

UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS
ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA, MECÂNICA E DE COMPUTAÇÃO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA E COMPUTAÇÃO

CILIANA KARINE DIAS LIMA

**Análise da Inserção de Sistemas Fotovoltaicos
Conectados à Rede Elétrica da Ilha de São
Vicente (Cabo Verde)**

Goiânia
2017

**TERMO DE CIÊNCIA E DE AUTORIZAÇÃO PARA DISPONIBILIZAR
VERSÕES ELETRÔNICAS DE TESES E DISSERTAÇÕES
NA BIBLIOTECA DIGITAL DA UFG**

Na qualidade de titular dos direitos de autor, autorizo a Universidade Federal de Goiás (UFG) a disponibilizar, gratuitamente, por meio da Biblioteca Digital de Teses e Dissertações (BDTD/UFG), regulamentada pela Resolução CEPEC nº 832/2007, sem ressarcimento dos direitos autorais, de acordo com a Lei nº 9610/98, o documento conforme permissões assinaladas abaixo, para fins de leitura, impressão e/ou *download*, a título de divulgação da produção científica brasileira, a partir desta data.

1. Identificação do material bibliográfico: **Dissertação** **Tese**

2. Identificação da Tese ou Dissertação:

Nome completo do autor: CILIANA KARINE DIAS LIMA

Título do trabalho: ANÁLISE DA INSERÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE ELÉTRICA DA ILHA DE SÃO VICENTE (CABO VERDE)

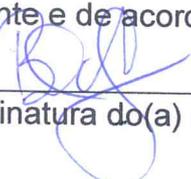
3. Informações de acesso ao documento:

Concorda com a liberação total do documento **SIM** **NÃO**¹

Havendo concordância com a disponibilização eletrônica, torna-se imprescindível o envio do(s) arquivo(s) em formato digital PDF da tese ou dissertação.

Ciliana Karine Dias Lima
Assinatura do(a) autor(a)²

Ciente e de acordo:


Assinatura do(a) orientador(a)²

Data: 11 / 12 / 2017

¹ Neste caso o documento será embargado por até um ano a partir da data de defesa. A extensão deste prazo suscita justificativa junto à coordenação do curso. Os dados do documento não serão disponibilizados durante o período de embargo.

Casos de embargo:

- Solicitação de registro de patente;
- Submissão de artigo em revista científica;
- Publicação como capítulo de livro;
- Publicação da dissertação/tese em livro.

² A assinatura deve ser escaneada.

CILIANA KARINE DIAS LIMA

Análise da Inserção de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica da Ilha de São Vicente (Cabo Verde)

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Federal de Goiás, Como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica e de Computação.

Área de concentração: Sistemas Eletroeletrônicos (SEE).

Orientador: Prof. Dr. Bernardo Pinheiro de Alvarenga

Co-Orientador: Prof. Dr. Sérgio Pires Pimentel

Goiânia
2017

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor, através do Programa de Geração Automática do Sistema de Bibliotecas da UFG.

Lima, Ciliana Karine Dias
Análise da Inserção de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica da Ilha de São Vicente (Cabo Verde) [manuscrito] / Ciliana Karine Dias Lima. - 2017.
CXXVIII, 128 f.

Orientador: Prof. Dr. Bernardo Pinheiro de Alvarenga; co orientador Dr. Sérgio Pires Pimentel.

Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Goiás, Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação (EMC), Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Computação, 2017.

Bibliografia. Apêndice.

Inclui siglas, abreviaturas, lista de figuras, lista de tabelas.

1. Geração Distribuída. 2. Simulação de redes de distribuição. 3. Análise Financeira. 4. Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede. 5. Usina Solar Fotovoltaica. I. de Alvarenga, Bernardo Pinheiro, orient. II. Título.

CDU 621.3

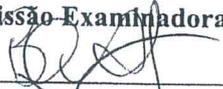


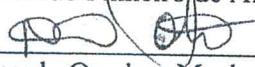
Ata de Dissertação de Mestrado

Ata da sessão de julgamento da Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica e de Computação, área de concentração Engenharia Elétrica, do candidato **CILIANA KARINE DIAS LIMA**, realizada em 11 de dezembro de 2017.

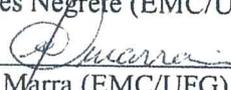
Aos onze dias do mês de dezembro de dois mil e dezessete, às 9:00 horas, na sala *Caryocar brasiliensis*, bloco "A" da Escola de Engenharia Elétrica e de Computação (EMC), Universidade Federal de Goiás (UFG), reuniram-se os seguintes membros da Comissão Examinadora designada pela Coordenadoria do Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica e de Computação: Os Doutores Bernardo Pinheiro de Alvarenga – Orientador (EMC/UFG), Ricardo Quadros Machado (EESC/USP), Lina Paola Garces Negrete (EMC/UFG) e Enes Gonçalves Marra (EMC/UFG), para julgar a Dissertação de Mestrado de **Ciliana Karine Dias Lima**, intitulada "**Análise da Inserção de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica da Ilha de São Vicente (Cabo Verde)**", apresentada pela Candidata como parte dos requisitos necessários à obtenção do grau de Mestre, em conformidade com a regulamentação em vigor. O Professor Doutor Bernardo Pinheiro de Alvarenga, Presidente da Comissão, abriu a sessão e apresentou a candidata que discorreu sobre seu trabalho, após o que, foi arguida pelos membros da Comissão na seguinte ordem: Ricardo Quadros Machado, Lina Paola Garces Negrete e Enes Gonçalves Marra. A parte pública da sessão foi então encerrada e a Comissão Examinadora reuniu-se em sessão reservada para deliberar. A Comissão julgou então que a candidata, tendo demonstrado conhecimento suficiente, capacidade de sistematização e argumentação sobre o tema de sua Dissertação, foi considerada **APROVADA** e deve satisfazer as exigências listadas na Folha de Modificação de Dissertação de Mestrado, em anexo a esta Ata, no prazo máximo de 60 (sessente) dias, ficando o professor orientador responsável por atestar o cumprimento dessas exigências. Os membros da Comissão Examinadora descreveram as justificativas para tal avaliação em suas respectivas Folhas de Avaliação, anexas a esta Ata. Nada mais havendo a tratar, o presidente da Comissão declarou encerrada a sessão. Nos termos do Regulamento Geral dos Cursos de Pós-graduação desta Universidade, a presente Ata foi lavrada, lida e, julgada conforme, segue assinada pelos membros da Comissão supracitados e pela candidata. Goiânia, 11 de dezembro de 2017.

Comissão Examinadora Designada:


Bernardo Pinheiro de Alvarenga – Orientador (EMC/UFG) (Avaliação: APROVADA)


Ricardo Quadros Machado (EESC/USP) (Avaliação: APROVADO)

LINA PAOLA GARCES N.
Lina Paola Garces Negrete (EMC/UFG) (Avaliação: APROVADO)


Enes Gonçalves Marra (EMC/UFG) (Avaliação: aprovado)

Candidata:

Ciliana Karine Dias Lima
CILIANA KARINE DIAS LIMA

Agradecimentos

A Deus.

Aos meus pais, que são os melhores agradeço todo o apoio, esforço e preocupação ao longo de todo o meu percurso acadêmico. Obrigada pela educação e por serem um exemplo. A vossa confiança em mim é fundamental. Aos meus irmãos, ao meu namorado e a minha melhor amiga por ter-me ajudado a concretizar essa etapa.

Aos Professores Sérgio, Bernardo, Gelson, Enes, Lina, aos quais reconheço toda a competência enquanto docentes, orientadores, co-orientadores, agradeço profundamente pelos conhecimentos transmitidos ao longo do curso e, mais propriamente na dissertação, pela disponibilidade para receber-me, acompanhar-me e guiar-me quando encontrava em maiores dificuldades. Adianto que foi um prazer trabalhar com todos e estarei para sempre grata.

A UFG pela oportunidade.

Ao CNPq pelo apoio financeiro, obrigada pela ajuda na concretização do meu sonho e de todos os outros estudantes apoiados pela agência.

Ao Paulo Ricardo Radatz e ao Jose Carmo pela ajuda no processo de simulação no OpenDSS.

Aos meus colegas do laboratório, um especial obrigado pela amizade, acolhimento, etc.

Por fim, aos amigos de todas as ocasiões, aos companheiros de curso, obrigada pela amizade verdadeira, pela disponibilidade e pelos bons momentos.

A todos, um enorme Obrigado,

Ciliana Lima

Resumo

Lima, Ciliana Karine Dias. **Análise da Inserção de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica da Ilha de São Vicente (Cabo Verde)**. Goiânia, 2017. 128p. Dissertação de Mestrado. Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação, Universidade Federal de Goiás.

O desenvolvimento sustentável é uma questão presente na sociedade mundial e é também um desafio para a política energética de Cabo Verde nos próximos anos, devido às grandes fragilidades do sistema elétrico do arquipélago, tais como a forte dependência da importação dos combustíveis fósseis, a dispersão geográfica, os elevados custos associados à gestão dos sistemas energéticos e o grande desperdício energético. A aposta em sistemas fotovoltaicos é uma das alternativas para a redução dessas fragilidades. Neste contexto, o presente trabalho destaca o grande potencial existente em Cabo Verde para utilização de energia renovável com o foco na fonte solar. O trabalho descreve os incentivos legais locais para a produção de energia elétrica com base em fontes de origem renovável e apresenta a análise da implantação de dois sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica na ilha de São Vicente. Um deles é um sistema de microgeração fotovoltaica de 19,8 kWp instalado em um edifício público de ensino e o outro é uma usina fotovoltaica de grande porte de 3 MWp, ligada à rede elétrica e também localizada na ilha de São Vicente. O estudo inclui o dimensionamento, a simulação de operação da rede de distribuição da ilha de São Vicente na ausência e na presença de sistemas fotovoltaicos. São feitas análises financeiras a fim de determinar o tempo de retorno dos investimentos, o valor atual líquido e a taxa interna de retorno dos investimentos. Também é feita uma análise de sensibilidade financeira para avaliar a influência do custo do Wp instalado e da taxa de juros do financiamento sobre os parâmetros financeiros. Os resultados mostram que a implementação dos sistemas fotovoltaicos é atrativa em termos financeiros e técnicos. A instalação do sistema de microgeração provoca uma grande redução da energia adquirida junto à rede pela unidade consumidora. É mostrado também que a usina de grande porte notadamente não alterou os níveis de tensão de funcionamento da rede e proporcionou uma diminuição das perdas ativas do sistema.

Palavras – chave

Geração Distribuída, Simulação de redes de distribuição, Análise Financeira, Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede, Usina Solar Fotovoltaica.

Abstract

Lima, Ciliana Karine Dias. **Analysis of the insertion Grid connected photovoltaic systems in the island of São Vicente (Cape Verde)**. Goiânia, 2017. 128 p. MSc. Dissertation. School of Electrical, Mechanical and Computing Engineering, Federal University of Goiás.

Sustainable development is a present issue in world society and it is also a strategic challenge for Cape Verde's energy policy in coming years because the large fragilities in the electrical system in Cape Verde such as, dependence on imports of fuels, geographical dispersion, the high costs associated with managing energy systems and the great energy waste. The bet on photovoltaic systems may be one of the alternatives to reducing these fragilities. In this context, the present work highlights the great existent potential for use of renewable energy focused on solar energy. The text describes incentives for the production of electric energy based on renewable sources and presents analyses on the implementation of two grid-connected photovoltaic systems in the island of São Vicente. One of the systems is a photovoltaic rooftop 19.8 kWp plant installed in a public secondary school building and the other system is 3 MWp photovoltaic power plant connected to electrical utility grid in São Vicente Island. The study included design, operation simulation of São Vicente Island distribution network in the presence and absence of photovoltaic systems and financial analyses in order to determine payback time, actual present value, intern return rate of investment and financial sensibility analyses to assess the influence of Wp cost and interest rate on the financial figures. The results show that the implementation of photovoltaic systems is attractive in financial and technical terms, the microgeneration system causes a large reduction in energy acquired by the network, and the large power plant has not worsened the appropriate operating voltage levels and decreased the system's active losses.

Keywords

Distributed Generation, Distribution Network Simulation, Financial Analysis, Grid connected photovoltaic, Solar Photovoltaic Power Plant.

Sumário

Agradecimentos	vi
Resumo	vii
Abstract	viii
Lista de Figuras	xi
Lista de Tabelas	xiii
Lista de Abreviaturas e Siglas	xiv
Lista de Símbolos	xvi
Capítulo 1	17
Introdução	17
1.1. Enquadramento e motivação	17
1.2. Objetivos	19
1.3. Organização do trabalho	20
1.4. Publicações envolvidas	21
Capítulo 2	22
Sistema Elétrico e Recurso Solar na Ilha de São Vicente – Cabo Verde	22
2.1. Ilha de São Vicente – Cabo Verde	22
2.2. Sistema Elétrico	26
2.3. Recurso Solar	31
2.4. Considerações Finais	35
Capítulo 3	36
Aspetos Regulatórios do Sistema Elétrico de Cabo Verde – Energias Renováveis	36
3.1. Legislação Cabo-Verdiana	36
3.2. Incentivos às Energias renováveis em Cabo Verde	39
3.3. Marcos Regulatórios Brasileiros	42
3.4. Incentivos as Energias renováveis no Brasil	45

3.5. Considerações Finais _____	48
Capítulo 4 _____	50
<i>Estudo de Casos</i> _____	50
4.1. Descrição dos Casos de Estudo _____	50
4.2. Metodologia de Dimensionamento das Usinas para os Casos 1 e 2 _____	55
4.3. Soluções Técnicas para os Casos 1 e 2 _____	58
4.4. Resultados de Geração para os Casos 1 e 2 _____	61
4.5. Considerações Finais _____	68
Capítulo 5 _____	70
<i>Simulação da Operação da Rede de Distribuição de São Vicente na Presença da Geração Fotovoltaica Proposta</i> _____	70
5.1. O Software de Simulação OpenDss _____	70
5.2. Metodologia da Simulação _____	75
5.3. Resultados _____	82
5.4. Considerações Finais _____	88
Capítulo 6 _____	89
<i>Análise Financeira</i> _____	89
6.1. Modelo Econômico _____	89
6.2. Metodologia da Análise Financeira _____	93
6.3. Resultados _____	96
6.4. Considerações Finais _____	113
Capítulo 7 _____	114
<i>Considerações Finais</i> _____	114
7.1. Conclusões _____	114
7.2. Sugestões para Trabalhos Futuros _____	115
<i>Referências Bibliográficas</i> _____	116
<i>Apêndice</i> _____	120
A) Resultados das Simulações no PVSYST _____	120
B) Dados das Simulações no OpenDSS _____	124

Lista de Figuras

FIGURA 2.1 MAPA DO ARQUIPÉLAGO DE CABO VERDE.	23
FIGURA 2.2 MAPA DA LOCALIZAÇÃO DA ILHA DE SÃO VICENTE.	24
FIGURA 2.3 LOCALIZAÇÃO DAS CENTRAIS PRODUTORAS DE ENERGIA ELÉTRICA (2010).	28
FIGURA 2.4 DISTRIBUIÇÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA POR CADA ILHA DE CABO VERDE.	28
FIGURA 2.5 DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DO SISTEMA DE ENERGIA ELÉTRICA DA ILHA DE SÃO VICENTE.	30
FIGURA 2.6 RECURSO SOLAR NAS ILHAS DE CABO VERDE.	31
FIGURA 2.7 RADIAÇÃO SOLAR EM KWH/M ² NOS MESES DE JANEIRO A DEZEMBRO DE 2012.	33
FIGURA 2.8 RADIAÇÃO SOLAR ANUAL (2012) NA ILHA DE SÃO VICENTE EM KWH/M ² .	34
FIGURA 4.1 MODELO 3D DA ESJAP.	51
FIGURA 4.2 CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA ESJAP 2016.	52
FIGURA 4.3 DEMANDA DE ENERGIA NA ESJAP, DE 30 DE MAIO A 05 DE JUNHO DE 2016.	53
FIGURA 4.4 ÁREAS FAVORÁVEIS PARA INSTALAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS NA ILHA DE SÃO VICENTE E LOCALIZAÇÃO DA USINA FOTOVOLTAICA CASO 2.	55
FIGURA 4.5 PARÂMETROS DA SIMULAÇÃO - CASO 1	59
FIGURA 4.6 ARRANJO FÍSICO DOS PAINÉIS PARA A MICROGERAÇÃO - CASO 1	60
FIGURA 4.7 PARÂMETROS DA SIMULAÇÃO - CASO 2	61
FIGURA 4.8 PRODUÇÃO MENSAL DO SISTEMA DE MICROGERAÇÃO – CASO 1	62
FIGURA 4.9 LÍQUIDO MENSAL ENTRE GERAÇÃO DO SISTEMA FV E CONSUMO DA EDIFICAÇÃO.	63
FIGURA 4.10 COMPARAÇÃO ENTRE A PRODUÇÃO MÁXIMA E O CONSUMO MÁXIMO DA INSTALAÇÃO - CASO 1	64
FIGURA 4.11 COMPARAÇÃO ENTRE A PRODUÇÃO MÉDIA E O CONSUMO MÉDIO DA INSTALAÇÃO - CASO 1	64
FIGURA 4.12 BALANÇO DE PRODUÇÃO E CONSUMO MENSAL-CASO 1.	65
FIGURA 4.13 PRODUÇÃO MENSAL - CASO 2.	66
FIGURA 4.14 BALANÇO DE PRODUÇÃO E CONSUMO – CASO 2.	67
FIGURA 5.1 DIAGRAMA DE BLOCOS DO PVSYSYSTEM ELEMENT MODEL	72
FIGURA 5.2 CURVAS UTILIZADAS PARA CARACTERIZAR O MODELO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO NO OPENDSS.	75
FIGURA 5.3 SISTEMA ELÉTRICO DA ILHA DE SÃO VICENTE SIMPLIFICADO DE 113 BARRAS COM A USINA FOTOVOLTAICA PROPOSTA	76

