para os clientes da Categoria 3, que representam os Órgãos e Autarquias do Estado São Tomense, em todos os valores de potência utilizados na análise, a instalação

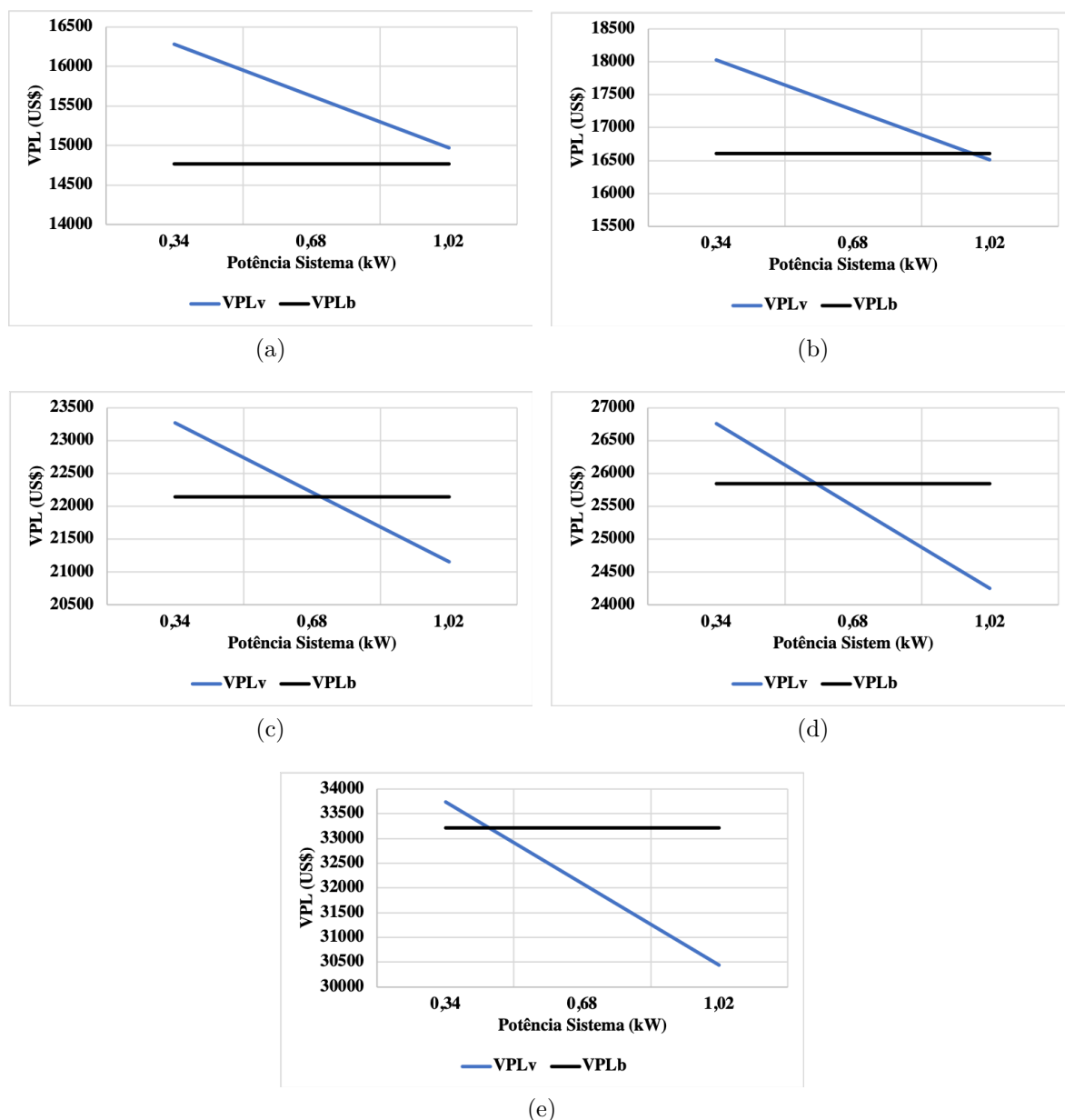


Figura 4.5 – VPL de base *versus* VPL viáveis em Função da Potência Instalada - Categoria 1: Tarifa US\$ 0,08 (a), Tarifa US\$ 0,09(b), Tarifa US\$ 0,12 (c), Tarifa US\$ 0,14 (d), Tarifa US\$ 0,18 (e).

de sistemas fotovoltaicos são viáveis, conforme ilustrado na Figura 4.7.

Desta forma, os gráficos com valores de VPL são uma ferramenta importante para estudos de viabilidade de sistemas de geração fotovoltaica. A economia, ao final dos 25 anos de projeto, representa o custo evitado pelo consumidor, quando o sistema fotovoltaico é adquirido. Os resultados demonstram também que, pode ser interessante para a distribuidora do país incentivar a integração de energias renováveis dos consumidores conectados à rede. Esta iniciativa tem capacidade de melhorar os serviços de energia e pode ainda significar economia na aquisição de combustíveis utilizados na geração termoelétrica.