FIGURA 5.4 CURVAS DE CARGA RESIDENCIAL	78
FIGURA 5.5 CURVAS DE CARGA COMERCIAL.	79
FIGURA 5.6 CURVAS DE CARGA INDUSTRIAL.	79
FIGURA 5.7 CURVAS GERAÇÃO DA USINA DO LAZARETO	79
FIGURA 5.8 CURVAS GERAÇÃO DA USINA DA CABEÓLICA	80
FIGURA 5.9 TENSÕES MÁXIMAS DO SISTEMA – CENÁRIO I..	82
FIGURA 5.10 TENSÕES MÍNIMAS DO SISTEMA – CENÁRIO I.	83
FIGURA 5.11 TENSÕES MÁXIMAS NA BARRA 3 – CENÁRIO I.	83
FIGURA 5.12 PERDAS TOTAIS DO SISTEMA – CENÁRIO I..	84
FIGURA 5.13 TENSÕES MÁXIMAS DO SISTEMA.	85
FIGURA 5.14 TENSÕES MÍNIMAS DO SISTEMA.	85
FIGURA 5.15 TENSÕES MÁXIMAS NA BARRA 3..	86
FIGURA 5.16 PERDAS TOTAIS DO SISTEMA..	87
FIGURA 6.1 FLUXO DE CAIXA DO SFCR PROPOSTO DE 19,8 KWP – ALTERNATIVA 1	98
FIGURA 6.2 FLUXO DE CAIXA DO SFCR PROPOSTO DE 19,8 KWP ATUALIZADO ACUMULADO – ALTERNATIVA 1	98
FIGURA 6.3 FLUXO DE CAIXA DO SFCR PROPOSTO DE 19,8 KWP – ALTERNATIVA 2	99
FIGURA 6.4 FLUXO DE CAIXA DO SFCR PROPOSTO DE 19,8 KWP ATUALIZADO ACUMULADO – ALTERNATIVA 2	100
FIGURA 6.5 TRI X CUSTO POR WP INSTALADO.	101
FIGURA 6.6 VAL X CUSTO POR WP INSTALADO.	102
FIGURA 6.7 TIR X CUSTO POR WP INSTALADO.	103
FIGURA 6.8 VAL X TAXA DE JUROS.	103
FIGURA 6.9 TRI X TAXA DE JUROS.	104
FIGURA 6.10 FLUXO DE CAIXA DO SFCR PROPOSTO DE 3.000 KWP – ALTERNATIVA 1	106
FIGURA 6.11 FLUXO DE CAIXA DO SFCR PROPOSTO DE 3.000 KWP ATUALIZADO ACUMULADO – ALTERNATIVA 1	106
FIGURA 6.12 FLUXO DE CAIXA DO SFCR PROPOSTO DE 3.000 KWP – ALTERNATIVA 2	107
FIGURA 6.13 FLUXO DE CAIXA DO SFCR PROPOSTO DE 3.000 KWP ATUALIZADO ACUMULADO – ALTERNATIVA 2	108
FIGURA 6.14 TRI X CUSTO POR WP INSTALADO DO SFCR DE 3.000 KWP.	109
FIGURA 6.15 VAL X CUSTO POR WP INSTALADO DO SFCR DE 3.000 KWP.	110
FIGURA 6.16 TIR X CUSTO POR WP INSTALADO DO SFCR DE 3.000 KWP.	110
FIGURA 6.17 VAL X TAXA DE JUROS.	111
FIGURA 6.18 TRI X TAXA DE JUROS.	112

Lista de Tabelas

TABELA 2.1 TEMPERATURAS MÁXIMAS, MÍNIMAS E MÉDIAS MENSIS REGISTRADAS NOS DIFERENTES MESES DE 2003 A 2012 (°C).	25
TABELA 2.2 VELOCIDADE MÉDIA DO VENTO (M/S) NA ILHA DE SÃO VICENTE.	25
TABELA 2.3 UMIDADE RELATIVA MÍNIMA, MÁXIMA E MÉDIA MENSAL REGISTRADA ENTRE 2003 A 2012, EM %.	26
TABELA 3.1 TARIFA APLICÁVEL AOS DIFERENTES NÍVEIS DE TENSÃO, EM €/KWH/MÊS.	42
TABELA 4.1 CONSUMO DE ENERGIA ESJAP 2016	52
TABELA 4.2 DADOS METEOROLÓGICOS DO LOCAL DO ESTUDO ILHA DE SÃO VICENTE.	57
TABELA 4.3 RESULTADOS DA SIMULAÇÃO – CASO 1	62
TABELA 4.4 RESULTADOS DA SIMULAÇÃO - CASO 2	66
TABELA 5.1 PARÂMETROS BÁSICOS DO ELEMENTO PVSYSYSTEM	73
TABELA 5.2 FAIXAS DE CLASSIFICAÇÃO DE TENSÕES – REGIME PERMANENTE	77
TABELA 6.1 RESUMO DAS CONDIÇÕES DE CRÉDITO DA LINHA DE FINANCIAMENTO DO BCA	93
TABELA 6.2 RESUMO DO IMPACTO ECONÓMICO DO SISTEMA DE MICROGERAÇÃO DE 19,8 KWP.	96
TABELA 6.3 COMPONENTES DO FLUXO DE CAIXA PARA O SFCR PROPOSTO DE 19,8 KWP.	97
TABELA 6.4 RESUMO DA ANÁLISE DA ATRATIVIDADE DO INVESTIMENTO PARA O SFCR PROPOSTO DE 19,8 KWP.	101
TABELA 6.5 COMPONENTES DO FLUXO DE CAIXA PARA O SFCR PROPOSTO DE 3.000 KWP.	105
TABELA 6.6 RESUMO DA ANÁLISE DA ATRATIVIDADE DO INVESTIMENTO PARA O SFCR PROPOSTO DE 3.000 KWP.	108

Lista de Abreviaturas e Siglas

3D	Três Dimensões
AEB	Águas e Energia da Boavista
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
APP	Águas de Ponta Preta
ARE	Agência de Regulação Económica
BCA	Banco Comercial do Atlântico
BT	Baixa Tensão
BTE	Baixa tensão Especial
CONFAZ	Conselho Nacional de Política Fazendária
DGE	Direcção Geral de Energia
DSS	Distribution System Simulator
ELECTRA	Empresa de Electricidade e Água
EPRI	Electric Power Research Institute
ESJAP	Escola Secundária José Augusto Pinto
FC	Fator de Capacidade
GD	Geração Distribuída
GEE	Gases de Efeito Estufa
GFV	Geração Fotovoltaica
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços
INMG	Instituto Nacional de Meteorologia e Geofísica
IPI	Imposto sobre Produtos Industrializados
IVA	Imposto sobre o Valor Acrescentado
MT	Média Tensão
O&M	Operação e Manutenção
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PDER	Plano Diretor das Energias Renováveis
PESER	Estratégico Setorial das Energias Renováveis
PIS	Programa de Integração Social

PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas
REN	Resolução Normativa
SFCR	Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede
TIR	Taxa Interna de Retorno
TRI	Tempo de Retorno do Investimento
TUSD	Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão
VAL	Valor Atual Líquido
ZDER	Zonas de Desenvolvimento de Energias Renováveis

Lista de Símbolos

€	Euro
h	Horas
Hz	Hertz
km	Quilômetro
kV	Quilovolt
kVA	Quilovoltampere
kW	Quilowatt
kWh	Quilowatt-hora
kWp	Quilowatt-pico
m	Metro
m/s	Metro por segundo
m ²	Metro quadrado
MVA	Megavoltampere
MW	Megawatt
MWh	Megawatt-hora
Pu	Por unidade
Wp	Watt-pico

Introdução

Este capítulo apresenta uma visão da temática abordada e define quais os objetivos e motivações inerentes à sua realização. Na parte final deste mesmo capítulo apresenta-se uma breve descrição sobre a estrutura desta dissertação.

1.1. Enquadramento e motivação

O impacto dos problemas ambientais causados pelo aumento da atividade económica e industrial desde a revolução industrial está hoje na ordem do dia. Depois de algumas décadas de incertezas e hesitações, os governos das grandes potências mundiais estão mais do que nunca concentrados na resolução do problema do aquecimento global, unindo esforços para diminuir os efeitos secundários e negativos que a atividade humana tem no nosso planeta. Essa tendência é justificada pelo “Acordo de Paris” aprovado para reduzir emissões de gases de efeito estufa (GEE) no contexto do desenvolvimento sustentável. De acordo com a COP-23 (23ª Conferência das Nações Unidas para a Mudança do Clima)¹, 2017, apesar dos avanços obtidos, ainda é fundamental que os países aumentem suas metas de combate às mudanças do clima.

O paradigma da produção de energia elétrica é aquele que mais rapidamente se está a adaptar à nova realidade, o recurso a combustíveis fósseis é insustentável a médio prazo e o recurso às energias renováveis para produção de energia elétrica é cada vez mais uma aposta global (FREITAS, 2008).

No panorama atual das energias renováveis, a eletricidade proveniente da energia solar fotovoltaica assume particular relevo. Embora a produção mundial de eletricidade recorrendo a sistemas fotovoltaicos seja ainda marginal quando comparada com a produção total, o potencial desta tecnologia é promissor dada a diminuição dos seus custos de instalação e o envolvimento cada vez maior de pesquisas científicas na área.

¹ Mais informações disponíveis no site: <https://noticias.uol.com.br/ciencia/ultimas-noticias/afp/2017/11/06/cop23-comeca-pedindo-acao-urgente-contra-mudancas-climaticas.htm>

Cabo Verde apresenta uma forte dependência energética do exterior, grandes fragilidades ambientais devido à sua dispersão geográfica, pequena dimensão dos mercados, dificuldades e elevados custos no transporte dos combustíveis que impactam nos custos associados à gestão dos sistemas energéticos que, por sua vez, são muito elevados (ANDRADE, 2012).

Além dos elevados custos associados a energia elétrica, Cabo Verde apresenta um elevado grau de desperdício energético e de consumo de energia elétrica, devido que grande parte da população desconhece as práticas sustentáveis e os benefícios por detrás desta prática.

Cabo Verde é um país com grande potencial para o aproveitamento das energias renováveis (energia eólica, solar, geotérmica, das ondas, das marés, hídrica e biomassa) em geral, onde o potencial estimado para estas energias é de 2.600 MW. A disponibilidade da energia solar, em particular, é abundante ao longo do ano em função da baixa latitude de seu território (GESTO, 2011).

No entanto a produção de energia em Cabo Verde baseia-se principalmente nas fontes de origem fóssil e, em menor escala, nas fontes de origem eólica e solar como recursos renováveis. Cabo Verde tem uma capacidade de energia fotovoltaica solar instalada de 6,4 MW, incluindo dois parques solares nas ilhas de Santiago e Sal (4,3 MW e 2,1 MW, respectivamente), ambos desenvolvidos pela empresa portuguesa Martifer Solar e inaugurados em 2010 (PERREIRA, 2015).

Para que a redução da dependência dos combustíveis fósseis seja progressivamente maior, tem-se apostado nos Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR), nomeadamente a microgeração e a produção de energia elétrica por centrais fotovoltaicas de grandes dimensões, constituem uma alternativa às grandes fragilidades do setor elétrico de Cabo Verde.

O enquadramento legal dos SFCR em Cabo Verde permite a injeção total da energia produzida na rede dentro de um limite estipulado, resultando tal em benefícios económicos, de modo a incentivar os produtores de energia baseados em fontes de origem renovável (CABO VERDE, 2011).

A aposta da integração de sistemas de microgeração fotovoltaica conectados à rede em edifícios públicos de ensino promoveria a educação sustentável e apoiaria o desenvolvimento das energias renováveis em Cabo Verde, aproximando a sociedade das práticas sustentáveis e incentivando a implementação de unidades de sistemas de microgeração fotovoltaicas em edifícios para a autoprodução de energia elétrica. Esta prática promoveria também a redução da dependência da rede para além da redução dos custos pela utilização da energia elétrica.

Estudos mostram que a energia solar pode ter significativa participação no suprimento de energia elétrica quando conectados à rede elétrica pública. Barbosa, (BARBOSA, 2013)

realizou um estudo preliminar de dimensionamento de sistema fotovoltaico num edifício na ilha de Santiago (Cabo Verde), por meio do qual observou-se que, em média, até 74% do consumo de energia elétrica poderia ser suprido através da energia solar.

Neste contexto, este trabalho propõe a integração de um sistema de microgeração fotovoltaica conectado à rede em um edifício público de ensino situado na ilha de São Vicente, e a integração de uma usina fotovoltaica de grande dimensão conectada à rede de distribuição da ilha. Além da descrição dos sistemas propostos e de suas justificativas técnicas, também são apresentados e discutidos alguns resultados obtidos por meio de simulações computacionais e pela análise financeira da implementação dos sistemas. Também é apresentada uma simulação do funcionamento da rede elétrica de distribuição da ilha de São Vicente com a inserção da usina fotovoltaica de grande dimensão.

1.2. Objetivos

O estudo realizado no âmbito desta dissertação teve como principais objetivos:

- Estudo do aproveitamento da energia solar fotovoltaica disponível na Ilha de São Vicente (Cabo Verde);
- Avaliação do enquadramento legal e dos incentivos às energias renováveis em Cabo Verde;
- Contribuição da tecnologia fotovoltaica para a sustentabilidade em Cabo Verde;
- Análise da implementação de um sistema de microgeração fotovoltaica conectada à rede de um edifício público de ensino, contemplando o dimensionamento e análise do desempenho do sistema;
- Análise da inserção de uma usina fotovoltaica de grande dimensão conectada à rede elétrica de distribuição da ilha de São Vicente, contemplando o dimensionamento e análise do desempenho do sistema;
- Simulação da operação da rede elétrica de distribuição da ilha de São Vicente na presença da usina fotovoltaica de grande dimensão proposta, avaliando os impactos nos perfis de tensão e nas perdas elétricas do sistema de distribuição;
- Análise financeira da implementação dos SFCR propostos.

1.3. Organização do trabalho

O trabalho encontra-se dividido em Capítulos e Apêndices, estruturados e resumidos da seguinte forma:

Capítulo 1: Introdução

É realizada uma breve introdução, composta por um enquadramento temático. Ainda neste capítulo apresenta-se a definição dos objetivos e a organização do trabalho proposto.

Capítulo 2: Sistema Elétrico e Recurso Solar na Ilha de São Vicente – Cabo Verde

Neste capítulo descreveu-se o arquipélago de Cabo Verde com destaque para a sua localização geográfica e a contextualização do sistema elétrico. Apresenta-se também, a avaliação do potencial de aproveitamento do recurso solar de Cabo Verde e da ilha de São Vicente.

Capítulo 3: Aspetos Regulatórios do Sistema Elétrico de Cabo Verde – Energias Renováveis

Neste capítulo são descritos os aspetos regulatórios cabo-verdianos associados às energias renováveis. Apresenta-se ainda, neste capítulo, o conceito da microgeração e de produção independente de energia elétrica fazendo uma breve referência aos marcos regulatórios e incentivos às energias renováveis em Cabo Verde e no Brasil. Apresenta-se ainda a estrutura tarifária em vigor em Cabo Verde.

Capítulo 4: Estudo de Casos

Este capítulo refere-se ao estudo prático. É estudada a implementação de dois SFCR na ilha de São Vicente. Recorreu-se a uma ferramenta de simulação para o dimensionamento dos sistemas. Através dos resultados obtidos foram analisadas as produções de energia fotovoltaica.

Capítulo 5: Simulação da Operação da Rede de Distribuição da Ilha de São Vicente na Presença da Geração Fotovoltaica Proposta

Este capítulo é dedicado ao estudo técnico da simulação da operação da rede de distribuição da ilha de São Vicente na presença da geração fotovoltaica proposta avaliando-se os impactos nas perdas de energia elétrica e no perfil de tensão.

Capítulo 6 – Análise Financeira

Neste capítulo apresentam-se a análise financeira dos SFCR propostos. É apresentada uma análise de sensibilidade com o objetivo de verificar o comportamento das figuras de mérito utilizadas para avaliar a atratividade de investimento para cada caso em estudo.

Capítulo 7 – Considerações Finais

Neste capítulo apresentam-se as conclusões finais do trabalho desenvolvido. É ainda apresentado sugestões para trabalhos futuros.

Finaliza a dissertação apresentando-se as referências bibliográficas consultadas para o desenvolvimento do trabalho. Por fim, apresentam-se os Apêndices, onde são apresentados os resultados obtidos nas simulações realizadas.

1.4. Publicações envolvidas

No desenvolvimento deste trabalho foram submetidos artigos a congressos e eventos, são eles:

- Artigo intitulado: "**Geração fotovoltaica: componentes e características elétricas**". Foi apresentado em forma de pôster e publicado nos anais do CONPEEX, evento da UFG em 2016.
- Artigo intitulado: "**Estimativa dos Impactos da Inserção da Geração Fotovoltaica na Magnitude da Tensão da Rede de Distribuição na Ilha de São Vicente (Cabo Verde, África)** " apresentado na Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica (CBQEE), 2017.
- Artigo intitulado: "**Integração de Sistemas de Microgeração Fotovoltaica em edifícios Públicos de ensino em Cabo Verde (África)**". Foi apresentado em forma de pôster e publicado nos anais do CONPEEX, evento da UFG em 2017.

Sistema Elétrico e Recurso Solar na Ilha de São Vicente – Cabo Verde

Para a realização de estudos para a integração de SFCR torna-se necessário conhecer e caracterizar os aspectos elétricos bem como o recurso solar disponível no local em estudo. Neste capítulo avaliou-se o sistema elétrico sendo caracterizados a topologia da rede elétrica e o recurso solar de Cabo verde com o principal foco na Ilha de São Vicente. Ainda neste capítulo será apresentado os aspectos geográficos e climáticos da ilha.

2.1. Ilha de São Vicente – Cabo Verde

Cabo Verde compõe-se de um conjunto de dez ilhas e oito ilhéus, com uma superfície total de 4.033 km² e situa-se a 450 km² da costa senegalesa, entre os 14°48' e 17°12' de latitude Norte e 22°41' e 25°22' de longitude Oeste, ilustrado no mapa da Figura 2.1.

As ilhas dividem-se em dois grupos, consoante a sua posição geográfica relativamente aos ventos dominantes: Barlavento, do lado que sopra o vento, (Santo Antão, São Vicente, Santa Luzia, São Nicolau e Sal, Boavista e os ilhéus Branco e Raso) e Sotavento, do lado oposto ao vento, (Brava, Fogo, Santiago, Maio e os ilhéus Grande, Luís Carneiro, Cima e os ilhéus do Rombo ou Secos e de Santa Maria).

O clima de Cabo Verde é do tipo tropical seco, caracterizado por um longo período de estação seca (8 a 9 meses) e uma curta estação chuvosa, com temperaturas moderadas devidas à influência marítima, com valores médios por volta dos 25°C.

As temperaturas médias mensais são mais elevadas em Setembro (26,7 °C) e as mais baixas registram-se em Janeiro e Fevereiro (18,4°C) (GONÇALVES, 2011, p. 16).

Figura 2.1 Mapa do Arquipélago de Cabo Verde.



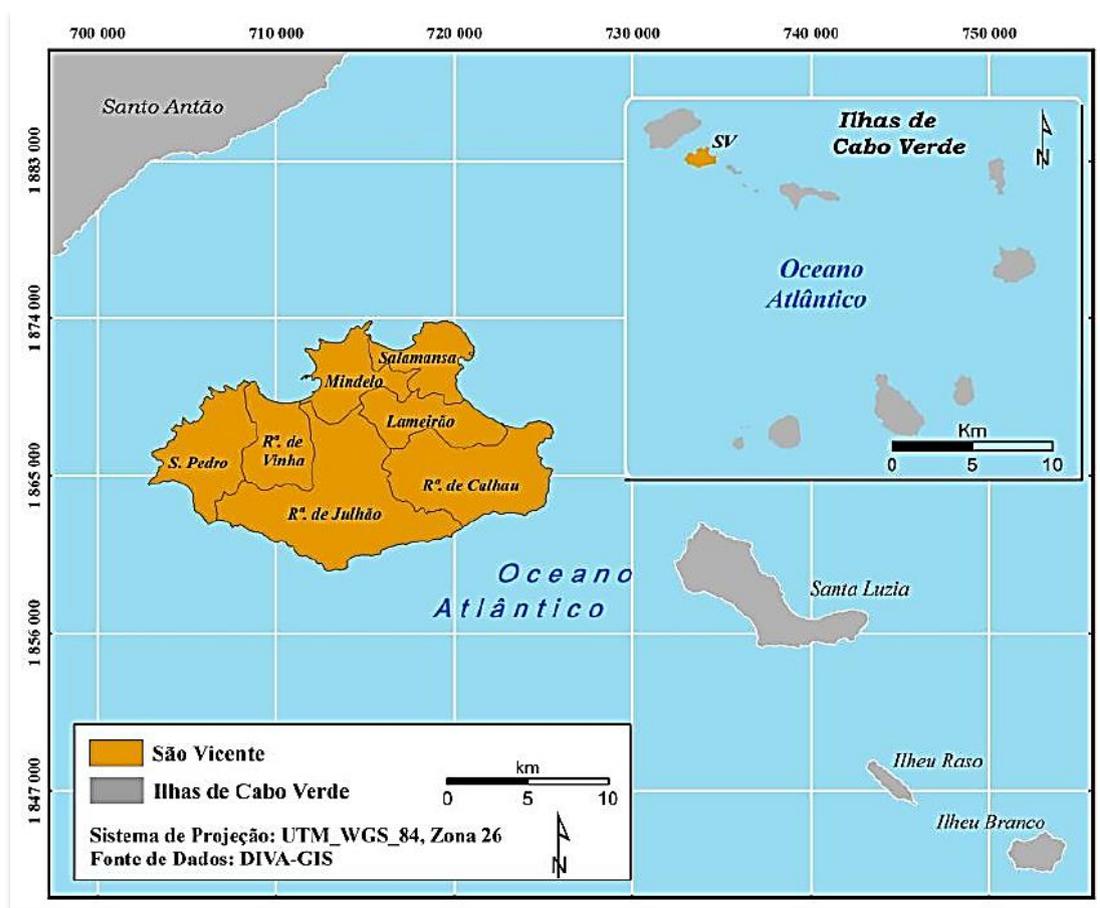
Fonte: (COSTA, 2013, p. 4).

2.1.1. Enquadramento geográfico

A ilha de São Vicente localiza-se ao nordeste do arquipélago de Cabo Verde, entre os paralelos $16^{\circ} 46'$ e $16^{\circ} 55'$ de latitude Norte e os meridianos de $24^{\circ} 51'$ e $25^{\circ} 05'$ de longitude a Oeste de Greenwich (Figura 2.2). A ilha cobre uma superfície de 227 km², representando 5,6% do total da superfície do arquipélago habitado (CRUZ, 2007, p. 3).

São Vicente integra o grupo das ilhas do Barlavento. O canal de São Vicente separa-a da vizinha ilha de Santo Antão. É considerada uma ilha com vastas áreas aplanadas, com vários maciços montanhosos, sendo Monte Verde o ponto mais alto da ilha com cerca de 750 metros de altitude (CRUZ, 2007, p. 3).

Figura 2.2 Mapa da localização da Ilha de São Vicente.



Fonte: (ALVES, 2013, p. 20).

A cidade do Mindelo localizada a noroeste é a zona da ilha com maior densidade populacional, com cerca de 81% da população da Ilha de São Vicente.

2.1.2. Condições Climáticas

São Vicente tem um clima quente com uma temperatura média anual de 24 °C e raramente são registradas precipitações mesmo nos meses mais úmidos. É rara a ocorrência de precipitações, mesmo nos meses de maior umidade relativa do ar (Julho, Agosto, Setembro e Outubro).

O seu relevo não permite que a ilha beneficie das chuvas de relevo típicas que normalmente ocorrem nas ilhas vizinhas, nomeadamente São Nicolau e Santo Antão. A seguir será realizada uma descrição de alguns dados meteorológico da ilha. Os dados utilizados para

a análise das condições climáticas foram cedidos pelo Instituto Nacional de Meteorologia e Geofísica de Cabo Verde (INMG) através de correio eletrônico.

a. Temperatura

De acordo com os dados do INMG foram registrados na ilha uma temperatura mínima de 21 °C sendo a máxima de 28 °C decorrentes no intervalo do ano 2003 a 2012 (Tabela 2.1).

Tabela 2.1 Temperaturas máximas, mínimas e médias mensais registadas nos diferentes meses de 2003 a 2012 (°C).

Meses do ano	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Mín.	21	21	22	22	23	24	25	27	27	27	25	23
Máx.	24	24	24	25	25	25	26	28	28	27	26	25
Média mensal	22,5	22,1	22,4	22,9	23,7	24,5	25,7	27,0	27,4	26,8	25,6	23,8

Fonte: adaptado dos dados fornecidos pelo INMG.

b. Velocidade do vento

São Vicente é uma das ilhas mais áridas do arquipélago. Os ventos dominantes na ilha são do Nordeste, atingindo velocidades médias na ordem dos 6 m/s (Tabela 2.2).

Tabela 2.2 Velocidade média do Vento (m/s) na ilha de São Vicente.

Ano	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
2003	4,9	6,8	3,8	3,8	4,1	3,6	3,6	3,0	2,7	2,6	5,2	5,3
2004	8,2	5,3	7,1	8,2	5,9	6,3	4,9	5,2	4,2	5,7	4,1	5,6
2005	4,6	6,6	5,6	7,5	6,7	6,2	5,6	6,2	5,2	5,4	4,9	5,2
2006	5,8	7,1	7,6	8,1	7,8	7,6	5,8	4,5	4,3	5,4	4,4	6,2
2007	5,6	7,6	8,5	6,9	7,0	6,7	5,4	6,1	6,5	6,6	5,9	6,7
2008	5,8	5,5	5,9	6,8	6,9	5,6	4,2	4,2	4,8	6,2	4,6	5,7
2009	6,8	8,5	6,5	6,5	6,7	6,3	3,8	3,4	3,1	3,7	4,0	3,0
2010	4,1	3,3	5,7	5,1	7,8	6,4	5,6	4,7	4,9	5,4	4,4	4,3
2011	5,5	7,7	7,7	6,4	6,7	6,1	6,4	5,6	6,1	5,0	6,4	6,7
2012	6,4	8,1	6,1	7,5	7,8	6,1	6,4	5,6	5,3	5,3	5,8	6,1

Fonte: adaptado dos dados fornecidos pelo INMG.

c. Umidade relativa do ar

A umidade relativa máxima do ar na Ilha roda os 84%, apresentando uma mínima de 60%. As médias mensais de umidade relativa do ar registadas entre 2003 a 2012 situaram-se num intervalo de 65,5% a 76,7%, sendo julho, agosto e setembro os meses com maior percentagem de umidade relativa.

Tabela 2.3 Umidade relativa mínima, máxima e média mensal registada entre 2003 a 2012, em %.

Meses do ano	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Mín	62	60	63	63	65	70	71	71	73	71	67	64
Máx	71	71	77	74	79	80	79	81	84	80	76	74
Média mensal	65,5	66,8	68,0	67,4	69,5	72,5	73,9	74,5	76,7	73,6	70,8	67,9

Fonte: adaptado dos dados fornecidos pelo INMG.

2.2. Sistema Elétrico

Cabo Verde é um país que não dispõe de explorações de combustíveis fósseis, por inexistência desse recurso ou por ser inviável a sua exploração. Sendo assim, a dependência externa deste recurso não renovável é uma das principais dificuldades do setor elétrico.

No setor logístico, o organismo máximo responsável pela área energética no país é a Direção Geral de Energia de Cabo Verde (DGE). O controlo dos custos e preços é feito pela Agência da Regulação Económica (ARE)².

No setor da produção, o setor energético cabo-verdiano é caracterizado por um único produtor em regime de exclusividade, a ELECTRA³, cujo objeto económico-social é a produção, distribuição e comercialização da água e energia elétrica.

Com a alteração da legislação em 2006, regista-se a entrada de outras empresas no circuito produtivo, nomeadamente Águas de Ponta Preta (APP)⁴ na ilha do Sal e Água e

² <http://are.cv/index.php>

³ <http://www.electra.cv/>

⁴ <http://aguaspontapreta.cv/>

Energia da Boavista (AEB)⁵ na ilha de Boavista. Essas empresas funcionam como subconcessionárias da ELECTRA (MONTEIRO, 2012, p. 9).

De acordo com o Plano Energético Renovável de Cabo Verde 2011 (GESTO, 2011), o sistema elétrico Cabo-Verdiano caracteriza-se por apresentar, uma taxa de cobertura territorial das redes de eletricidade na ordem dos 95%.

A produção da energia elétrica em Cabo Verde vinha sendo desenvolvida ao longo dos últimos anos com base em três grupos de tecnologias, nomeadamente, a produção da energia *diesel*, a produção da energia eólica e a produção de energia com turbina a vapor.

Esta última tecnologia, para além do fraco contributo para o total da energia elétrica produzida no país (inferior a 1% entre 2006 e 2008) foi cancelada durante o ano de 2009.

Durante o ano de 2010 foi introduzida a produção de energia solar fotovoltaica. Pela primeira vez o país beneficiou-se da energia solar, conectada à rede, com uma produção total de 2.100 MWh (NEVES, 2012, p. 52) durante o ano de 2010.

No final do ano de 2011, com a inserção das novas tecnologias, a potência instalada a cargo da Companhia ELECTRA era de 94.331 kW repartidos pelas centrais a *diesel* 84.731 kW (90%), centrais eólica 2.100 kW (2%) e centrais solares fotovoltaicas 7.500 kW (8%).

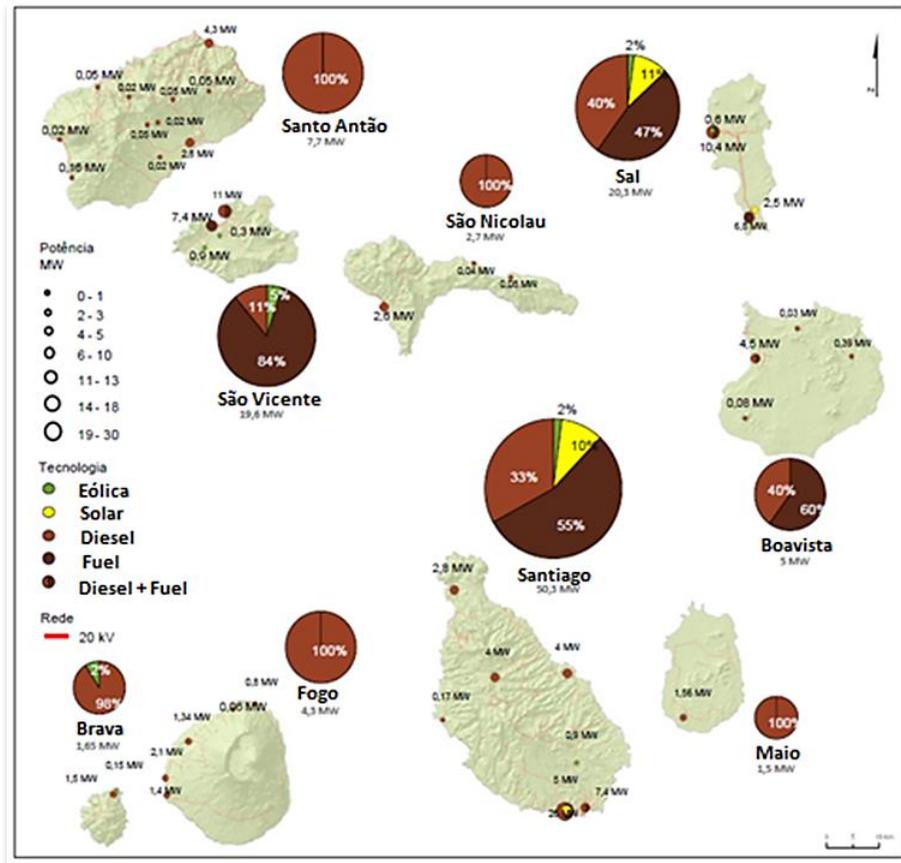
Durante o ano de 2011, foram gerados cerca de 325.420.684 kWh de energia elétrica, registrando um aumento de 2,2 % em relação a geração do ano 2010 (ELECTRA, 2011).

Em 2012, a potência total instalada em centrais, microcentrais elétricas e projetos de renováveis foram de, aproximadamente, 156,5 MW. A produção de eletricidade vem crescendo a um ritmo anual de 4%, tendo atingido um pouco mais de 390.700 MWh em 2013 (Agenda de Ação de Cabo Verde, 2015, p. 14).

Na Figura 2.3, encontra-se representada a distribuição da potência instalada, por ilha, decomposta pelas várias tecnologias existentes, incluindo algumas renováveis nas ilhas de Santiago, São Vicente, Sal e Brava.

⁵ <http://www.aeb.cv/>

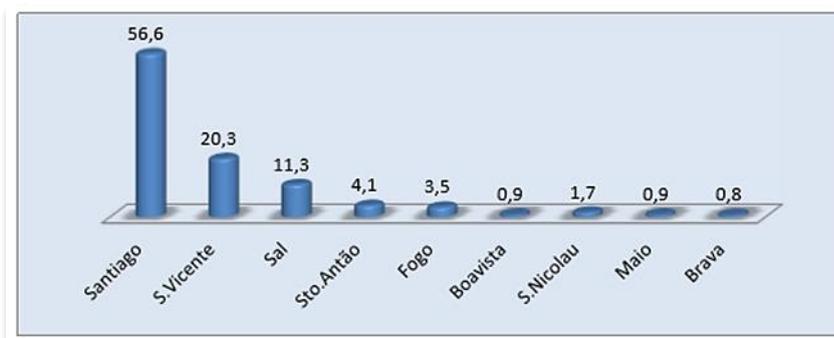
Figura 2.3 Localização das centrais produtoras de energia elétrica (2010).



Fonte: Plano Energético Renovável de Cabo Verde (PERCV, 2011, p. 12).

Entre os diferentes centros eletroprodutores podemos constatar segundo a Figura 2.4, que as ilhas de Santiago, São Vicente e Sal totalizam um valor de produção de aproximadamente 88% do total do país, destacando-se a ilha de Santiago com mais de 56% e a ilha de São Vicente com mais de 20% de produção no final de 2011.

Figura 2.4 Distribuição da produção de energia por cada ilha de Cabo Verde.



Fonte: (COSTA, 2013, p. 6).

2.2.1. Sistema Elétrico da Ilha de São Vicente

A Ilha de São Vicente é abastecida de energia elétrica pela Empresa ELECTRA. Desde a década de 90, há um único Sistema de energia elétrica em que o transporte e a distribuição são assegurados à tensão trifásica de 20 kV na maioria da rede e em tensão trifásica de 6,3 kV nas zonas que mais cedo foram eletrificadas.

Desde novembro de 2011, a eletricidade vendida pela ELECTRA aos consumidores finais é produzida em duas centrais térmicas (Matiota e Lazareto) e em um parque eólico, propriedade de um produtor independente, a Cabeólica⁶.

A potência instalada na central da Matiota é de 13,64 MW, na central do Lazareto é de 9,30 MW e o parque eólico da Cabeólica contém 7 turbinas, tendo uma capacidade instalada de 5,95 MW, resultando em uma potência instalada de 28,89 MW.

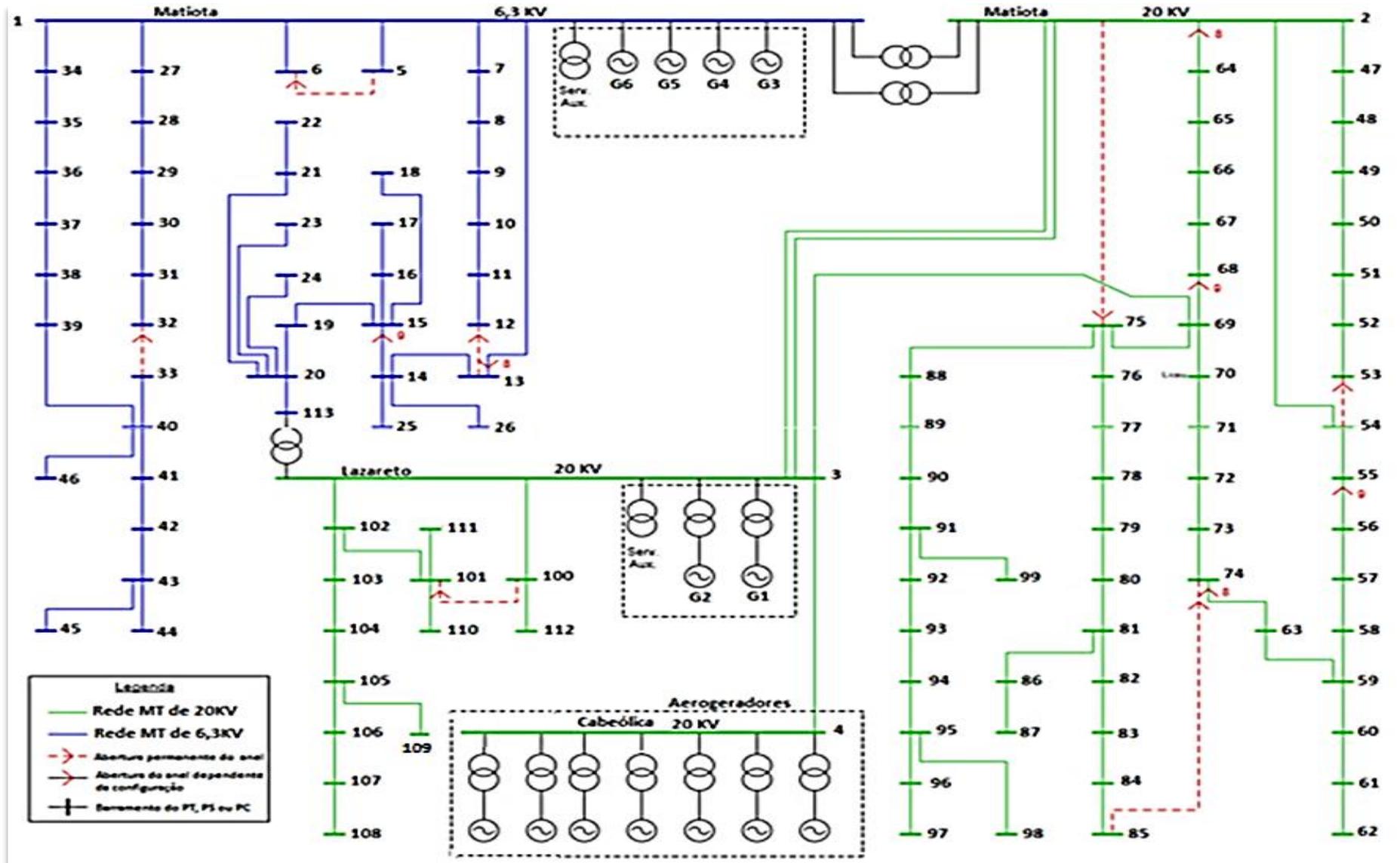
Relativamente à topologia do sistema de energia elétrica da Ilha de São Vicente, o diagrama unifilar simplificado encontra-se ilustrado na Figura 2.5.

O sistema de energia elétrica da Ilha de São Vicente é constituído pelos seguintes ativos técnicos:

- 25 km de linhas aéreas MT (Média Tensão);
- 92 km de cabos subterrâneos MT;
- 60 Postos (subestação) de Transformação de Distribuição com 14,2 MVA de potência instalada;
- 44 Postos de Transformação de Cliente com 14,9 MVA de potência instalada;
- 5 Postos de Corte (subestação seccionador);
- 2 Subestações (uma com barramentos de 20 kV e 6,3 kV e a outra com barramento de 20 kV), estão localizadas em Matiota e Lazareto junto das centrais de produção de energia, na periferia de Mindelo;
- Parque Eólico com 7 Aero geradores com 5,95 MW de potência total instalada;
- 2 Centrais de produção de energia elétrica, utilizando como combustível o gásóleo: a Central de Matiota com 4 geradores e uma potência instalada de 13,64 MW; a Central de Lazareto com 2 geradores e uma potência instalada de 9,30 MW;

⁶ <http://www.cabeolica.com/site1/>

Figura 2.5 Diagrama unifilar simplificado do sistema de energia elétrica da Ilha de São Vicente.



Fonte: adaptado de Torres (TORRES, 2010, p. 71).