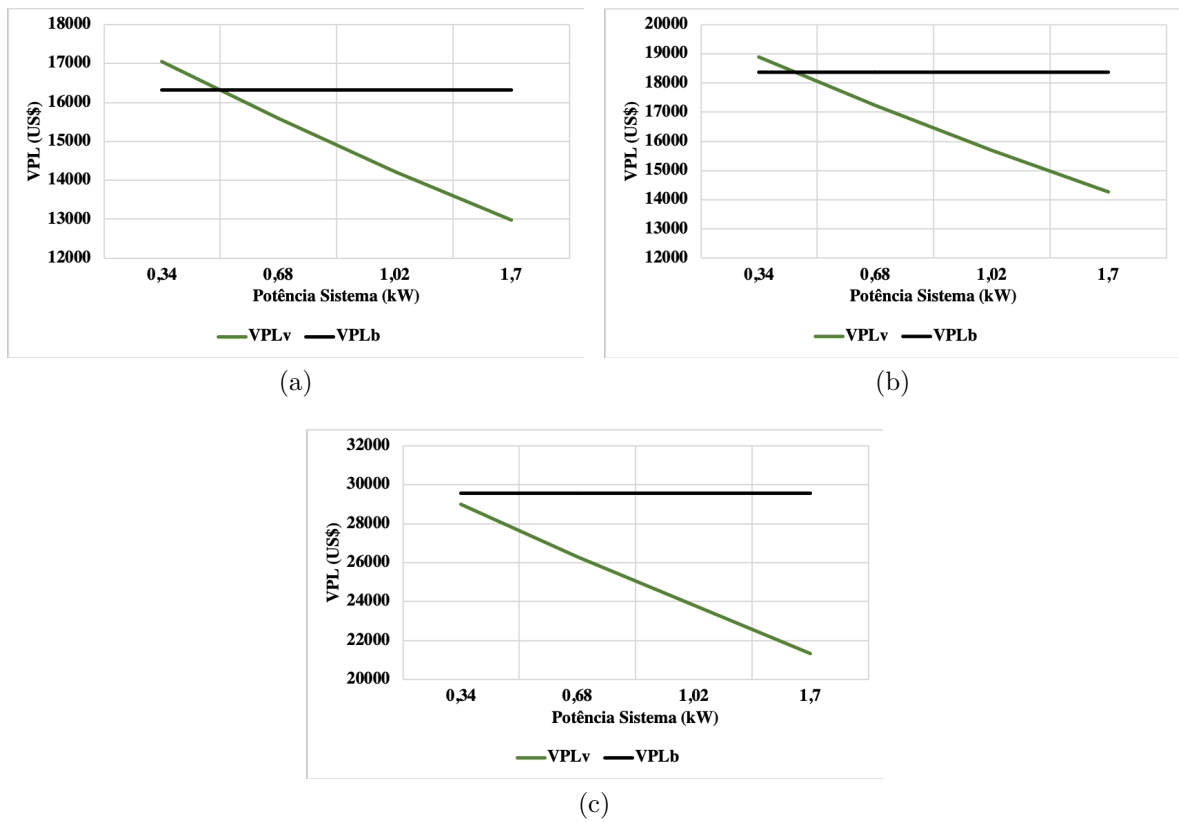


Figura 4.6 – VPL de base *versus* VPL viáveis em Função da Potência Instalada - Categoria 2: Tarifa US\$ 0.16 (a), Tarifa US\$ 0.18(b), Tarifa US\$ 0.29 (c).

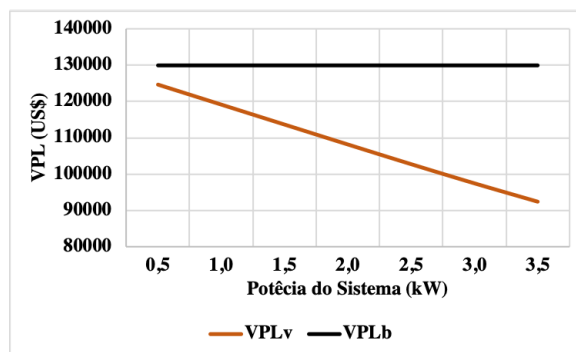


Figura 4.7 – VPL de base *versus* VPL viáveis em Função da Potência Instalada - Categoria 3: Tarifa US\$ 0.47

5 Conclusões

Com os resultados discutidos ao longo do trabalho conclui-se que há vantagens de se investir em geração distribuída solar fotovoltaica, num sistema elétrico com fragilidades técnicas e econômicas como o de São Tomé e Príncipe. No dimensionamento do sistema fotovoltaico de 1MWp realizado com auxílio do programa PVsyst, o indicador mais importante é *Performance Ratio*. Este número indica a relação entre a geração de energia teórica e a energia de saída real, sem influência dos parâmetros de otimização. O indicador *Performance Ratio* do sistema simulado foi de 80,47%, valor considerado elevado, encontrado em sistemas de alta performance. Já na análise de viabilidade econômica, realizada no *software* Microsoft Excel, o sistema de minigeração fotovoltaico apresentou um tempo de retorno de investimento de 12 anos, a partir do qual o **VPL** passa a ser positivo. A **TIR** calculada foi igual à 6% e ,sendo maior que o valor de **TMA** definido, o investimento foi considerado economicamente viável.

A análise simplificada da agregação de fontes harmônicas objetivou demonstrar que, sendo uma alternativa viável do ponto de vista energético, alguns aspectos elétricos devem ser avaliados. Harmônicos podem ser difíceis de prever com precisão uma vez que se comportam de forma distinta em cada sistema elétrico, a depender de sua topologia, característica de linhas e da agregação de outras cargas não-lineares. De acordo com as características do sistema (radial e curto) foram encontrados valores de distorção individual próximos aos valores do método de soma aritmético. A fim de evitar investimentos desnecessários com filtros, ou mesmo causar impactos na rede pela sobredimensionamento dos bancos, é importante que medições prévias sejam realizadas e vários cenários estudados. Do ponto de vista de qualidade de energia, para o qual se escolheu harmônicas como parâmetro analisado, os valores ficaram abaixo dos critérios de distorção harmônicas padronizados, sobretudo para um sistema isolado como o de São Tomé. Os métodos alternativos de soma devem ser interpretados como valores que as distorções harmônicas podem assumir, para diferentes condições, sendo útil para as fases de planejamento destes sistemas.

Na análise de viabilidade da inserção de sistemas fotovoltaicos por categoria de clientes conectados à rede pública, o investimento em energia solar fotovoltaica mostrou-se viável para todas as categorias de clientes a partir de um certo patamar de potência instalada, em função da tarifa paga, exceto para clientes com tarifa igual a 0,08US\$, subsidiada pelo governo. Se os custos anualizados líquidos dependem da potência instalada em sistemas fotovoltaicos, logo, as curvas comparativas de **VPL** mais viável e **VPL** de base estabelecem a partir de qual potência o investimento é viável. Além de representar economia para o consumidor, há em contrapartida benefícios para a **EMAE**, que ao reduzir

a demanda por energia, reduz seus custos com compra de combustíveis para geração de energia. Para a sociedade do país além de melhoria da qualidade de vida pela prestação de serviço de eletricidade de qualidade, há também a redução de impactos ambientais, causados pela queima de combustíveis fósseis.