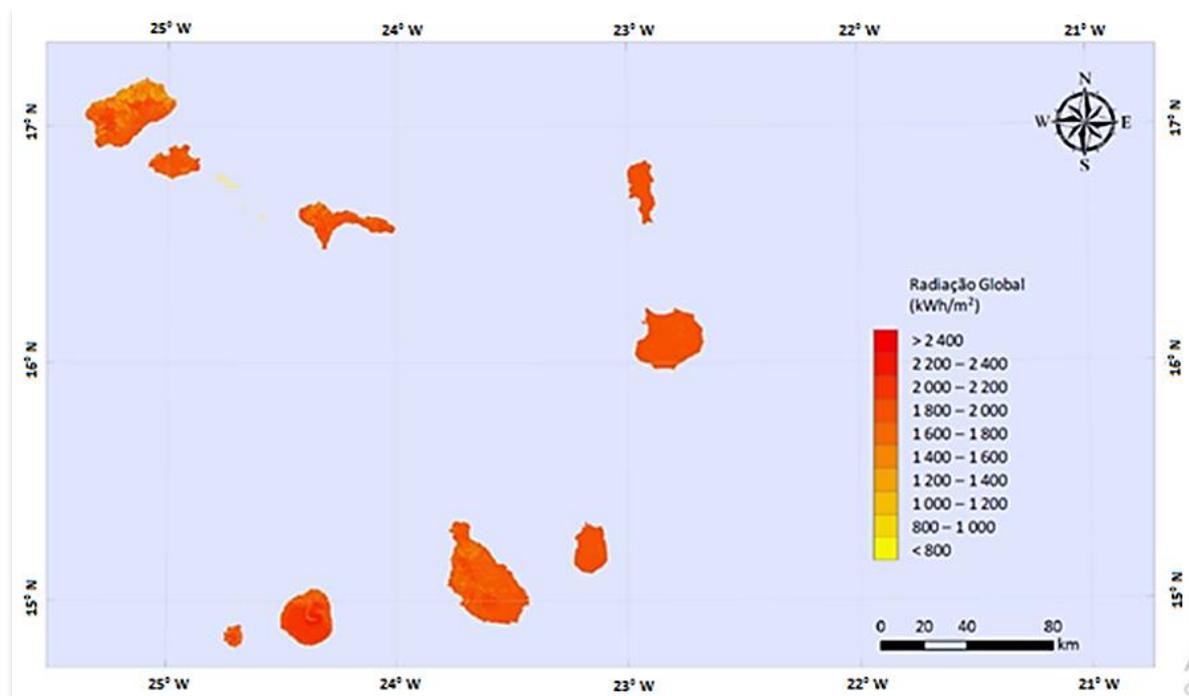
- 3 Transformadores integrados na rede de distribuição, que possibilita dois pontos de interligação entre os dois níveis de tensão existentes (20 kV e 6,3 kV);
- 7 Transformadores associados a 9 grupos geradores (7 associados aos grupos eólicos e 2 aos grupos a Diesel);

2.3. Recurso Solar

A consultora *Gesto Energy*⁷ elaborou um estudo do recurso Solar em Cabo Verde por solicitação da DGE, e produziu um mapeamento do recurso solar com base na cartografia da Direção Geral do Ordenamento do Território na escala 1:10.000 e em dados de satélite que permitam parametrizar o modelo no que respeita às questões atmosféricas (GESTO, 2011).

O resultado sumário da caracterização do recurso solar nas ilhas é dado pelo mapeamento da radiação global, que se apresenta na Figura 2.6.

Figura 2.6 Recurso solar nas ilhas de Cabo Verde.



Fonte: Plano Energético Renovável de Cabo Verde (GESTO, 2011, p. 51).

⁷ <http://www.gestoenergy.com/>

Do mapeamento do recurso solar pode-se afirmar que Cabo Verde tem um recurso solar abundante. Em termos de média anual, grande parte do território apresenta uma radiação global entre os 1.800 e os 2.000 kWh/m²/ano, para a inclinação e exposição natural do terreno. Relativamente ao número de horas de sol no território, mais de metade do território simulado apresenta um potencial de mais de 3.750 horas de sol por ano (GESTO, 2011).

As melhores áreas das ilhas apresentam níveis de radiação global em plano horizontal entre 2.070 kWh/m²/ano e 2.175 kWh/m²/ano, assumindo-se um valor indicativo para as zonas com potencial do arquipélago de 2.130 kWh/m²/ano.

Refira-se que as máximas radiações globais em plano horizontal na Europa registam valores na ordem dos 1.900 kWh/m²/ano, o que demonstra que Cabo Verde tem um recurso bastante superior ao recurso solar europeu, local onde o investimento em tecnologia solar tem vindo a aumentar desde a última década.

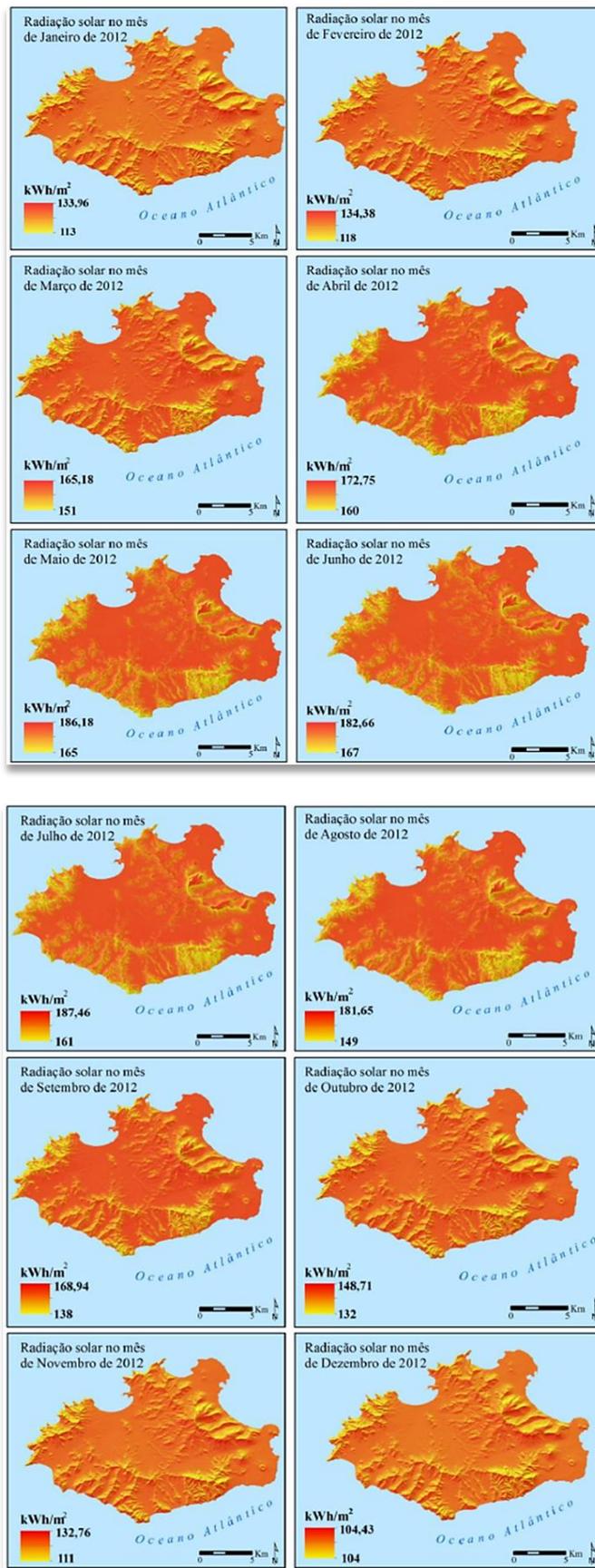
2.3.1. Recurso Solar na Ilha de São Vicente

Estudo realizado por Gilson Alves (ALVES, 2013) demonstrou que o valor energético solar na ilha de São Vicente, nos vários meses do ano é substancial, o que comprova o grande potencial da ilha em termos de recurso energético solar (Figura 2.7).

Este estudo indicou que entre os meses de Maio a Agosto registam-se maiores incidências da radiação solar na ilha de São Vicente, sendo Julho o mês com maior disponibilidade de energia solar, com uma máxima 187,46 kWh/m².

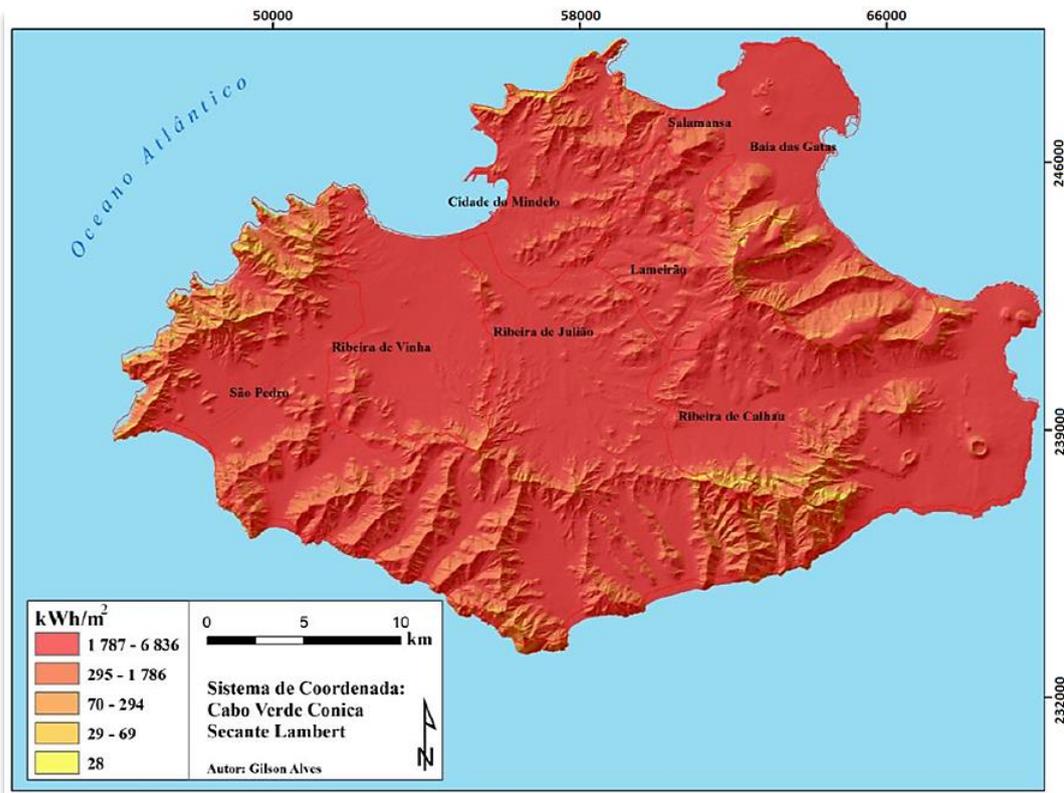
A partir de Agosto a incidência da radiação solar reduz até Dezembro que é o mês com menor incidência da radiação solar. A incidência máxima no mês de Dezembro é de 104,43 kWh/m².

Figura 2.7 Radiação solar em kWh/m² nos meses de Janeiro a dezembro de 2012.



Fonte: (ALVES, 2013, p. 57).

Figura 2.8 Radiação solar anual (2012) na ilha de São Vicente em kWh/m².



Fonte: (ALVES, 2013, p. 58).

Na Figura 2.8 constata-se a forte incidência da radiação solar, em quase toda a ilha, com uma variação mínima próximo dos 28 kWh/m² e o máximo de 6.800 kWh/m². As áreas de menor incidência da radiação solar, correspondem as áreas mais montanhosas, onde o relevo cria áreas sombrias e dificulta a incidência da radiação solar. Estes poucos casos verificam-se mais a sul, sudoeste, também a nordeste da ilha (ALVES, 2013, p. 9).

A ilha apresenta uma média da radiação solar anual de cerca de 2210 kWh/m². Este valor é ligeiramente superior ao da média nacional, que se situa nos 1800 kWh/m²/ano (GESTO, 2011).

Se fizermos uma comparação entre da radiação solar incidente na ilha de São Vicente, e a radiação global incidente na Europa no plano horizontal, onde as máximas radiações globais registram valores em torno dos 1900 kWh/m²/ano⁸, constata-se que a ilha apresenta valores de incidência de radiação superior a continente europeu, e, por conseguinte um relevante potencial em termos de recurso energético solar por explorar.

⁸ Mais informações e mapas da radiação solar incidente na Europa podem ser encontradas no site da SOLARGIS: <http://solargis.info/doc/71>

2.4. Considerações Finais

Neste capítulo foram apresentadas informações geopolíticas a respeito de Cabo Verde e as características climáticas do Arquipélago, com destaque para a temperatura, velocidade do vento e umidade relativa do ar.

Foi também apresentado um estudo que descreve o recurso solar do país, indicando seu alto potencial e vocação para a produção fotovoltaica, particularmente destacou-se a Ilha de São Vicente com uma média anual de radiação global em torno de 2210 kWh/m².

O sistema elétrico de Cabo Verde é baseado por fonte fóssil, energia eólica e solar como recursos renováveis. A potência instalada na Ilha de São Vicente é de aproximadamente 28,9 MW, distribuída entre termelétricas e uma Central Eletroeólica.

No capítulo seguinte serão abordados os aspetos regulatórios do sistema elétrico de Cabo Verde, buscando tecer um paralelo entre os marcos regulatórios em Cabo Verde e no Brasil, sob o ponto de vista da comercialização e dos incentivos para a energia entregue a rede pelos SFCR.

Aspetos Regulatórios do Sistema Elétrico de Cabo Verde – Energias Renováveis

O presente capítulo trata do estudo das distintas abordagens a respeito de incentivos para a energia entregue a rede pelos SFCR segundo a ótica cabo-verdiana e brasileira nestas experiências, além de apresentar as diretrizes e regulamentos que tem sido colocadas em marcha por estes países para tornar mais viável ainda o investimento dos usuários em equipamentos de geração baseados em fontes renováveis de energia com o foco principal na energia fotovoltaica. Aborda-se ainda neste capítulo a estrutura tarifaria em vigor em Cabo Verde.

3.1. Legislação Cabo-Verdiana

Durante a década de noventa havia uma desorganização em termos legislativos no setor da energia em Cabo Verde, pelo que era necessário dotar o país de instrumentos que permitissem o alavancar do setor da energia, considerado um setor chave para o desenvolvimento de Cabo Verde. Neste sentido, a partir da década de 1990, foi iniciado a elaboração do arcabouço legal do setor elétrico de Cabo Verde.

➤ DECRETO-LEI N° 54/99

O Decreto-Lei N° 54/99, de 30 de agosto, estabeleceu as bases do sistema elétrico de Cabo Verde, registando-se na época, o arranque de uma profunda alteração do quadro institucional e legal e até empresarial, relativas ao exercício das atividades no setor, que se revestia de interesse para o serviço público (CABO VERDE, 1999).

A experiência colhida com a aplicação deste decreto-lei e a necessidade de dar um novo impulso ao setor, potenciando a sua eficiência operacional, a sinergia com outros investimentos na atividade produtiva e o maior e melhor aproveitamento dos recursos renováveis levou que se introduzisse algumas alterações na lei em referência, que se veio a consumir através do Decreto-Lei N° 14/2006 de 20 de fevereiro (CABO VERDE, 2006A).

Assim sendo, o decreto reformula as bases do Sistema Elétrico e tem como objetivos fundamentais o fomento do desenvolvimento econômico e social e a preservação do ambiente, em observância estreita aos seguintes princípios:

- Assegurar um fornecimento de energia elétrica seguro e fiável, assim como, um aumento de coberturas de serviços a todos os consumidores, a um preço razoável, justo e não discriminatório no uso;
- Aumentar o uso de fontes de energias renováveis e a cogeração para a produção de eletricidade;
- Promover a eficiência e inovação tecnológica na produção, transporte, distribuição e uso de energia elétrica no país;
- Atrair investimentos privados nacionais e estrangeiros para o Sistema Elétrico, nele se incluindo os autoprodutores⁹ e produtores independentes¹⁰, pela definição de condições estáveis, equitativas, favoráveis e transparentes para o investimento;
- Estimular a sã competição e concorrência no Sistema Elétrico.

➤ **DECRETO-LEI Nº 30/2006**

Com a inclusão do autoprodutor e do produtor independente no sistema elétrico, o Decreto-lei nº 30/2006 de 12 de Junho foi aprovado de modo a regular o licenciamento do autoprodutor e do Produtor Independente, no qual visa reforçar a capacidade de acompanhamento das necessidades de expansão do Sistema Elétrico Nacional, com o objetivo de assegurar os consumos de forma antecipada, em estreita articulação entre os serviços públicos competentes e a concessionária da rede elétrica pública, conforme o preceituado no contrato de concessão (CABO VERDE, 2006B).

A potência nominal total de cada centro produtor de energia elétrica é limitada pelo decreto não podendo exceder:

- 100 kVA, quando a interligação é feita com a rede pública de baixa tensão; ou
- 20.000 kVA, quando a interligação é feita em média, ou alta tensão.
- No caso de geradores assíncronos ligados a redes de média tensão ou tensão superior, a potência de cada gerador não pode exceder 5.000 kVA.

⁹ Pessoa física ou jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo, podendo eventualmente, com autorização do órgão de regulação, comercializar o excedente de energia elétrica gerada.

¹⁰ Pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização do Poder Concedente, para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco.

➤ **DECRETO-LEI N° 41/2006**

Devido à incapacidade do sistema elétrico face ao aumento crescente do consumo de energia e à forte dependência da importação dos recursos fósseis para a produção da energia elétrica, o Decreto-lei N° 41/2006 de 31 de julho estabeleceu as disposições relativas à definição de crise energética, a sua declaração e às medidas interventivas de carácter excepcional que devem ser tomadas pelo Estado (CABO VERDE, 2006C).

➤ **DECRETO-LEI N° 1/2011**

Com a declaração da crise energética, Cabo Verde dá um passo importante em matéria das energias renováveis ao aprovar o Decreto-Lei N° 1/2011 com o objetivo de dar um grande impulso a esta modalidade.

O Decreto veio não só criar um regime de licenciamento e exercício de atividade específica e adaptada às energias renováveis, como também estabelecer um conjunto de matérias transversais fundamentais para o desenvolvimento das energias renováveis, principalmente quanto ao planeamento territorial, às questões tributárias, ao licenciamento ambiental e aos mecanismos de remuneração e sua garantia (CABO VERDE, 2011).

Destaca-se neste decreto-lei o artigo 2º que define as fontes de energia renovável; o artigo 9º que estabelece a criação do Plano Diretor de Energias Renováveis (PDER), que deverá ser elaborado pela Direção Geral de Energia a cada 5 anos; artigo 10º que define o Plano Estratégico Setorial das Energias Renováveis (PESER) e as Zonas de Desenvolvimento de Energias Renováveis (ZDER).

Com base no decreto a atividade de produção de eletricidade baseada em fontes de origem renovável pode ser exercida por pessoas singulares ou coletivas, de direito público ou privado, com base em três regimes.

- **Regime Geral** – aplicável à produção independente e autoprodução com base em fontes de origem renovável não previstas nos restantes regimes;
- **Regime para microgeração**¹¹ – aplicável à autoprodução com base em fontes de origem renovável e potência de ligação até 100 kW;

¹¹ A microprodução, ou microgeração é a atividade em pequena escala de sistemas de produção descentralizada de eletricidade, com possibilidade de entrega de energia elétrica à rede pública. Trata-se de instalações que produzem eletricidade a partir de recursos renováveis, baseada numa só tecnologia de produção nomeadamente microturbinas, células de combustível, microeólicas, painéis fotovoltaicos, mini e microhídricas, cogeração ou outro tipo de tecnologia.