A inserção de novas fontes de energia ao sistema existente requer um estudo interdisciplinar que considere aspectos técnicos, econômicos e socio-ambientais. São Tomé e Príncipe tem desafios para o crescimento do mercado de sistemas solar fotovoltaico conectados, devido principalmente ao custo inicial para aquisição dos equipamentos. Deve-se avaliar, de forma holística, se incentivos e subsídios a este tipo de geração são capazes de equilibrar as contas da [EMAE](#), uma vez que as incertezas e o alto preço de importação de combustíveis torna o sistema inseguro com relação ao fornecimento de energia, tomando como exemplo estratégias de *feed-in* e *Net metering* adotadas por outros países.

De acordo com um *survey* realizado pelo *Energy Access Diagnostic Report Based on the Multi-Tier Framework*, os consumidores afirmam que o alto custo inicial de sistemas fotovoltaicos é apontado como o principal motivo para sua não aquisição. Porém, 27% dos entrevistados afirmam que comprariam o sistema se houver redução do preço para um terço do valor original e 31% se houver opções mais flexíveis de financiamento [9].

5.1 Trabalhos Futuros

Como sugestões de expansão deste trabalho, deseja-se:

- Analisar a viabilidade técnica e econômica com dados de custo de equipamentos compatíveis com a realidade de São Tomé e Príncipe;
- Estudar a agregação de harmônicos com dados de medição da rede, considerando os harmônicos pré-existent;
- Estudos de caso com inserção de outras fontes de energias renováveis
- Análise detalhada que contemple a confiabilidade da rede quando sistemas de geração distribuída são inseridos na rede, tais como análise do fluxo de potência e análises de contingência.
- Estudo de estratégias para incentivo de aquisição de microsistemas por clientes conectados à rede.

5.2 Benefícios Sociais da Geração Distribuída Solar Fotovoltaica em São Tomé

A energia solar fotovoltaica tem potencialidade de ser uma alternativa ao consumo de combustíveis fósseis promovendo a redução da emissão de poluentes e consequente melhoria da qualidade de vida dos cidadãos. Há também benefícios sociais atrelados à geração de energia solar fotovoltaica, principalmente em países onde há elevada vulnerabilidade social como é o caso de São Tomé e Príncipe. De acordo com [47], a pobreza em São Tomé e Príncipe é significativa, com cerca de um terço da população que vivendo com menos de US\$ 1,90 por dia e mais de dois terços da população vivendo, em média, com menos de US\$ 3,20 por dia. Por exemplo, segundo [48], no Brasil a renda média da população em 2016 foi de R\$1226,00, equivalente a aproximadamente US\$12,00.

Assim, o principal benefício social da inserção de energia solar fotovoltaica no país relaciona-se ao aumento do **Produto Interno Bruto (PIB)**. De acordo com [49] a inclusão de 1% de geração de eletricidade por fontes renováveis nos **SIDS** pode representar um acréscimo de 0,025% no **PIB** dos países devido à economia com importação de combustíveis fósseis. A economia com combustíveis pode então ser convertida em acesso à eletricidade. Com perdas financeiras constantes o acesso a eletricidade para unidades de baixo consumo pode não ser viável visto que necessitaria de extensão de rede. A economia poderia então transformar-se em ação social para interconexão das quase 29% das unidades não atendidas pelo sistema nacional.

A geração de emprego e renda também é beneficiada com a inserção de energia solar fotovoltaica ao sistema. As fases de projeto de instalação, operação e manutenção, necessitam de mão de obra local permanente. São Tomé e Príncipe oferta no Centro de Formação Profissional Brasil-São Tomé e Príncipe cursos relacionados a sistemas elétricos. Assim, a mão de obra formada pelo centro poderá ser absorvida pelo mercado de energia solar.

Apêndices

APÊNDICE A – Report PVsyst

PVSYST V6.81		06/11/20	Page 1/4						
Grid-Connected System: Simulation parameters									
Project :	ST_GD								
Geographical Site	Sao Tome II/Salazar	Country	Sao Tome And Principe						
Situation	Latitude	0.37° N	Longitude	6.53° E					
Time defined as	Legal Time	Time zone UT+1	Altitude	8 m					
	Albedo	0.20							
Meteo data:	Sao Tome II/Salazar	Meteonorm 7.2 - Synthetic							
Simulation variant :	New simulation variant								
	Simulation date	06/11/20 19h36							
Simulation parameters	System type	No 3D scene defined, no shadings							
Collector Plane Orientation	Tilt	0°	Azimuth	0°					
Models used	Transposition	Perez	Diffuse	Perez, Meteonorm					
Horizon	Free Horizon								
Near Shadings	No Shadings								
User's needs :	Unlimited load (grid)								
PV Array Characteristics									
PV module	Si-poly	Model	CS3U - 340P						
Original PVsyst database	Manufacturer	Canadian Solar Inc.							
Number of PV modules	In series	20 modules	In parallel	147 strings					
Total number of PV modules	Nb. modules	2940	Unit Nom. Power	340 Wp					
Array global power	Nominal (STC)	1000 kWp	At operating cond.	882 kWp (55°C)					
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	674 V	I mpp	1309 A					
Total area	Module area	5833 m²	Cell area	5199 m²					
Inverter									
	Model	Sunny Central 1000CP-JP							
Original PVsyst database	Manufacturer	SMA							
Characteristics	Operating Voltage	596-900 V	Unit Nom. Power	1000 kWac					
			Max. power (=>25°C)	1100 kWac					
Inverter pack	Nb. of inverters	1 units	Total Power	1000 kWac					
			Pnom ratio	1.00					
PV Array loss factors									
Array Soiling Losses		Loss Fraction	4.0 %						
Thermal Loss factor	Uc (const)	29.0 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s					
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	8.9 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC					
Module Quality Loss			Loss Fraction	2.5 %					
Module Mismatch Losses			Loss Fraction	1.0 % at MPP					
Strings Mismatch loss			Loss Fraction	0.10 %					
Incidence effect (IAM): User defined profile									
	10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
	0.998	0.998	0.995	0.992	0.986	0.970	0.917	0.763	0.000

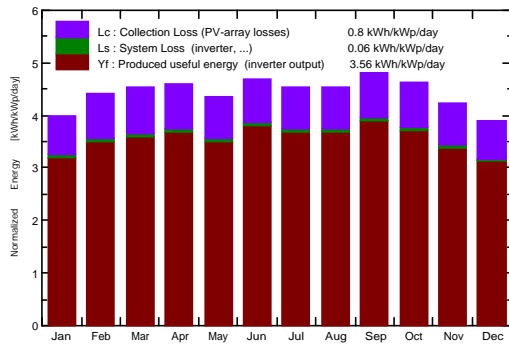
Grid-Connected System: Main results

Project : ST_GD
Simulation variant : New simulation variant

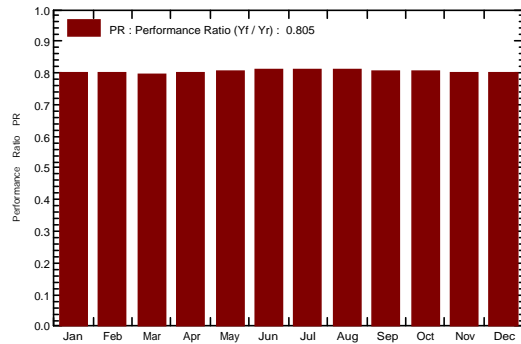
Main system parameters	System type	No 3D scene defined, no shadings	
PV Field Orientation	tilt	0°	azimuth 0°
PV modules	Model	CS3U - 340P	Pnom 340 Wp
PV Array	Nb. of modules	2940	Pnom total 1000 kWp
Inverter	Model	Sunny Central 1000CP-JP	Pnom 1000 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Main simulation results
 System Production **Produced Energy 1301 MWh/year** Specific prod. 1301 kWh/kWp/year
 Performance Ratio PR **80.47 %**

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 1000 kWp



Performance Ratio PR



New simulation variant
Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
January	123.7	86.98	27.23	123.6	115.0	100.8	99.1	0.802
February	123.1	81.85	27.96	123.1	114.7	100.0	98.3	0.799
March	140.2	90.89	28.09	140.2	130.7	113.6	111.7	0.797
April	137.8	83.29	27.32	137.7	128.4	112.1	110.2	0.801
May	135.4	79.60	27.29	135.2	126.1	110.3	108.5	0.803
June	141.0	75.28	25.56	140.8	131.6	116.1	114.3	0.812
July	140.8	79.45	25.06	140.7	131.4	116.3	114.3	0.813
August	140.6	84.22	25.33	140.5	131.1	115.8	113.9	0.811
September	144.7	77.53	25.64	144.5	135.0	118.5	116.6	0.807
October	143.1	93.10	26.40	143.0	133.2	117.1	115.1	0.805
November	126.9	73.40	26.30	126.8	118.4	103.6	101.8	0.803
December	120.9	80.63	27.20	120.8	112.5	98.5	96.8	0.802
Year	1618.2	986.21	26.61	1616.9	1508.2	1322.7	1300.6	0.805

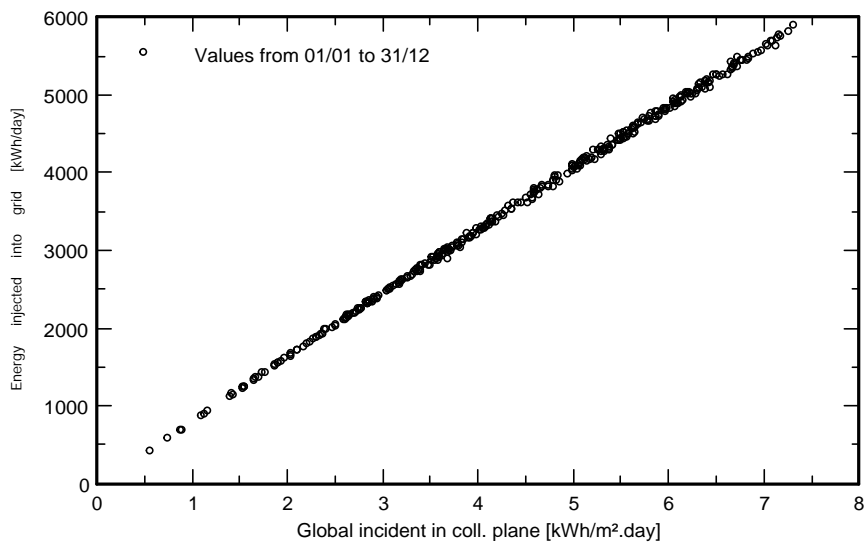
Legends: GlobHor Horizontal global irradiation GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
 DiffHor Horizontal diffuse irradiation EArray Effective energy at the output of the array
 T_Amb Ambient Temperature E_Grid Energy injected into grid
 GlobInc Global incident in coll. plane PR Performance Ratio

Grid-Connected System: Special graphs

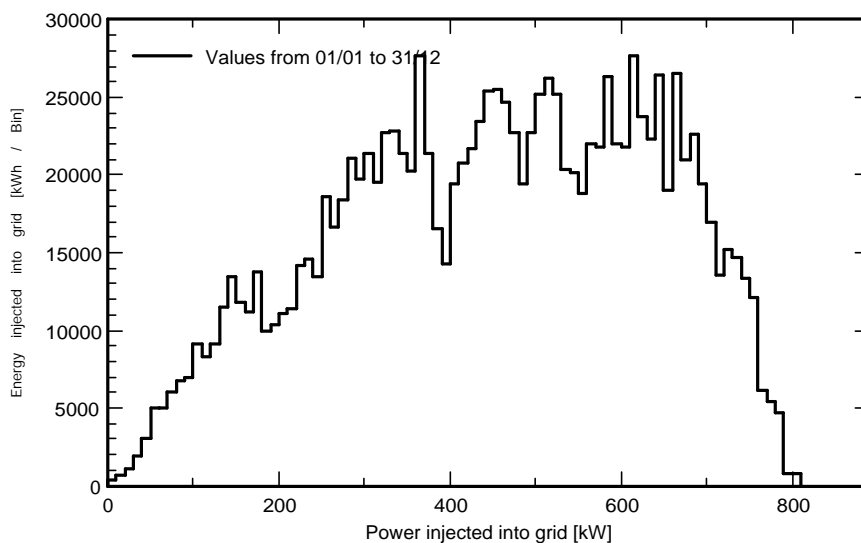
Project : ST_GD
Simulation variant : New simulation variant