- **Regime simplificado para eletrificação rural descentralizada** - aplicável à produção independente e autoprodução com base em fontes de energia renováveis quando realizada para abastecer rede autônoma situada em localidades geograficamente isoladas.

Com fundamento no decreto um sistema de autoprodução com base em energias renováveis deve ser integrado no local da instalação elétrica de utilização e não pode ter uma potência de ligação à rede superior ao menor dos seguintes valores:

- 100 kW;
- 85% do consumo elétrico anual da instalação em kWh/1800;
- 25% da potência máxima de consumo em kW nos termos do contrato de compra em vigor.

3.2. Incentivos às Energias renováveis em Cabo Verde

O Decreto-Lei N° 1/2011 contempla no artigo 12º, uma serie de incentivos às empresas produtoras de energia elétrica com base em energias renováveis.

No âmbito do exercício da atividade de produção de eletricidade com base em fontes de origem renovável, o produtor tem os seguintes direitos (CABO VERDE, 2011):

- Consumir e ou ceder a terceiros, nos termos da lei, a energia elétrica por si produzida;
- Entregar à rede elétrica pública, através da entidade titular da concessão de transporte e distribuição de energia elétrica, a totalidade da energia elétrica produzida.
- Ligar-se, quando necessário, por ramal à rede explorada pela concessionária referida na alínea anterior, através do ponto de entrega previamente acordado com a concessionária e validado pela DGE.

A fim de garantir o transporte e distribuição da eletricidade com origem em fontes renováveis, o operador da rede no momento do despacho de instalações de produção, deve dar prioridade à eletricidade proveniente de fontes de origem renovável.

a) Impostos

As entidades produtoras de energia elétrica com base em energias renováveis usufruem das seguintes reduções de impostos sobre os rendimentos (CABO VERDE, 2011):

- Nos cinco primeiros anos de produção de energia de cada projeto, as contribuições e impostos sobre lucros beneficiam-se de uma redução percentual de 100%;
- Após os cinco primeiros anos e até ao décimo ano de produção de energia de cada projeto, as contribuições e impostos sobre lucros beneficiam-se de uma redução percentual de 50%;
- Após o período estabelecido na alínea anterior, e até ao 15º ano, as contribuições e impostos sobre lucros beneficiam de uma redução de 25%, apenas nos casos em que o investimento acumulado nos últimos três anos seja superior a 50% do investimento inicial.

b) Incentivos fiscais

Em termos fiscais é prevista a isenção aduaneira. Os bens de equipamentos, matérias-primas e subsidiárias, produtos acabados e semiacabados e outros materiais que sejam incorporados ou utilizados na produção de bens ou serviços destinados à produção de energia elétrica com origem em fontes renováveis, são livres de direitos, aduaneiros e outras imposições aduaneiras (CABO VERDE, 2011).

As autoridades aduaneiras devem tratar as importações destinadas à produção de energia elétrica com origem em fontes de energia renovável com o máximo de simplicidade e celeridade processuais, sem prejuízo do indispensável controle (CABO VERDE, 2011).

c) Ambientais

A instalação de unidades de microprodução com base em fontes de energia renováveis está isenta de quaisquer licenciamentos, ambiental ou municipal, carecendo apenas de registro, nos termos do Decreto-Lei Nº 1/2011.

O produtor de energia renovável no regime geral tem direito aos títulos internacionais de redução de emissões de GEE (Gases de Efeito Estufa), emitidos nos termos dos acordos internacionais em vigor e de acordo com os procedimentos estabelecidos internacionalmente para o efeito (CABO VERDE, 2011).

d) Regime remuneratório específico aplicável à microgeração:

É estabelecido um regime especial para a microgeração, com direito a compensar a energia ao mesmo preço de compra da energia (*net-metering*¹²). A microgeração está isenta de fornecimento de energia reativa à rede.

A tarifa de venda de eletricidade aplicável à microprodução é igual ao custo da energia para o consumidor segundo o regime tarifário aplicável à instalação de consumo pela concessionária de distribuição de energia elétrica (CABO VERDE, 2011).

Em Cabo Verde a oferta de eletricidade é feita ao consumidor na base de um dos quatro regimes tarifários regulados:

- **Tarifa doméstica** - para utilizadores domésticos com uma potência instalada superior a 3,45 kW, designada por BT (Baixa Tensão);
- **Tarifa “E”** - para utilizadores não-domésticos com uma potência instalada superior a 20 kW, designada por BTE (Baixa Tensão Especial);
- **Tarifa de Média Tensão** - para utilizadores que disponham de posto de transformação próprio (geralmente média e grande indústria) com uma potência instalada superior a 50 kW, designada por MT (Média Tensão).

Assim, de acordo com a ARE, como se pode consultar na Tabela 3.1, a tarifa aplicada aos consumidores depende do nível de tensão de ligação sendo que para BT o custo é mais elevado e para MT o custo é mais baixo. Os valores apresentados são em euros¹³ (€), acrescidos do Imposto sobre o Valor Acrescentado (IVA)¹⁴ à taxa de 15% (ARE, 2017).

¹² *Net metering* ou Sistema de Compensação de Energia, surgiu como um sistema de incentivo às fontes de energia renovável. Esse sistema, permite que a energia excedente gerada pela unidade consumidora com microgeração seja injetada na rede da distribuidora. Quando a energia injetada for maior que a consumida, o consumidor receberá um crédito em energia (kWh) a ser utilizado para abater o consumo em outro posto tarifário (para consumidores com tarifa horária) ou na fatura dos meses subsequentes.

¹³ Um euro (€) equivalia a 110,256 Escudos Cabo-Verdianos (CVE) na data de 20 de setembro de 2017.

¹⁴ É um imposto geral sobre o consumo, aplicado às atividades comerciais que implicam a produção e a distribuição de bens e a prestação de serviços.

Tabela 3.1 Tarifa aplicável aos diferentes níveis de tensão, em €/kWh/mês.

Nível de Tensão	Tarifa base	IVA (15%)	Tarifa c/IVA
BT	0,257	0,045	0,302
BTE	0,223	0,039	0,262
MT	0,185	0,032	0,217

Fonte: (ARE, 2017)

O IVA no regime aplicável a microprodução incide somente sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede no mês.

e) Regime remuneratório específico aplicável à produção independente:

O produtor com base em energias renováveis no regime geral tem direito a receber um valor fixo em escudos por cada kWh de energia ativa injetado na rede durante um período de 15 (quinze) anos após a data de ligação à rede, o valor previsto não é atualizado com a inflação, mantendo-se fixo ao longo do período.

O produtor de energia renovável no regime geral pode optar por 2 (dois) meios de recebimento da remuneração (CABO VERDE, 2011):

- Pagamento pela Concessionária da rede de transporte e distribuição, mensalmente, de acordo com a produção verificada e no prazo de 30 (trinta) dias após a emissão de fatura do produtor à Concessionária;
- Pagamento através de créditos de produção renovável emitidos no prazo de 30 (trinta) dias após a emissão de fatura do produtor à Concessionária da rede de transporte e distribuição.

3.3. Marcos Regulatórios Brasileiros

Até a primeira década dos anos 2000, o Brasil não contava com uma política clara ou com marcos regulatórios acerca da inserção de energias renováveis por meio de geração distribuída (GD)¹⁵ na matriz energética brasileira. O Decreto-Lei nº 5163/04 (BRASIL, 2004) foi o primeiro marco a regulamentar a inserção de GD no sistema elétrico brasileiro.

¹⁵ É uma expressão usada para designar a geração elétrica realizada junto ou próxima do (s) consumidor (es) independente da potência, tecnologia e fonte de energia.

➤ **DECRETO Nº5163/04**

O Decreto nº 5163/04 regulou a aquisição de energia de empreendimentos baseados em GD e alterou o modelo de contratação de energia pelas concessionárias distribuidoras, determinando que a aquisição de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração distribuída seja precedida de chamada pública promovida diretamente pelo agente de distribuição.

Este Decreto permitiu a contratação de energia gerada por GD, mesmo que limitando a potência contratada a 10% da carga total do gerador, visando à segurança no suprimento devido ao caráter intermitente das fontes alternativas. O decreto contribuiu para o desenvolvimento nacional da GD, embora de forma tímida (BRASIL, 2004).

➤ **CONSULTA PÚBLICA Nº15/2010**

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)¹⁶ convocou a consulta pública nº 15/2010 com o intuito de apresentar os principais instrumentos regulatórios utilizados no Brasil e em outros países para incentivar a geração distribuída de pequeno porte, a partir de fontes renováveis de energia, conectada na rede de distribuição e receber contribuições dos agentes interessados e sociedade em geral sobre as questões que o regulador deve enfrentar para reduzir as barreiras existentes (ANEEL, 2010).

➤ **CHAMADA PÚBLICA PARA O P&D ANEEL Nº 13/2011**

A ANEEL, no intuito de apoiar o desenvolvimento tecnológico na área de geração de energia elétrica por fonte fotovoltaica, lançou a Chamada de Projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) Estratégico 013/2011 a fim de implementar “Arranjos Técnicos e Comerciais para Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira”, que selecionou 18 projetos para serem instalados conectados à rede nas diversas regiões do país até 2015, com o objetivo de avaliar as tecnologias disponíveis no mercado e observar os efeitos na rede elétrica com conexão dos inversores (ANEEL, 2011A).

¹⁶ A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), autarquia em regime especial vinculada ao Ministério de Minas e Energia, foi criada para regular o setor elétrico brasileiro. *Site* disponível em: <http://www.aneel.gov.br/>

➤ **AUDIÊNCIA PÚBLICA Nº 042/2011**

Como sequência às discussões por diminuir as barreiras para o acesso de pequenos produtores à rede de distribuição, a ANEEL realizou audiência pública com o objetivo de elaborar regras específicas para microgeração¹⁷ e minigeração¹⁸ incentivadas (ANEEL, 2011B).

Esta audiência pública abriu caminho e definiu as ações para publicação da Resolução Normativa – REN nº 482/2012 que garante à microgeração e à minigeração o devido respaldo legal no Brasil e cria um mecanismo regulatório de remuneração por compensação de energia elétrica (*net metering*) definido para a micro e a minigeração, (ANEEL, 2012B).

➤ **REN Nº 481/2012**

A REN ANEEL 481/2012 refere-se diretamente à geração de energia elétrica por plantas solares, com potência instalada de até 30 MW, atribuindo um desconto de 80% nas tarifas de uso do sistema de distribuição (TUSD) e de transmissão (TUST) da energia gerada.

Tal desconto é válido para sistemas construídos até 31 de dezembro de 2017 e durará por 10 anos após o início da operação. Após esse período o desconto será de 50%. Plantas solares construídas após 2017 receberão desconto de 50% no uso do sistema (ANEEL, 2012A).

➤ **REN Nº 482/2012**

Em dezembro de 2012, entrou em vigor a Resolução Normativa – REN nº 482/2012, da ANEEL, que estabeleceu as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, que visa reduzir as barreiras regulatórias existentes para conexão de geração de pequeno porte disponível na rede de distribuição, bem como introduzir o sistema de compensação de energia elétrica, além de estabelecer adequações necessárias nos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST¹⁹) (ANEEL, 2012B).

¹⁷ No Brasil a microgeração distribuída é uma central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras (Redação dada pela REN nº 687/2015).

¹⁸ O conceito de minigeração distribuída no Brasil é central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras (Redação dada pela REN nº 687/2015).

¹⁹ Os Procedimentos de distribuição (PRODIST) são documentos expedidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). São divididos em oito módulos e padronizam as atividades técnicas relacionadas ao setor de distribuição de energia elétrica.

Alguns meses depois, com o objetivo de reduzir os custos e o tempo para a conexão da microgeração e da minigeração, compatibilizar o sistema de compensação de energia elétrica com as condições gerais de fornecimento, aumentar o público-alvo e melhorar as informações na fatura, a ANEEL publicou a Resolução Normativa – REN nº 687/2015, uma revisão da REN nº 482/2012 e a seção 3.7 do Módulo 3 dos PRODIST (ANEEL, 2015A).

A potência instalada da microgeração e da minigeração distribuída de acordo com a REN nº 687/2015 fica limitada à potência disponibilizada, ou seja, a demanda contratada pela unidade consumidora onde a central geradora será conectada (ANEEL, 2015A).

3.4. Incentivos às Energias renováveis no Brasil

a) PROINFA

Em 2002 o governo brasileiro entendeu como vital estabelecer o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (PROINFA), este programa surgiu como resposta à fragilidade e a dependência do índice pluviométrico do sistema elétrico brasileiro, sem falar nas perspectivas de demanda crescente.

O intuito foi promover a diversificação da matriz energética brasileira, buscando alternativas para aumentar a segurança no abastecimento, além de permitir a valorização das características e potencialidades regionais e locais (LANDEIRA, 2013) (MME, 2009).

b) Tributários

No que diz respeito a micro e minigeração distribuída, o Conselho Nacional de Política Fazendária – CONFAZ aprovou o Convênio ICMS 6²⁰, de 5 de abril de 2013, o qual estabelece que o imposto contabilizará toda a energia que chega ao consumidor pela distribuidora, sem considerar qualquer compensação de energia produzida pelo sistema fotovoltaico. Com isso, a alíquota aplicável do ICMS incidiria sobre toda a energia consumida no mês (CONFAZ, 2013).

Após acordos, o CONFAZ publicou o Convênio ICMS 16, de 22/4/2015, que revogou o Convênio ICMS 6/2013 e autorizou os estados a conceder isenção nas operações de circulação de energia elétrica sujeitas a faturamento sob o sistema de compensação previsto pela ANEEL.

²⁰ O Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços – ICMS é um tributo Estadual aplicável à energia elétrica no Brasil.

Dessa forma, nos Estados que aderiram ao Convênio ICMS 16/2015, o ICMS incide somente sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede no mês. Os estados que não aderiram ao novo Convênio mantêm a regra anterior, na qual o ICMS é cobrado sobre todo o consumo (CONFAZ, 2015).

No que diz respeito aos equipamentos de um sistema fotovoltaico, existe o Convênio ICMS 101/97 que isenta o imposto das operações em produtos tais como a célula fotovoltaica (CONFAZ, 1997).

Até outubro de 2015 não existia uma legislação referente à micro e minigeração distribuída dentro do Programa de Integração Social – PIS²¹ e da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social – COFINS²². No entanto, com a publicação da Lei nº 13.169/2015, de 6/10/2015, a incidência do PIS e COFINS passou a acontecer apenas sobre a diferença positiva entre a energia consumida e a energia injetada pela unidade consumidora com micro ou minigeração distribuída e, portanto, considera o sistema de compensação da ANEEL (BRASIL, 2015).

Ou seja, a incidência de impostos ocorre apenas sobre o “consumo líquido” de energia. Tendo em vista que o PIS e a COFINS são tributos federais, a regra estabelecida pela lei vale igualmente para todos os Estados do país.

No caso dos componentes que geram energia elétrica por fonte solar, existe a isenção do Imposto sobre Produtos Industrializados – IPI²³ para as células fotovoltaicas ou quando os componentes são adquiridos em um conjunto de geradores fotovoltaicos.

Essa medida entra como incentivo à instalação dos sistemas dentro do país e da inserção de fontes alternativas na matriz energética brasileira. Outros componentes vendidos separadamente, como o inversor fotovoltaico são tributados pelo IPI (SOLSTÍCIO ENERGIA, 2016).

c) Sistema de Compensação de Energia Elétrica (*net metering*)

A REN nº 482/2012; estabelece que consumidores interessados em fornecer energia para a rede da distribuidora na qual estão conectados poderão fazê-lo, desde que obedecidos os

²¹ Contribuição social de natureza tributária, devidas pelas pessoas jurídicas, com objetivo de financiar o pagamento do seguro-desemprego, abono e participação na receita dos órgãos e entidades para os trabalhadores privados.

²² É uma contribuição federal brasileira, de natureza tributária, incidente sobre a receita bruta das empresas em geral, destinada a financiar a seguridade social, a qual abrange a previdência social, a saúde e a assistência social.

²³ Imposto federal, incide sobre operações com produtos industrializados, nacionais ou estrangeiros, imposto seletivo, em função da essencialidade dos produtos e não-cumulativo, ou seja, não incidem sobre ele outros impostos.

procedimentos técnicos estabelecidos pela ANEEL. A energia injetada pela unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida em empréstimo à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica dessa mesma unidade consumidora ou de outra unidade de mesma titularidade (ANEEL, 2012B).

Para fins de compensação, a energia ativa injetada no sistema de distribuição pela unidade consumidora será cedida a título de empréstimo gratuito para a distribuidora, passando a unidade consumidora a ter um crédito em quantidade de energia ativa a ser compensada em um prazo de até 60 (sessenta) meses (ANEEL, 2015A).

Esse sistema de compensação transforma o consumidor cativo²⁴ em um autoprodutor de energia sem permissão de comercialização de excedentes.

d) REN N° 687/2015

A REN N° 687/2015 trouxe a possibilidade de instalação de geração distribuída em condomínios (empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras). Nesta configuração, a energia gerada pode ser repartida entre os condôminos em percentagens definidas pelos próprios consumidores. A ANEEL criou ainda a figura da “geração compartilhada”, possibilitando que diversos interessados se unam em um consórcio ou em uma cooperativa, para instalar micro ou minigeração distribuída e utilizar a energia gerada para redução das faturas dos consorciados ou cooperados (ANEEL, 2015) no mesmo modelo da REN N° 482/2012.

²⁴ Os consumidores cativos são aqueles que adquirem energia de um distribuidor local de forma compulsória, sujeito a tarifas regulamentadas.

3.5. Considerações Finais

Foi mostrado neste capítulo uma análise das diretrizes e regulamentos de maior importância para as energias renováveis em Cabo Verde e no Brasil, explorando os incentivos e as limitações vistas em ambas.

Cabo Verde e Brasil vêm realizando uma reestruturação do quadro legal através de políticas públicas que outorgam iniciativas que dão um tratamento especial às energias de origem renovável intermitente, tais como eólica e fotovoltaica, com o intuito de aumentar os investimentos privados nacionais e estrangeiros, estimular o crescimento econômico local, ter uma maior diversificação da matriz energética e melhorar o meio ambiente.

Em Cabo Verde a atividade de produção de eletricidade baseada em fontes de origem renovável pode ser exercida com base em três regimes: Regime Geral, Regime de Microgeração e Regime Simplificado para Eletrificação Rural.

É estabelecido no quadro legal de Cabo Verde que a capacidade máxima instalada de um sistema sob Regime de Microgeração é igual a 100 kW, enquanto que no Brasil esse limite é estabelecido em um valor igual a 75 kW.

A potência instalada da microgeração e da minigeração distribuída no Brasil é limitada à potência disponibilizada, ou seja, à demanda contratada pela unidade consumidora onde a central geradora será conectada, em Cabo Verde um sistema de microgeração não pode ter uma potência de ligação à rede superior ao menor dos seguintes valores: 100 kW; 85% (oitenta e cinco por cento) do consumo anual do edifício em kWh/1800; 25% (vinte e cinco por cento) da potência máxima de consumo em kW nos termos do contrato de compra em vigor.

Uma das iniciativas de Cabo Verde e Brasil foi a adesão ao regime de compensação tarifária (*net-metering*) como incentivo às energias renováveis, este programa permite ao consumidor compensar o seu consumo de eletricidade com a sua geração própria num período determinado. No Brasil esse excedente pode ser compensado em um prazo de até 60 (sessenta) meses e em Cabo Verde não existe limite no período de compensação.