Main system parameters	System type	No 3D scene defined, no shadings		
PV Field Orientation	tilt	0°	azimuth	0°
PV modules	Model	CS3U - 340P	Pnom	340 Wp
PV Array	Nb. of modules	2940	Pnom total	1000 kWp
Inverter	Model	Sunny Central 1000CP-JP	Pnom	1000 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution

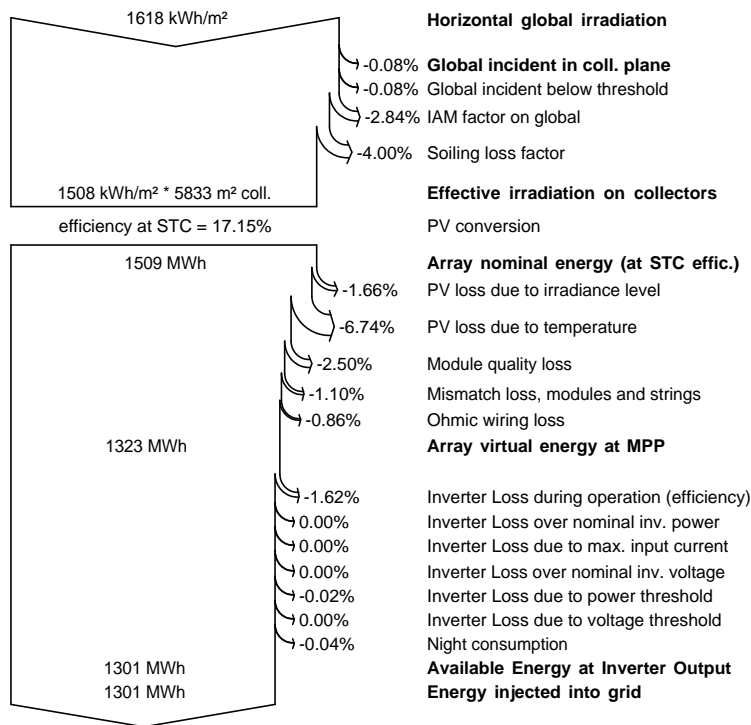


Grid-Connected System: Loss diagram

Project : ST_GD
Simulation variant : New simulation variant

Main system parameters	System type	No 3D scene defined, no shadings	
PV Field Orientation	tilt	0°	azimuth 0°
PV modules	Model	CS3U - 340P	Pnom 340 Wp
PV Array	Nb. of modules	2940	Pnom total 1000 kWp
Inverter	Model	Sunny Central 1000CP-JP	Pnom 1000 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Loss diagram over the whole year



APÊNDICE B – Código Função *fft*

```
function results_fft = fft_harmonics(Scope1, canal)
% Exporting signal data to fftscope
FFTDATA=power_fftscope(Scope1);

% setting parameters for fftscope
FFTDATA.cycles=3;
FFTDATA.input=canal;
FFTDATA.THdmaxFrequency=2100;
FFTDATA.maxFrequency=2105;
FFTDATA.startTime=0.05;
FFTDATA.fundamental=50; %alterar fundamental
FFTDATA.freqAxis='Harmonic order';

% set other parameters as required

% Now run the fftscope to get the analysis results
results= power_fftscope(FFTDATA);
for k=1:length(results.freq)/2
    results_fft(k,1:2) = [results.freq(2*k), results.mag(2*k)];
end
end
```

APÊNDICE C – Código Cálculo Somatório e Distorções Individuais

```

clear all;

clc

folder = ('D:\UNIFEI\Dissertação\Dissertação\Simula_Disserta\Sistema_fonte')
open('Sistema_STP_PI.slx')

freq = 50;
lh1 = dlmread(strcat(folder, '\current_source.csv'), ',');
lh = dlmread(strcat(folder, '\current_source.csv'), ',');
carga = dlmread(strcat(folder, '\CARGA.csv'), ','); %Cargas médias nas barras

sim('Sistema_STP_PI.slx')

%Cálculo das Correntes e Tensões harmônicas

fft_completo_V1=fft_harmonics(V_SE1_C,1); %scope para o caso de fonte 1 coom logging dataset

magV1_completo_bus(:,1)=fft_completo_V1(8,2); %5th
magV1_completo_bus(:,2)=fft_completo_V1(11,2); %7th
magV1_completo_bus(:,3)=fft_completo_V1(17,2); %11th
magV1_completo_bus(:,4)=fft_completo_V1(20,2); %13th
magV1_completo_bus(:,5)=fft_completo_V1(26,2); %17th

fft_completo_I1=fft_harmonics(I_SE1_C,1); %scope para o caso de fonte 1 coom logging dataset

magI1_completo_bus(:,1)=fft_completo_I1(8,2); %5th
magI1_completo_bus(:,2)=fft_completo_I1(11,2); %7th
magI1_completo_bus(:,3)=fft_completo_I1(17,2); %11th
magI1_completo_bus(:,4)=fft_completo_I1(20,2); %13th
magI1_completo_bus(:,5)=fft_completo_I1(26,2); %17th

```

```
fft_completo_V2=fft_harmonics(V_SE2_C,1); %scope para o caso de fonte 2 coom logging dataset
```

```
magV2_completo_bus(:,1)=fft_completo_V2(8,2); %5th  
magV2_completo_bus(:,2)=fft_completo_V2(11,2); %7th  
magV2_completo_bus(:,3)=fft_completo_V2(17,2); %11th  
magV2_completo_bus(:,4)=fft_completo_V2(20,2); %13th  
magV2_completo_bus(:,5)=fft_completo_V2(26,2); %17th
```

```
fft_completo_I2=fft_harmonics(I_SE2_C,1); %scope para o caso de fonte 2 coom logging dataset
```

```
magI2_completo_bus(:,1)=fft_completo_I2(8,2); %5th  
magI2_completo_bus(:,2)=fft_completo_I2(11,2); %7th  
magI2_completo_bus(:,3)=fft_completo_I2(17,2); %11th  
magI2_completo_bus(:,4)=fft_completo_I2(20,2); %13th  
magI2_completo_bus(:,5)=fft_completo_I2(26,2); %17th
```

```
% plota os valores de injecao harmonica por ordem SE1
```

```
xlswrite('fft_completo_V1.xlsx',magV1_completo_bus,'Eq_resonance','A1');  
xlswrite('fft_completo_I1.xlsx',magI1_completo_bus,'Eq_resonance','A1');  
xlswrite('fft_Completo_V2.xlsx',magV2_completo_bus,'Eq_resonance','A1');  
xlswrite('fft_Completo_I2.xlsx',magI2_completo_bus,'Eq_resonance','A1');
```

```
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%  
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
```

```
%Cálculo das Correntes harmonicas por método de soma SE1
```

```
fft_fonte1_bus1=fft_harmonics(I1_B1,1); %scope para o caso de fonte 1 coom logging dataset
```

```
fft_fonte2_bus1=fft_harmonics(I2_B1,1);%scope para o caso de fonte 2 coom logging dataset
fft_fonte3_bus1=fft_harmonics(I3_B1,1);%scope para o caso de fonte 2 coom logging dataset
```

```
%ordens 5,7,11,13,17
```

```
magI1_bus1(:,1)=fft_fonte1_bus1(8,2);%5th
magI1_bus1(:,2)=fft_fonte1_bus1(11,2);%7th
magI1_bus1(:,3)=fft_fonte1_bus1(17,2);%11th
magI1_bus1(:,4)=fft_fonte1_bus1(20,2);%13th
magI1_bus1(:,5)=fft_fonte1_bus1(26,2);%17th
```

```
vec1_bus1(:,1)=I1_B1_vec(30001,2);%5th
vec1_bus1(:,2)=I1_B1_vec(30001,3);%7th
vec1_bus1(:,3)=I1_B1_vec(30001,4);%11th
vec1_bus1(:,4)=I1_B1_vec(30001,5);%13th
vec1_bus1(:,5)=I1_B1_vec(30001,6);%17th
```

```
magI2_bus1(:,1)=fft_fonte2_bus1(8,2);%5th
magI2_bus1(:,2)=fft_fonte2_bus1(11,2);%7th
magI2_bus1(:,3)=fft_fonte2_bus1(17,2);%11th
magI2_bus1(:,4)=fft_fonte2_bus1(20,2);%13th
magI2_bus1(:,5)=fft_fonte2_bus1(26,2);%17th
```

```
vec2_bus1(:,1)=I2_B1_vec(30001,2);%5th
vec2_bus1(:,2)=I2_B1_vec(30001,3);%7th
vec2_bus1(:,3)=I2_B1_vec(30001,4);%11th
vec2_bus1(:,4)=I2_B1_vec(30001,5);%13th
```

```
vec2_bus1(:,5)=I2_B1_vec(30001,6);%17th
```

```
magI3_bus1(:,1)=fft_fonte3_bus1(8,2);%5th  
magI3_bus1(:,2)=fft_fonte3_bus1(11,2);%7th  
magI3_bus1(:,3)=fft_fonte3_bus1(17,2);%11th  
magI3_bus1(:,4)=fft_fonte3_bus1(20,2);%13th  
magI3_bus1(:,5)=fft_fonte3_bus1(26,2);%17th
```

```
vec3_bus1(:,1)=I3_B1_vec(30001,2);%5th  
vec3_bus1(:,2)=I3_B1_vec(30001,3);%7th  
vec3_bus1(:,3)=I3_B1_vec(30001,4);%11th  
vec3_bus1(:,4)=I3_B1_vec(30001,5);%13th  
vec3_bus1(:,5)=I3_B1_vec(30001,6);%17th
```

```
% metodos de soma ponto de medição SE1
```

```
summation_bus1(:,1)=magI1_bus1+magI2_bus1+ magI3_bus1;%aritimético  
summation_bus1(:,2)=((magI1_bus1.^2)+(magI2_bus1.^2)+(magI3_bus1.^2)).^(1/2);%rss  
summation_bus1(:,3)=(((magI1_bus1.^2)+(magI2_bus1.^2)+(magI3_bus1.^2))*(pi/2)).^(1/2);%rp  
summation_bus1(:,4)=((((magI1_bus1.^2)+(magI2_bus1.^2)+(magI3_bus1.^2))*(pi/3)).^(1/2))/2;%rpm  
summation_bus1(:,5)=(vec1_bus1+vec2_bus1+vec3_bus1);%vetorial
```

```
%Cálculo das Correntes harmonicas por método de soma SE1
```

```
fft_fonte1_bus2=fft_harmonics(I1_B2,1);%scope para o caso de fonte 1 coom logging dataset  
fft_fonte2_bus2=fft_harmonics(I2_B2,1);%scope para o caso de fonte 2 coom logging dataset  
fft_fonte3_bus2=fft_harmonics(I3_B2,1);%scope para o caso de fonte 2 coom logging dataset
```

```
%ordens 5,7,11,13,17
```

```
magl1_bus2(:,1)=fft_fonte1_bus2(8,2); %5th  
magl1_bus2(:,2)=fft_fonte1_bus2(11,2); %7th  
magl1_bus2(:,3)=fft_fonte1_bus2(17,2); %11th  
magl1_bus2(:,4)=fft_fonte1_bus2(20,2); %13th  
magl1_bus2(:,5)=fft_fonte1_bus2(26,2); %17th
```

```
vec1_bus2(:,1)=l1_B2_vec(30001,2); %5th  
vec1_bus2(:,2)=l1_B2_vec(30001,3); %7th  
vec1_bus2(:,3)=l1_B2_vec(30001,4); %11th  
vec1_bus2(:,4)=l1_B2_vec(30001,5); %13th  
vec1_bus2(:,5)=l1_B2_vec(30001,6); %17th
```

```
magl2_bus2(:,1)=fft_fonte2_bus2(8,2); %5th  
magl2_bus2(:,2)=fft_fonte2_bus2(11,2); %7th  
magl2_bus2(:,3)=fft_fonte2_bus2(17,2); %11th  
magl2_bus2(:,4)=fft_fonte2_bus2(20,2); %13th  
magl2_bus2(:,5)=fft_fonte2_bus2(26,2); %17th
```

```
vec2_bus2(:,1)=l2_B2_vec(30001,2); %5th  
vec2_bus2(:,2)=l2_B2_vec(30001,3); %7th  
vec2_bus2(:,3)=l2_B2_vec(30001,4); %11th  
vec2_bus2(:,4)=l2_B2_vec(30001,5); %13th  
vec2_bus2(:,5)=l2_B2_vec(30001,6); %17th
```



```
magl3_bus2(:,1)=fft_fonte3_bus2(8,2);%5th
magl3_bus2(:,2)=fft_fonte3_bus2(11,2);%7th
magl3_bus2(:,3)=fft_fonte3_bus2(17,2);%11th
magl3_bus2(:,4)=fft_fonte3_bus2(20,2);%13th
magl3_bus2(:,5)=fft_fonte3_bus2(26,2);%17th
```

```
vec3_bus2(:,1)=I3_B2_vec(30001,2);%5th
vec3_bus2(:,2)=I3_B2_vec(30001,3);%7th
vec3_bus2(:,3)=I3_B2_vec(30001,4);%11th
vec3_bus2(:,4)=I3_B2_vec(30001,5);%13th
vec3_bus2(:,5)=I3_B2_vec(30001,6);%17th
```

```
% metodos de soma ponto de medição SE2
```

```
summation_bus2(:,1)=magl1_bus2+magl2_bus2+ magl3_bus2;%aritimético
summation_bus2(:,2)=((magl1_bus2.^2)+(magl2_bus2.^2) +(magl3_bus2.^2)).^(1/2);%rss
summation_bus2(:,3)=(((magl1_bus2.^2)+(magl2_bus2.^2)+(magl3_bus2.^2))*(pi/2)).^(1/2);%rp
summation_bus2(:,4)=((((magl1_bus2.^2)+(magl2_bus2.^2)+(magl3_bus2.^2))*(pi/3)).^(1/2))/2;%rpm
summation_bus2(:,5)= (vec1_bus2+ vec2_bus2+ vec3_bus2);%vetorial
```

```
%Plota os valores resultantes dos métodos de soma SE1 e SE2.
```

```
xlswrite('summation_corrente_bus1.xlsx',summation_bus1,'Eq_resonance','A1');
xlswrite('summation_corrente_bus2.xlsx',summation_bus2,'Eq_resonance','A1');
```