Medidas tributárias têm sido tradicionalmente empregadas pelos dois países para fomentar o desenvolvimento das energias renováveis. Os incentivos tributários no Brasil incluem a incidência do PIS e COFINS apenas sobre a diferença positiva entre a energia consumida e a energia injetada pela unidade consumidora com micro ou minigeração distribuída. Além disso, muitos Estados do Brasil possuem convênio com o CONFAZ para isenção do ICMS (Imposto sobre Circulação de Mercadorias).

A experiência aos incentivos tributários em Cabo Verde incluiu a redução percentual de 100% dos impostos sobre lucros das unidades baseadas em energia renovável, após os cinco primeiros anos e até ao décimo ano de produção de energia de cada projeto as contribuições e impostos sobre lucros beneficiam-se de uma redução percentual de 50%, após ao décimo ano de produção até ao 15º ano, as contribuições e impostos sobre lucros beneficiam de uma redução percentual de 25%. O IVA no regime aplicável a microprodução incide somente sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede no mês.

Em Cabo Verde é prevista a isenção aduaneira para os bens e equipamentos constituintes de unidades baseadas em energia renovável. No Brasil para o painel fotovoltaico existe isenção do IPI sendo que os outros componentes constituintes de um SFCR são tributados o IPI.

Apesar destes mecanismos de incentivos, a adesão por parte da população cabo-verdiana para a implementação de SFCR é fraca e o principal fator é o desconhecimento dos benefícios aplicados as energias renováveis no país por boa parte da população.

No capítulo seguinte será apresentado o estudo referente à implementação de dois SFCR, o Caso 1 é referente a um sistema sob Regime de Microgeração proposto a ser integrado no teto de um edifício público de ensino e o Caso 2 uma usina fotovoltaica de grande dimensão conectada à rede de distribuição da ilha de São Vicente sob Regime Geral, para uma situação real de aplicação da tecnologia na ilha de São Vicente.

Estudo de Casos

Neste capítulo, será apresentado o estudo referente a implementação de dois Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR), projetados com base em premissas e com dados meteorológicos para uma situação real de aplicação da tecnologia na ilha de São Vicente.

O estudo de Caso 1 é referente a integração de uma usina fotovoltaica em um edifício público de ensino sob regime de microgeração e o estudo de Caso 2 é referente a implementação de uma usina fotovoltaica de grande dimensão conectada à rede elétrica da Ilha de São Vicente sob regime geral de acordo com a legislação em vigor em Cabo Verde citada neste trabalho.

O edifício público de ensino em estudo bem como o terreno proposto para a instalação da usina fotovoltaica apresentam uma topologia plana facilitando a possível colocação dos sistemas fotovoltaicos com a orientação e inclinação desejadas, assim, recorreu-se à ferramenta PVsyst para dimensionar os sistemas fotovoltaicos em estudo e com os resultados obtidos são realizadas análises do desempenho dos sistemas.

Além dos objetivos listados anteriormente, este capítulo insere-se dentro deste trabalho como uma preparação para a simulação da operação da rede de distribuição da ilha de São Vicente com inserção da usina fotovoltaica de grande dimensão proposta no Caso 2 e a análise financeira dos SFCR propostos, realizados nos capítulos seguintes.

4.1. Descrição dos Casos de Estudo

A localização prevista para implementação das usinas é na ilha de São Vicente em Cabo Verde situado no hemisfério Norte. São considerados dois estudos de casos, a saber:

- ✓ Caso 1 – Usina de microgeração fotovoltaica no teto de um edifício público de ensino;
- ✓ Caso 2 – Usina Fotovoltaica de grande porte conectada à rede da ilha de São Vicente.

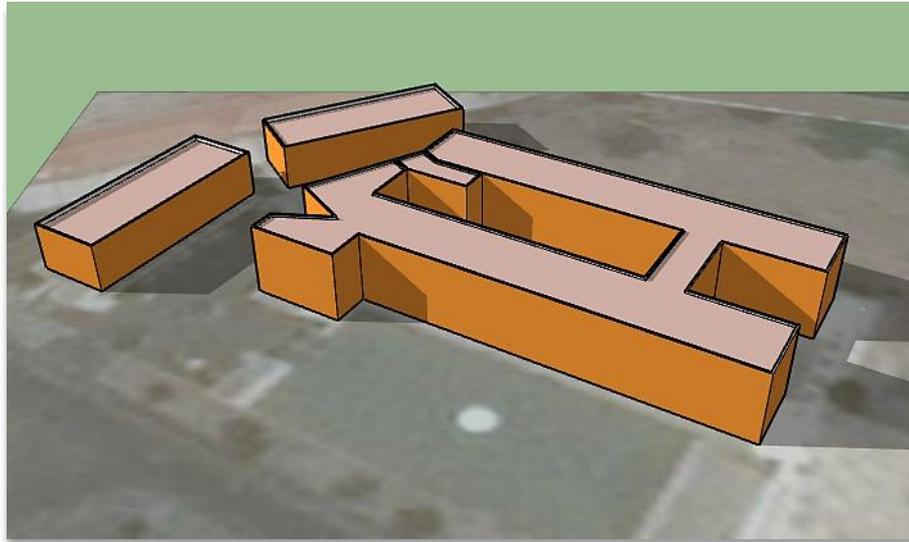
4.1.1. Caso 1 – Usina de microgeração fotovoltaica no teto de um edifício público de ensino

Características físicas do edifício

- ✓ A área disponível para implementação da usina se localiza na Escola Secundária José Augusto Pinto (ESJAP) na cidade do Mindelo;
- ✓ As coordenadas geográficas da escola correspondem a: 16°52'50.59"N e 24°59'05.83"O e apresenta uma altitude de 15 m acima do nível do mar;
- ✓ O arranjo físico do local tem disponível o telhado da edificação a qual possui uma área útil de 1.648 m²;
- ✓ No telhado não existe nenhum obstáculo que possa causar sombreamento e o edifício situa-se relativamente distante de outras estruturas que poderiam criar o efeito de sombreamento;
- ✓ Não há Inclinação significativa do teto em relação ao eixo horizontal.

A Figura 4.1 apresenta uma representação do arranjo da ESJAP e do telhado a ser considerado no estudo de caso 1.

Figura 4.1 Modelo 3D da ESJAP.



Fonte: Autoria própria, elaborado na ferramenta SketchUp²⁵.

²⁵ Disponível em: <https://www.sketchup.com/>

Características elétricas do edifício

O Edifício recebe energia proveniente da concessionária de energia elétrica de Cabo Verde (ELECTRA), não sendo utilizada nenhuma outra fonte de alimentação externa ou mesmo interna como *backup*, emergência ou mesmo uma fonte para suprir ou minimizar o consumo de energia.

O faturamento de energia elétrica da ESJAP é feito a partir das leituras efetuadas mensalmente no contador trifásico de energia elétrica existente na edificação. A ESJAP possui um contrato de MT sendo a potência contratada de 80 kW.

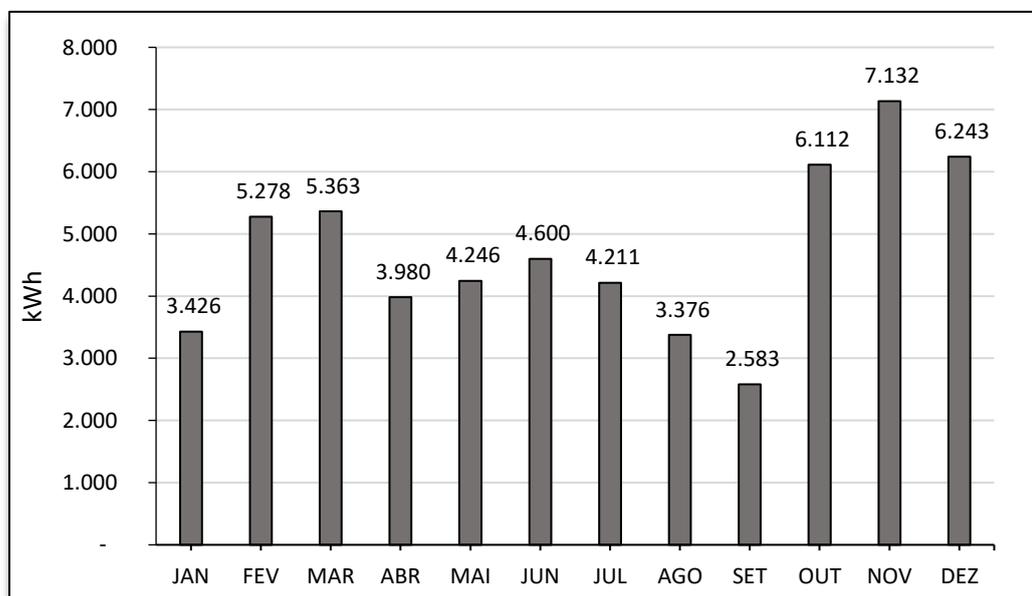
As faturas de eletricidade fornecidas pela ESJAP referentes ao ano de 2016, foram analisadas, na Tabela 4.1 e na Figura 4.2 estão representados os consumos energéticos mensais da edificação no ano 2016.

Tabela 4.1 Consumo de Energia ESJAP 2016

JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	TOTAL
3 426	5 278	5 363	3 980	4 246	4 600	4 211	3 376	2 583	6 112	7 132	6 243	56 550

Fonte: Faturas de energia elétrica, ESJAP.

Figura 4.2 Consumo de energia elétrica ESJAP 2016.



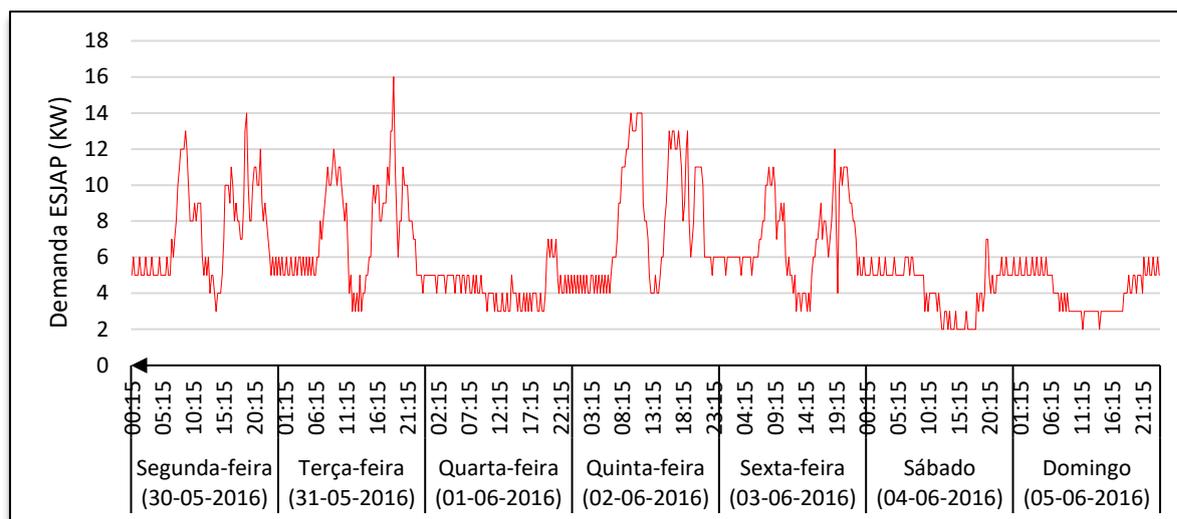
Fonte: Faturas de energia elétrica, ESJAP.

Conforme a Figura 4.2, observa-se que o mês com maior consumo em 2016 foi novembro com 7.132 kWh. Os menores valores foram observados em janeiro, agosto e setembro, meses

nos quais ocorrem as férias letivas. O consumo energético anual do edifício foi de aproximadamente 56.550 kWh.

A Figura 4.3 exhibe os dados da memória de massa demonstrando o consumo da edificação em estudo no período de 30 de maio a 05 de junho de 2016 fornecidos pela concessionária ELECTRA medidos em intervalos de 15 minutos.

Figura 4.3 Demanda de energia na ESJAP, de 30 de maio a 05 de junho de 2016.



Fonte: Memória de massa da ELECTRA.

Pode-se notar na Figura 4.3 que os perfis de consumo da ESJAP descrevem a utilização do edifício entre 6 h 30 às 23 h. O dia 01 de junho (quarta-feira) o consumo reduzido deve-se ao fato de ser este um dia de feriado e, portanto, pode-se observar a menor demanda de energia da semana.

Nos dias 04 e 05 de junho (sábado e domingo) observa-se a pouca utilização de cargas no edifício registrando uma diminuição na demanda de energia ao longo da semana.

O pico de demanda de energia do edifício em estudo considerando o período analisado ocorreu quase sempre às 19 h com exceção do dia 02 de junho onde o pico ocorreu às 11h.

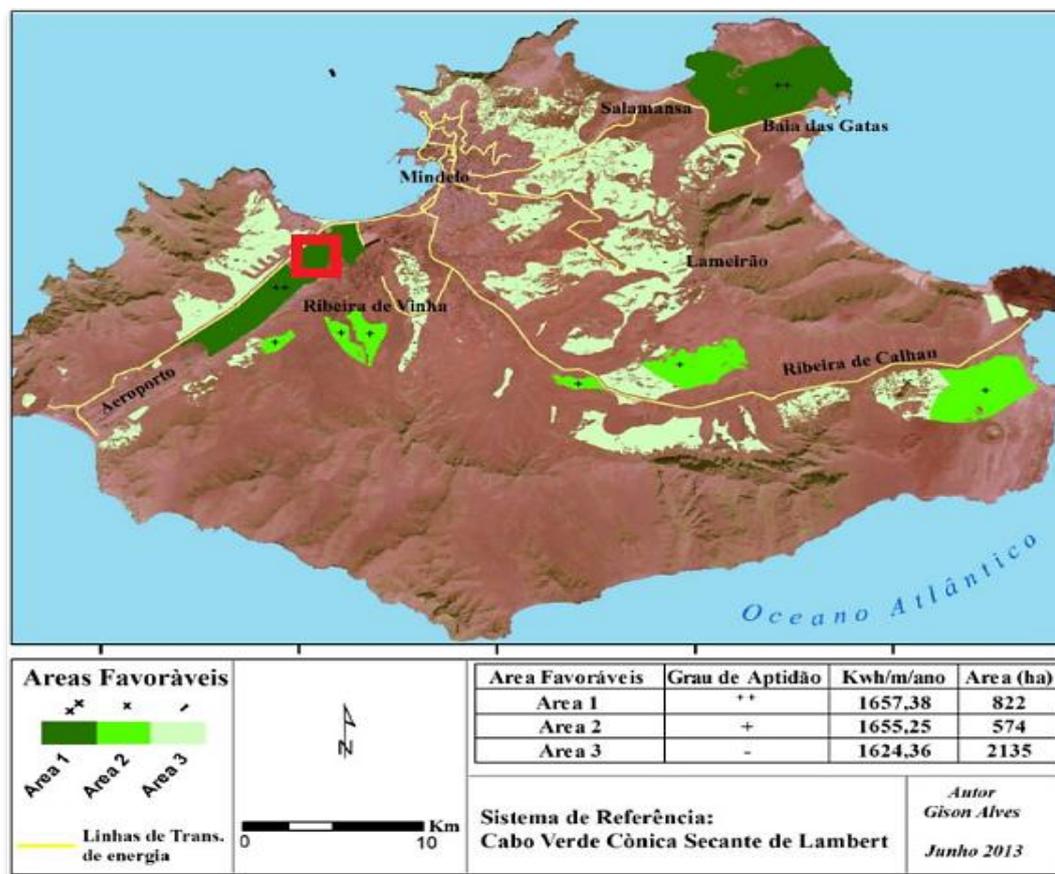
Pela curva da demanda de energia semanal pode ser verificado que o maior consumo de energia do edifício provavelmente ocorre durante o dia, caso típico dos edifícios públicos de ensino, desta forma, a integração de um sistema de microgeração fotovoltaico, cuja geração se dá durante as horas de sol torna-se interessante.

4.1.2. Caso 2 – Usina Fotovoltaica de grande porte conectada à rede da ilha de São Vicente

- ✓ A área disponível para implementação da usina se localiza na Zona Industrial do Lazareto;
- ✓ As coordenadas geográficas da Zona Industrial do Lazareto correspondem a: 16°52'13.42"N e 25°00'57.07"O, e a altitude acima do nível do mar do local corresponde a 20 m;
- ✓ O terreno localiza-se a uma distância razoável do principal ponto de consumo da ilha, que é a cidade do Mindelo, encontrando-se nem tão próximo, nem tão longe da cidade e das populações;
- ✓ O arranjo físico do local tem disponível uma área total do terreno de aproximadamente 30.000 m² e o terreno apresenta uma topologia plana;
- ✓ No local não existe nenhum obstáculo que possa causar sombreamento uma vez que o terreno situa-se relativamente distante de estruturas que poderiam criar o efeito de sombreamento.

Segundo o estudo realizado por Alves (ALVES, 2013, p. 78) ilustrado na Figura 4.4, a localização prevista para a usina (quadrado vermelho) compreende as áreas mais favoráveis ao aproveitamento da energia solar para produção de energia elétrica situando-se perto tanto das linhas de transporte de energia como dos centros de consumo.

Figura 4.4 Áreas favoráveis para instalação de sistemas fotovoltaicos na ilha de São Vicente e localização da Usina fotovoltaica Caso 2.



Fonte: (ALVES, 2013, p. 78).

4.2. Metodologia de Dimensionamento das Usinas para os Casos 1 e 2

O processo de dimensionamento que foi utilizado para obtenção da solução técnica para os dois casos estudados compreende as seguintes etapas:

- ✓ Análise do potencial solar;
- ✓ Estudos Pré-operacionais;
- ✓ Otimização do Conjunto Painel Inversor.

4.2.1. O Software de Simulação PVsyst

As etapas enumeradas anteriormente, foram executadas com o auxílio de um *software* de dimensionamento para plantas solares, de origem Suíça, chamado PVsyst²⁶. Apesar de este ser um programa comercial, oferecendo quase todas as funcionalidades em um período de teste de 30 dias, foi escolhido pelo fato de que todo o processo de dimensionamento estar concentrado em apenas um ambiente de simulação.

De fato, as ferramentas utilizadas por este são de domínio público e estão muito bem descritas na literatura sobre o tema. Desta forma, fica claro que haveria a possibilidade de se desenvolver, em outras plataformas, as mesmas considerações utilizadas neste *software* específico, ou em outros similares do mercado. No entanto, o PVsyst oferece algumas vantagens que foram determinantes na sua escolha:

- ✓ O programa conta com uma enorme base de dados com grande parte da linha de produtos dos maiores fabricantes mundiais de inversores e painéis fotovoltaicos. Isso torna os resultados mais próximos da realidade, eliminando o erro de modelagem de equipamentos, uma vez que os próprios desenvolvedores validam o modelo.
- ✓ O programa apresenta compatibilidade com os arquivos de saída das bases de dados meteorológicos (temperatura e irradiação), sendo muito simples o processo de importar essas informações.
- ✓ Existe também compatibilidade com sítios internet que contêm folhas de dados de equipamentos não modelados na biblioteca do programa, tornando bastante simples incluir novos equipamentos de fornecedores ainda não bem conhecidos do mercado.

Todos os parâmetros são ajustáveis, e no momento no qual as informações meteorológicas do local da planta são incluídas, o sistema considera as coordenadas geográficas e altera a geometria solar de acordo com o hemisfério em questão.

²⁶ Disponível em: <http://www.pvsyst.com/>.