Referências

- 1 Organização das Nações Unidas. *Acordo de Paris*. 2015. 1–42 p. Disponível em: <<https://nacoesunidas.org/wp-content/uploads/2016/04/Acordo-de-Paris.pdf>>. 16
- 2 Organização das Nações Unidas. Transformando Nosso Mundo : A Agenda 2030 para o Desenvolvimento Sustentável Declaração. p. 1–49, 2018. Disponível em: <<https://nacoesunidas.org/pos2015/agenda2030/>>. 16
- 3 WHO Africa. COVID-19 cases top 10 000 in Africa. p. 19–21, 2020. 16
- 4 ANGOLA. *Programa de Privatizações – PROPRIV*. [S.l.], 2019. 17, 20
- 5 LORD, R. et al. Policy considerations. *Climate Change Liability: Transnational Law and Practice*, p. 50–64, 2011. 17
- 6 GUZZI, F. Development of a modelling and planning tool for renewable microgrids : The case study of Terceira Island. n. July, p. 81, 2016. 17
- 7 São Tomé Príncipe. *Regime Jurídico da Organização do Sector Eléctrico Nacional*. 2014. 20, 28
- 8 São Tomé Príncipe. *Orgânica do XVII Governo Constitucional*. 2019. 1–30 p. 20
- 9 BRUTINEL, M. et al. *Energy Access Diagnostic Report Based on the Multi-Tier Framework: São tomé and príncipe*. [S.l.], 2019. 20, 60
- 10 EMAE. *Relatório e Contas - Exercício de 2016*. [S.l.], 2016. 184 p. 21
- 11 AMRAM, T. *Plano de Desenvolvimento de Menor Custo*. [S.l.], 2018. 21
- 12 ESPERANCA, H. B. *Stability and Economic Impact of Interconnecting a Utility-scale PV Generation System of Sao Tome Island*. Tese (Doutorado), 2015. 22, 44
- 13 LEONI, P. et al. Projeto híbrido eólico-solar. *O Setor Eléctrico*, p. 1–15, 2020. 23
- 14 LAMBANI, N. E.; BUQUE, C.; CHOWDHURY, S. Design of a cost effective hybrid renewable energy system for coastal and inland rural community in Africa. *Proceedings - 2017 IEEE PES-IAS PowerAfrica Conference: Harnessing Energy, Information and Communications Technology (ICT) for Affordable Electrification of Africa, PowerAfrica 2017*, p. 451–456, 2017. 23
- 15 ANEEL. Procedimentos de Distribuição de Energia Eléctrica no Sistema Eléctrico Nacional - PRODIST Módulo 2 - Planejamento. *Cadernos Temáticos ANEEL*, p. 34, 2016. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/modulo-2>>. 24
- 16 STOJANOVSKI, O.; THURBER, M.; WOLAK, F. Rural energy access through solar home systems: Use patterns and opportunities for improvement. *Energy for Sustainable Development*, International Energy Initiative, v. 37, p. 33–50, 2017. ISSN 23524669. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.esd.2016.11.003>>. 25