4.2.2. Análise do Potencial Solar

De forma a auxiliar os cálculos para obter a quantidade de energia elétrica gerada no local da instalação é necessário conhecer alguns dados meteorológicos que influenciam na performance dos módulos fotovoltaicos. Para isso, foram utilizadas as bases de dados do *RET Screen International*²⁷ e do INMG. A Tabela 4.2 resume os dados considerados.

Tabela 4.2 Dados meteorológicos do local do estudo ilha de São Vicente.

Mês	Irradiação Global (kWh/m ² .dia)	Temperatura média (° C)
Janeiro	5,19	22,5
Fevereiro	5,87	22,1
Março	6,80	22,4
Abril	7,14	22,9
Maio	7,20	23,7
Junho	6,78	24,5
Julho	6,51	25,7
Agosto	6,38	27
Setembro	6,08	27,4
Outubro	5,79	26,8
Novembro	5,21	25,6
Dezembro	4,86	23,8
Média Anual	6,15	24

Fonte: *RET Screen International* (Irradiação Global) e INMG (Temperaturas médias).

4.2.3. Estudos pré-operacionais

- ✓ **Definição da potência instalada:** No dimensionamento da potência instalada das usinas foi considerado para o Caso 1 a limitação de potência das unidades de microgeração imposta pela lei Cabo-verdiana descrita no item 3.1. Para o Caso 2 foi

²⁷ Disponível em: <http://www.nrcan.gc.ca/energy/software-tools/7465>.

adotado o critério de instalar a maior potência possível de acordo com a área de terreno disponível.

- ✓ **Inclinação e Orientação dos módulos:** Rütther (RÜTHER, 2004, p. 28) e Haberlin (HABERLIN, 2012) indicam que a inclinação adequada dos módulos com relação à horizontal para incidência solar máxima em regime anual é dada pela latitude local e a orientação ideal é a de uma superfície voltada para o equador (norte geográfico para instalações no hemisfério sul e sul geográfico para instalações no hemisfério norte), nos estudos de caso optou-se pela inclinação a 17° dos módulos solares valor aproximado da latitude dos locais propostos para a instalação das usinas fotovoltaicas e a orientação dos módulos solares para o sul geográfico (Azimute 0°).

4.2.4. Otimização do Conjunto Painel Inversor

De forma a definir a quantidade de painéis e inversores e seus arranjos para os casos em estudo, essa etapa de dimensionamento foi implementada buscando atender alguns requisitos técnicos tais como número de rastreadores de máxima potência disponíveis no inversor, tensão de circuito aberto e corrente de curto-circuito das fileiras de painéis. (HABERLIN, 2012; PIMENTEL et al., 2016) esclarecem e apresentam o passo a passo para o dimensionamento de SFCR. Para esta presente dissertação apenas os resultados da execução das etapas serão expostos.

4.3. Soluções Técnicas para os Casos 1 e 2

4.3.1. Caso 1 – Usina de microgeração fotovoltaica no teto de um edifício público de ensino

Como já foi referido anteriormente, pelo Decreto-Lei Nº 1/2011 um sistema de microgeração não pode ter uma potência de ligação à rede superior ao menor dos seguintes valores: 100 kW; 85% (oitenta e cinco por cento) do consumo anual do edifício (C_{Anual}), em kWh/1800; 25% (vinte e cinco por cento) da potência máxima de consumo (P_{cont}), em kW nos termos do contrato de compra em vigor (CABO VERDE, 2011).

Se consideramos o ano de 2016 para definição da potência fotovoltaica do sistema (P_{Sist}) de microgeração proposto a instalar na ESJAP teríamos:

$$P_{Sist} = \frac{0,85 \times C_{Anual}}{1800} = \frac{0,85 \times 56550 \text{ kWh}}{1800} = 26,7 \text{ kW}$$

$$P_{Sist} = 0,25 \times P_{cont} = 0,25 \times 80 \text{ kW} = 20 \text{ kW}$$

Nestes termos, deve-se considerar uma usina de microgeração fotovoltaica com potência de ligação aproximadamente a 20 kWp, em que a produção fotovoltaica opera como fonte complementar de energia, suprimindo parcialmente o consumo de energia da ESJAP sob regime de microgeração.

Com base na potência definida para o sistema de microgeração do Caso 1, a otimização do conjunto painel inversor e da compatibilidade destes, foi então possível efetuar a simulação do sistema fotovoltaico no PVsyst utilizando os seguintes parâmetros de entrada (Figura 4.5):

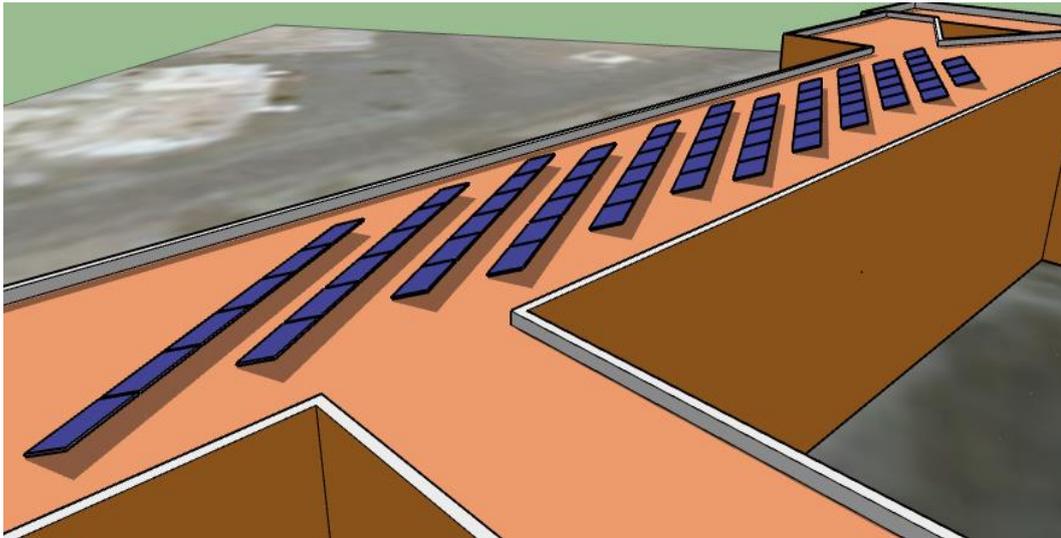
- ✓ Potência instalada: 19,80 kWp;
- ✓ Inclinação dos módulos de 17° e a orientação dos módulos solares para o sul geográfico que corresponde a um Azimute de 0°;
- ✓ 8 colunas e 9 fileiras de módulos fotovoltaicos de 275 Wp policristalino (72 módulos);
- ✓ 4 inversores de 4,60 kW.

Figura 4.5 Parâmetros da Simulação - Caso 1

Simulation parameters			
Collector Plane Orientation	Tilt	17°	Azimuth 0°
Horizon	Free Horizon		
Near Shadings	No Shadings		
PV Array Characteristics			
PV module	Si-poly	Model	CS6X - 275P
		Manufacturer	Canadian Solar Inc.
Number of PV modules	In series	9 modules	In parallel 8 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	72	Unit Nom. Power 275 Wp
Array global power	Nominal (STC)	19.80 kWp	At operating cond. 17.66 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	285 V	I m pp 62 A
Total area	Module area	138 m²	Cell area 126 m²
Inverter			
	Model	Sunny Boy SB 5000	
	Manufacturer	SMA	
Characteristics	Operating Voltage	125-750 V	Unit Nom. Power 4.60 kW AC
Inverter pack	Number of Inverter	4 units	Total Power 18.40 kW AC

Fonte: Interface (parcial) do PVsyst.

Figura 4.6 Arranjo físico dos painéis para a microgeração - Caso 1



Fonte: Autoria própria, elaborado na ferramenta SketchUp.

A figura 4.6 mostra o arranjo físico proposto para o sistema de microgeração de 19,8 kWp integrado no teto da ESJAP, os módulos estão orientados para o sul geográfico e com uma inclinação de 17°.

4.3.2. Caso 2 – Usina Fotovoltaica de grande porte conectada à rede elétrica da ilha de São Vicente

Na ferramenta PVsyst foi possível prever que numa área de terreno de 30.000 m² é possível integrar um sistema de aproximadamente 3.000 kWp.

Nestes termos, considerou-se para o Caso 2 uma usina fotovoltaica com potência de ligação de 3.000 kWp.

Foi então possível efetuar a simulação do sistema fotovoltaico na ferramenta PVsyst utilizando os seguintes parâmetros de entrada (Figura 4.7):

- ✓ Potência Instalada: 3.000 kWp;
- ✓ Inclinação dos módulos de 17° e azimute de 0°;
- ✓ 682 colunas e 16 fileiras de módulos fotovoltaicos de 275 Wp policristalino (10.912 módulos);
- ✓ 4 inversores de 700 kW.

Figura 4.7 Parâmetros da Simulação - Caso 2

Simulation parameters					
Collector Plane Orientation		Tilt	17°	Azimuth	0°
Horizon		Free Horizon			
Near Shadings		No Shadings			
PV Array Characteristics					
PV module		Si-poly	Model	CS6X - 275P	
		Manufacturer	Canadian Solar Inc.		
Number of PV modules		In series	16 modules	In parallel	682 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	10912	Unit Nom. Power	275 Wp
Array global power		Nominal (STC)	3001 kWp	At operating cond.	2676 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	506 V	I m pp	5287 A
Total area		Module area	20938 m²	Cell area	19123 m ²
Inverter		Model	Sunny Central 700 MV		
		Manufacturer	SMA		
Characteristics		Operating Voltage	450-820 V	Unit Nom. Power	700 kW AC
Inverter pack		Number of Inverter	4 units	Total Power	2800 kW AC

Fonte: Interface (parcial) do PVsyst.

4.4. Resultados de Geração para os Casos 1 e 2

Uma vez definidas a quantidade de módulos, a topologia elétrica do sistema fotovoltaico e a capacidade dos inversores, foi possível executar o modelo implementado no *software* PVsyst.

Este por sua vez determina através dos dados meteorológicos inseridos, a quantidade de energia solar disponível no plano do gerador fotovoltaico, considerando não somente a radiação direta, como também a difusa e a refletida no plano de apoio dos módulos. O modelo matemático geométrico que é utilizado para aferir sobre a energia solar irradiada incidente em um plano, podendo considerá-la disponível para ser convertida em energia elétrica está descrito por Haberlin (HABERLIN, 2012).

É importante frisar que de forma a traduzir o caráter não firme (intermitente) da fonte solar, e sendo está muito sensível a intempéries por causa das nuvens, o *software* utiliza um mecanismo aleatório gerador de dias chuvosos ou nublados, nos quais a produção fotovoltaica é muito pequena, sendo apenas considerada em maior parte a radiação difusa. Ao final, o programa calcula, levando em conta a janela solar (HABERLIN, 2012), a produção para o primeiro ano de operação da usina.

Nessas premissas, os resultados de produção de energia são apresentados a seguir. Os relatórios completos podem ser encontrados no Apêndice A.

4.4.1. Caso 1 – Usina de microgeração fotovoltaica no teto de um edifício público de ensino

A Tabela 4.3 resume os dados de geração da planta de 19,80 kWp abrangendo o período de um ano. O sistema apresentou uma estimativa de produtividade anual de 34.299 kWh.

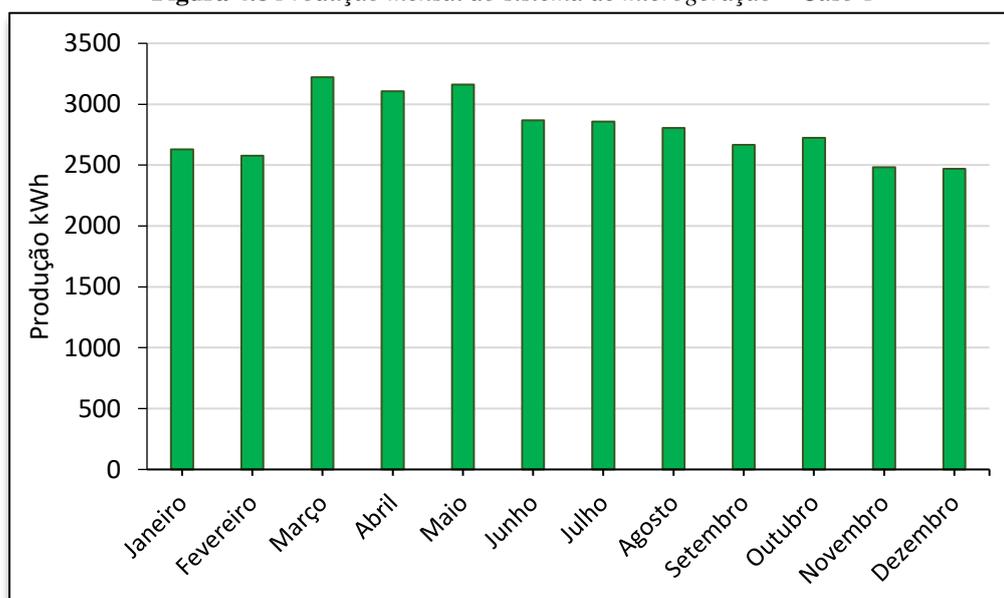
Tabela 4.3 Resultados da simulação – Caso 1

Grandeza (unidade)	Valor
Geração anual (kWh)	34.299
Geração específica (kWh/kWp/ano)	1.732

Fonte: Autoria Própria.

A estimativa de geração mensal necessária para calcular a provável economia feita no mês com a instalação da usina pode ser encontrada na Figura 4.8.

Figura 4.8 Produção mensal do sistema de microgeração – Caso 1



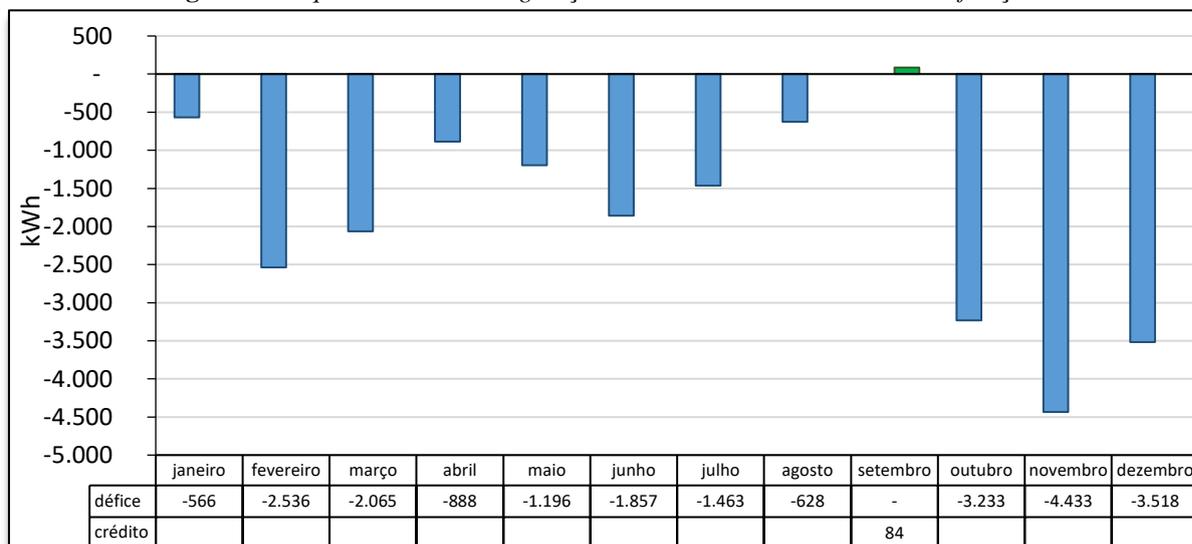
Fonte: Autoria Própria.

Da análise da Figura 4.8, observa-se que os meses com maior produção corresponderiam aos meses de Março e Maio e o mês com menor produção corresponde ao mês de Dezembro.

De forma a se conhecer até que ponto o sistema de microgeração cumpre com as necessidades mensais da ESJAP, elaborou-se a Figura 4.9, subtraindo-se a energia consumida

pele edifício com base nos dados de 2016 energia produzida pelo sistema de microgeração em cada mês.

Figura 4.9 Líquido mensal entre geração do sistema FV e consumo da edificação.



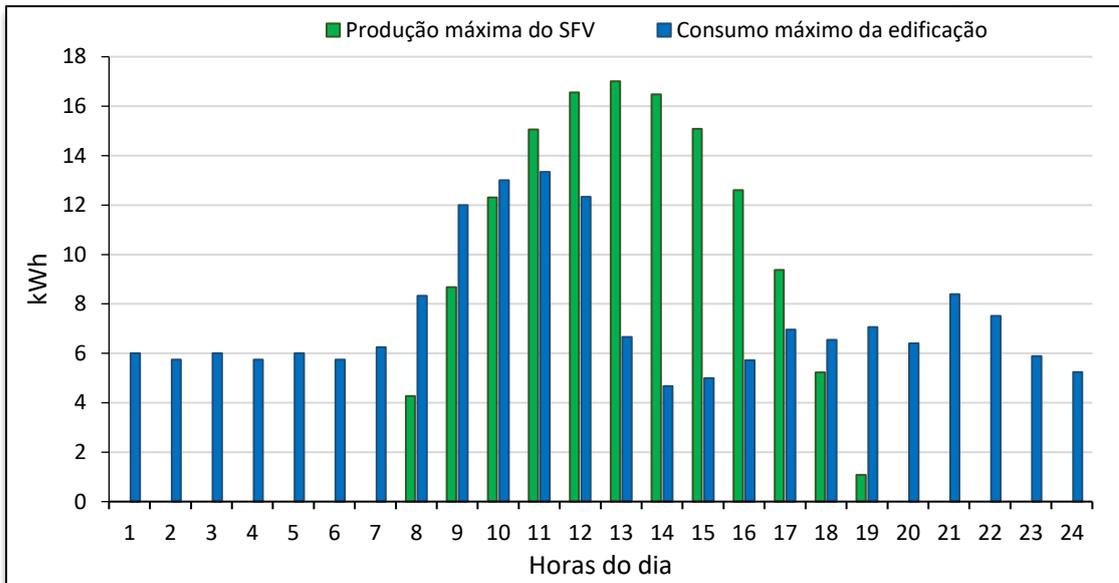
Fonte: Autoria Própria.

Analisando a Figura 4.9, saldo positivo indica que a produção de energia do sistema fotovoltaico é maior que o consumo de energia do edifício, sendo o excesso injetada na rede elétrica, gerando créditos para o consumidor, os saldos negativos representam consumo de energia do edifício maior que a produção de energia do sistema fotovoltaico, utilizando a rede elétrica como complemento para satisfazer o déficit de consumo do Edifício.

Observa-se que apenas o mês de setembro apresentaria saldo positivo por tratar-se de um período de férias letivas, conforme citado anteriormente. Este cenário é justificado pela limitação da potência do sistema de microgeração fotovoltaica imposta pela lei, como consequência não se consegue melhorar o projeto com a solução de aumentar a potência instalada do sistema.

Vale lembrar que, apesar de na análise final de cada mês o consumo sempre ter superado a estimativa de geração com a exceção do mês de setembro, o sistema de compensação tarifária (net-metering) foi utilizado e possibilitaria uma aparente extensão do período de consumo próprio da geração fotovoltaica, tal qual pode ser observado na Figura 4.10 e na Figura 4.11.