- 17 KUSCH-BRANDT. *Renewables 2019 Global Status Report*. [S.l.: s.n.], 2019. v. 8. 139 p. ISSN 2079-9276. ISBN 9783981891140. [25](#)
- 18 BARBI, I. *Eletrônica de potência: projetos de fontes chaveadas*. Florianópolis: [s.n.], 2007. [26](#)
- 19 DONG, H. et al. China's Solar Subsidy Policy: Government Funding Yields to Open Markets. *IEEE Power and Energy Magazine*, v. 18, n. 3, p. 49–60, 2020. ISSN 15584216. [26](#)
- 20 KENJI, A.; AOSHIMA, Y. Effects of Local Government Subsidy on Rooftop Solar PV in Japan. In: . [S.l.]: International Conference on Renewable Energy Research and Application, 2017. v. 5, p. 3–7. ISBN 9781538620953. [26](#)
- 21 DOILE, G. N. D. de et al. Economic Feasibility of Photovoltaic Micro-Plants Connected to the Brazilian Distribution Grid Facing the Regulation Changes Proposed. p. 1–6, 2020. [27](#)
- 22 NETO, B. *Recursos e Projectos de Energias Renováveis*. 2018. [27](#)
- 23 MARION, B. et al. Performance parameters for grid-connected PV systems. *Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, n. February, p. 1601–1606, 2005. ISSN 01608371. [27](#), [31](#)
- 24 PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos*. [S.l.], 2014. [28](#)
- 25 NAKABAYASHI, R. K. Microgeração Fotovoltaica No Brasil : Condições Atuais E Perspectivas Futuras. *Instituto De Energia E Ambiente Programa De Pós-Graduação Em Energia*, 2014. [31](#)
- 26 BEHENCK, I. S. Estudo Comparativo Da Viabilidade De Sistemas Fotovoltaicos Conectados À Rede, Através Do Software Homer. p. 106, 2011. [32](#)
- 27 JWG-C4/C6.29. Power Quality Aspects of Solar Power. *CIGRE*, p. 109, 2016. [32](#)
- 28 C4/B4.38, J. Network modelling for harmonic studies. *CIGRE*, n. 766, p. 1–241, 2019. [32](#)
- 29 Joint Working Group C4.24/CIREN. *Power Quality and EMC Issues with Future Electricity Networks*. [S.l.: s.n.], 2018. ISBN 9782858734214. [32](#)
- 30 WIECHOWSKI, W. T. *Harmonics in transmission power systems*. Aalborg: Institut for Energiteknik, Aalborg Universitet, 2006. [33](#)
- 31 DUGAN, R. C. et al. *Electrical Power Systems Quality, Third Edition*. [S.l.]: McGraw-Hill Professional, 2012. –1 p. ISBN 0071761551. [33](#), [36](#)
- 32 HAMEED, Z.; YOUSAF, A.; Khan Sial, M. Harmonics in Electrical Power Systems and how to remove them by using filters in ETAP. In: *3rd Int. Conf. on Engineering and Emerging Technologies*. [S.l.: s.n.], 2016. [33](#)
- 33 IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems. *IEEE Std 519-2014 (Revision of IEEE Std 519-1992)*, p. 1–29, 2014. [34](#)

- 34 IEEE Standards Coordinating Committee 21 on Fuel Cells Photovoltaics Dispersed Generation and Energy Storage. *IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems*. [S.l.: s.n.], 2000. v. 2000. 32 p. ISBN 0738119342. 34
- 35 RIBEIRO, P. F. An overview of probabilistic aspects of harmonics: state of the art and new developments. In: *IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2005*. [S.l.: s.n.], 2005. p. 2243–2246 Vol. 3. ISBN 1932-5517 VO -. 34
- 36 RIBEIRO, P. F. *Investigations of Harmonic Penetration in Transmission Systems*. Tese (PhD Thesis) — Victoria University of Manchester, England, 1985. 35
- 37 ALMEIDA, C.; KAGAN, N. A Novel Technique for Modeling Aggregated Harmonic-Producing Loads. In: *The 21st International Conference and Exhibition on Electricity Distribution - CIRED*. [S.l.: s.n.], 2011. 36
- 38 IEEE. Characteristics and modeling of harmonic sources-power electronic devices. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 16, n. 4, p. 791–800, 2001. ISSN 1937-4208. 36
- 39 BELMAHDI, B.; BOUARDI, A. E. Solar Potential Assessment using PVsyst Software in the Northern Zone of Morocco. *Procedia Manufacturing*, Elsevier B.V., v. 46, n. 2019, p. 738–745, 2020. ISSN 23519789. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.promfg.2020.03.104>>. 38
- 40 De Oliveira, H. M.; De Aguiar Sodre, E. Study of a grid-tied photovoltaic system in Caruaru using PVsyst and Skelion. *SBSE 2018 - 7th Brazilian Electrical Systems Symposium*, p. 1–6, 2018. 38
- 41 SHARMA, R.; SHARMA, S.; TIWARI, S. Design optimization of solar PV water pumping system. *Materials Today: Proceedings*, Elsevier Ltd, v. 21, n. xxxx, p. 1673–1679, 2020. ISSN 22147853. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.matpr.2019.11.322>>. 38
- 42 LOUY, M. et al. Effect of dust on the 1-MW photovoltaic power plant at Tafila Technical University. *2017 8th International Renewable Energy Congress, IREC 2017*, n. Irec, 2017. 38
- 43 HOMER ENERGY. *HOMER Pro*. Acesso em: 20 Out. 2020. 50
- 44 HE, L. et al. Techno-economic potential of a renewable energy-based microgrid system for a sustainable large-scale residential community in Beijing, China. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 93, n. October 2016, p. 631–641, 2018. ISSN 18790690. 50
- 45 GARNI, H. A.; AWASTHI, A. Techno-economic feasibility analysis of a solar PV grid-connected system with different tracking using HOMER software. *2017 5th IEEE International Conference on Smart Energy Grid Engineering, SEGE 2017*, p. 217–222, 2017. 51
- 46 CARLOS, O.; SOUTO, N.; BATISTA, S. Análise Econômica De Sistemas Fotovoltai-cos Conectados À Rede Considerando a Tarifa Branca E Ações De Eficiência Energética Para Consumidores Residenciais Utilizando Homer Pro Energy. n. 2012, 2018. 51
- 47 WORLDBANK. *Strengthening energy sector monitoring and planning capacity in São Tomé Príncipe. Project Concept Note*. Washington, DC., 2016. 61

48 IBGE. Rendimento de todas as fontes 2016. *Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios Contínua - PNAD*, n. 1, p. 1–12, 2017. Disponível em: <https://biblioteca.ibge.gov.br/visualizacao/livros/liv101379_informativo.pdf>. 61

49 CHEN, J. et al. *The Macroeconomic Benefits of Renewable Energy Investments in Small Island States*. [S.l.], 2017. 61