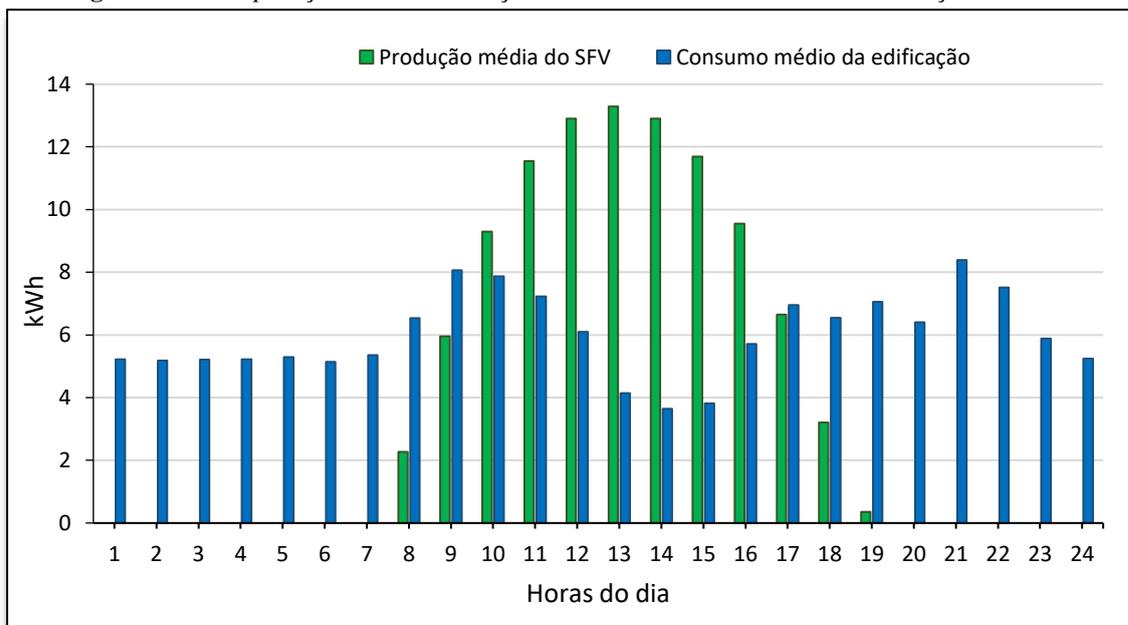
Figura 4.10 Comparação entre a Produção máxima e o consumo máximo da instalação - Caso 1



Fonte: Autoria Própria.

A Figura 4.11 representa a estimativa de produção média mensal do sistema fotovoltaico confrontada ao consumo médio mensal da edificação, indicando que entre as 10h e 16h a produção média de energia seria superior ao consumo, resultando em injeção de energia na rede da concessionária.

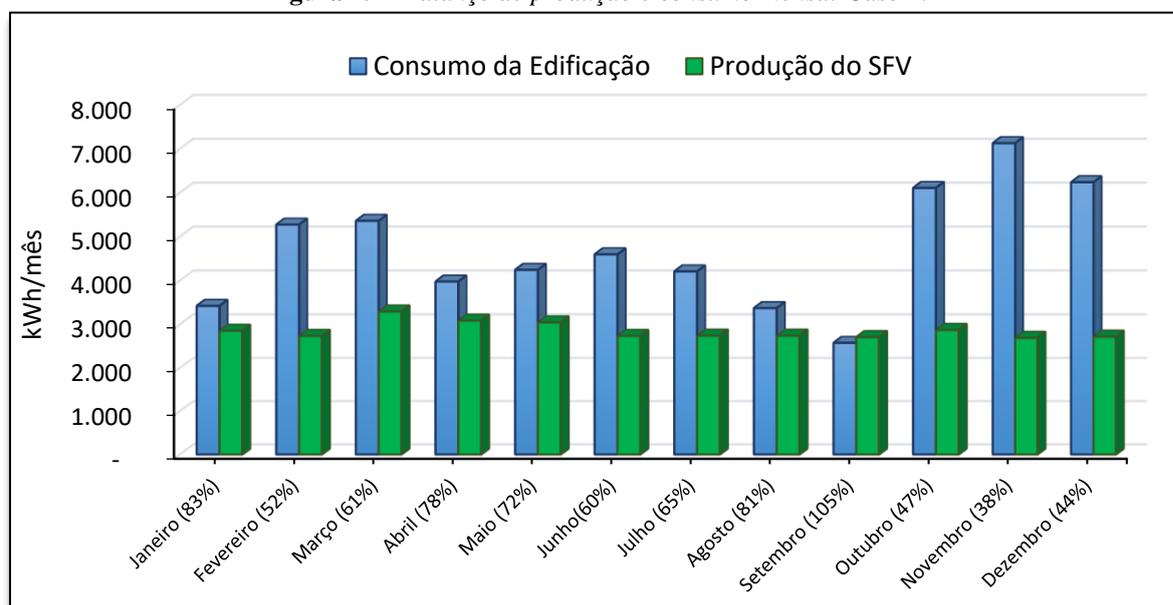
Figura 4.11 Comparação entre a Produção média e o consumo médio da instalação - Caso 1



Fonte: Autoria Própria.

A seguir são apresentados o balanço de produção e consumo, bem como a percentagem da necessidade energética mensal suprida, apresentados na Figura 4.12.

Figura 4.12 Balanço de produção e consumo mensal-Caso 1.



Fonte: Autoria Própria.

Pode-se observar na Figura 4.12, que ao longo de todo o ano a produção do sistema fotovoltaico em relação ao consumo mensal do edifício apresentaria valores superiores a 38%, e o mês de setembro apresentaria a maior contribuição correspondente a 105% do consumo energético mensal do edifício em estudo.

Pela estimativa da geração, a integração do sistema de microgeração de 19,8 kWp representaria uma redução de 61% da energia anual adquirida junto a rede elétrica pela ESJAP e a possibilidade real de revisão do contrato dada a excessiva demanda contratada, mesmo antes da instalação do sistema fotovoltaico.

4.4.2. Caso 2 – Usina Fotovoltaica de grande porte conectada à rede elétrica da ilha de São Vicente

A Tabela 4.4 resume os dados de geração do sistema de 3.000 kWp abrangendo o período de um ano, pode-se constatar que a estimativa de produtividade anual do sistema foi de 5.299.953 kWh.

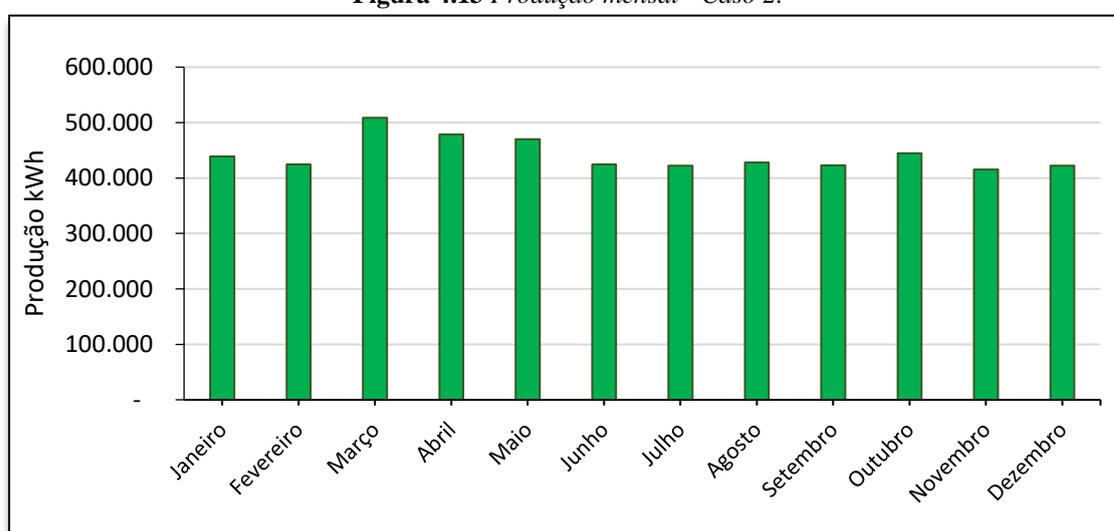
Tabela 4.4 Resultados da simulação - Caso 2

Grandeza (unidade)	Valor
Geração anual (kWh)	5.299.953
Geração específica (kWh/kWp/ano)	1.767

Fonte: Autoria Própria.

A figura 4.13 mostra a estimativa de geração mensal do sistema. Pode-se observar que o mês com maior produção corresponderia ao mês de março e o mês de menor produção corresponderia ao mês de dezembro.

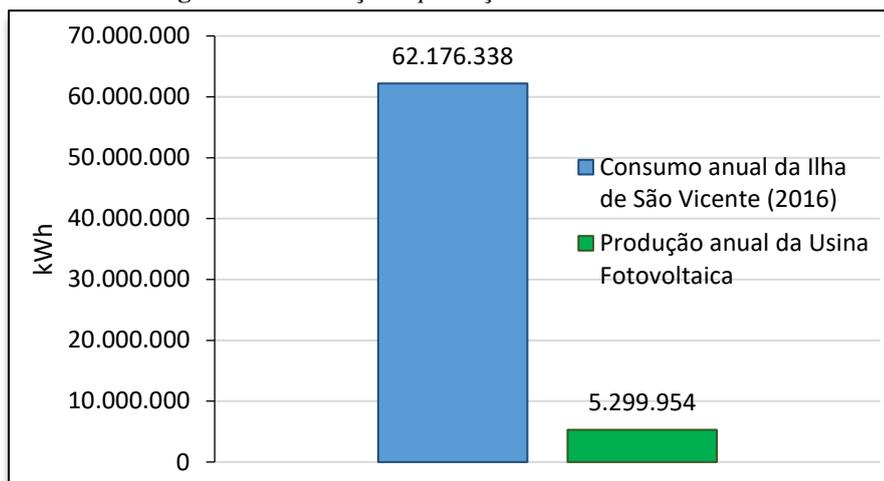
Figura 4.13 Produção mensal - Caso 2.



Fonte: Autoria Própria.

Na figura 4.14 são exibidos os valores da estimativa de geração anual da usina fotovoltaica confrontada com o consumo registrado na ilha de São Vicente para o ano 2016, como já referido neste presente trabalho, no ano 2016 a ilha de São Vicente apresentou um consumo de 62.176.338 kWh de energia elétrica (ELECTRA, 2016).

Figura 4.14 Balanço de produção e consumo – Caso 2.



Fonte: Autoria Própria.

Pela análise dos resultados pode-se observar que a estimativa de geração anual de energia elétrica da usina fotovoltaica é de 5.299.954 kWh/ano, o que representaria aproximadamente 9% da necessidade energética da Ilha de São Vicente, este valor também representaria aproximadamente a necessidade média mensal da ilha que no ano de 2016 foi de 5.173.998 kWh.

4.5. Considerações Finais

Neste capítulo foi apresentada uma sugestão de dimensionamento de dois SFCR, onde foram considerados módulos orientados para o Sul, com uma inclinação igual a latitude local e dispostos para operarem sem obstáculos ou sombras que possam ocasionar perdas na produção de energia. O dimensionamento foi elaborado no PVsyst.

Para o Caso 1 considerou-se um SFCR sob regime de microgeração proposto a ser integrado no teto de um edifício público de ensino. Do ponto de vista energético, o intuito de instalar o sistema de microgeração é de permitir ao consumidor obter um certo grau de autossuficiência energética.

Por outro lado, pretende-se incentivar a implementação de unidades de microgeração fotovoltaica para a produção de energia elétrica em edifícios de ensino em Cabo Verde, bem como aproximar a sociedade das soluções técnicas/económicas no campo do aproveitamento da energia fotovoltaica para a produção de energia elétrica.

Foi considerado um sistema com uma potência instalada de 19,8 kWp em conformidade com quadro legal de Cabo Verde, este sistema representaria 25% da potência contratada do edifício, sua produtividade anual dimensionada corresponderia a 34.299 kWh, e representaria uma redução de 61% da energia anual adquirida junto a rede elétrica.

A análise dos resultados do sistema de microgeração indicou que a produção média de energia seria superior ao consumo, resultando em injeção de energia na rede da concessionária no regime de compensação tarifária (*net-metering*).

Sugere-se uma discussão da restrição legal do nível de potência injetada na rede elétrica por microgeração pois impossibilita a melhoria dos projetos considerando como solução o aumento da potência instalada, representando uma barreira para os possíveis investidores em energia fotovoltaica em regime de microgeração.

Para o Caso 2 considerou-se o dimensionamento de uma usina fotovoltaica de grande porte sob regime geral proposto a ser conectado na rede elétrica da ilha de São Vicente. A sua escolha justifica-se pelos potenciais benefícios que esta modalidade poderá proporcionar ao sistema elétrico da ilha: a redução do investimento em expansão nos sistemas de distribuição e transmissão, baixos impactos ambientais, redução no carregamento das redes, redução de perdas, melhoria nos níveis de tensão e a diversificação da matriz energética, entre outros.

A potência do SFCR do Caso 2 foi calculada com base na área do terreno proposta para a integração da usina, e representou um valor de 3.000 kWp, de acordo com o dimensionamento no PVsyst. A estimativa de produção anual do sistema seria de 5.299.953 kWh e este valor representaria cerca de 9% da necessidade anual da ilha de São Vicente em conformidade aos dados de consumo de energia elétrica registados na ilha no ano de 2016.

No capítulo seguinte serão avaliados os impactos da inserção da usina fotovoltaica (Caso 2) no sistema de energia elétrica da ilha de São Vicente onde será avaliado o efeito da inserção da usina nos perfis de tensão e nas perdas de energia elétrica do sistema elétrico real.

Simulação da Operação da Rede de Distribuição de São Vicente na Presença da Geração Fotovoltaica Proposta

Este Capítulo apresenta uma análise da operação do sistema de distribuição da ilha de São Vicente na presença da usina fotovoltaica de 3.000 kWp proposta no estudo de caso 2 do presente trabalho.

É avaliado o impacto da inserção desta usina na rede e, para isso foi selecionado um *software* voltado para a simulação de sistemas de distribuição de energia elétrica: o *Open Distribution System Simulator* - OpenDSS.

O OpenDSS disponibiliza um modelo para simular sistemas fotovoltaicos, denominado *PVSystem Element Model*, e a partir de dados de irradiação, temperatura e parâmetros do módulo e inversor, pode-se simular a energia gerada para um determinado período de tempo estipulado a partir dos dados introduzidos nas linhas de comando do *software*.

Por fim, as simulações são realizadas no OpenDSS a fim de obter os dados do impacto nos perfis de tensão e nas perdas de energia elétrica do sistema elétrico da ilha de São Vicente.

5.1. O Software de Simulação OpenDSS

O OpenDss é um *software* executável de utilização livre e que tem sido amplamente utilizado para o estudo de sistemas de potência, aplicável ao segmento de distribuição de energia elétrica. Em 1997 foi lançada a sua primeira versão, até então denominado apenas *Distribution System Simulator* – DSS.

O DSS foi adquirido pela *Electric Power Research Institute* – EPRI em 2008, ano em que o OpenDss foi lançado como um *software* com licença de código aberto.

A possibilidade da utilização de recursos analíticos externos ao software, permite que o procedimento de cálculo seja realizado de modo iterativo para a contabilização das perdas técnicas.

Segundo o Manual do Usuário do software (DUGAN, 2016), o OpenDss não é apenas um programa que tem por finalidade executar estudos de fluxo de carga, tendo sido originalmente desenvolvido para analisar a conexão de GD às redes de distribuição.

Sua área de atuação engloba ainda estudos probabilísticos de planejamento, simulação de geradores solares fotovoltaicos e eólicos, estimação de estado na distribuição, estudos de distorções harmônicas.

Atualmente, o OpenDss realiza todos os tipos de análise no domínio da frequência, não suportando simulações de transitórios eletromagnéticos.

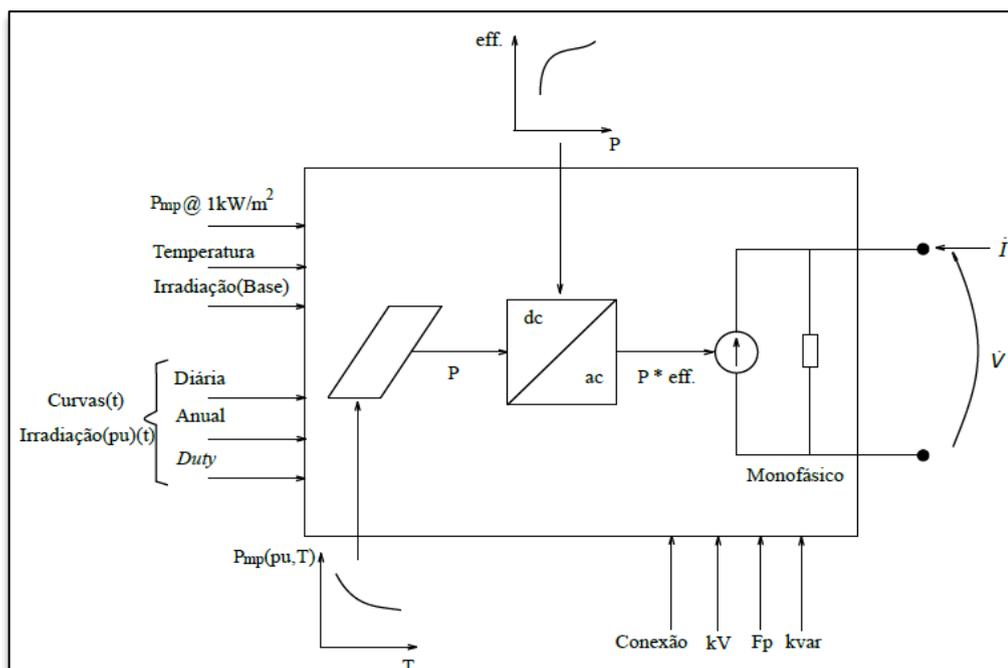
O software dispõe de diversos modos de solução para os estudos de fluxo de carga, que foram adicionados à medida que o programa evoluiu para atender às necessidades específicas dos seus usuários. Entre eles estão o fluxo de potência instantâneo (*Snapshot*), fluxo de potência diário (*Daily Power Flow*), fluxo de potência anual (*Yearly Power Flow*), harmônicos e estudo de faltas.

5.1.1. Modelagem da geração fotovoltaica no OpenDSS

O OpenDSS dispõe de um modelo desenvolvido para simular uma geração fotovoltaica, o *PVSystem Element Model*, que reúne um modelo de gerador e de inversor fotovoltaico em um modelo conveniente para realizar estudos de impacto em sistemas de distribuição. O modelo é representado pela Figura 5.1.

O modelo assume que o inversor é capaz de encontrar o ponto de máxima potência do módulo rapidamente, através da inserção da curva característica de potência versus temperatura do módulo. Isso simplifica a modelagem dos componentes individuais e é adequada para as simulações.

Figura 5.1 Diagrama de blocos do PVSystem Element Model



Fonte: (RADATZ, 2015)

O sistema fotovoltaico é um elemento de conversão de energia, basicamente, o seu modelo apresenta uma potência ativa injetada no ponto de interconexão, $P_{saída}$, que é função da irradiância, temperatura, eficiência do conversor, tensão da rede e da Potência nominal do painel no ponto de máxima potência (Pmp).

A Pmp é definida a uma temperatura selecionada, normalmente igual a 25°C , e uma irradiância de $1,0\text{ kW/m}^2$. O valor da potência na saída do painel em um instante t_0 , $P(t_0)$, é calculado conforme apresentado na Equação 5.1.

$$P(t_0) = Pmp(1\text{ kW/m}^2) \cdot irradiancia(pu)(t_0) \cdot irradiancia(Base) \cdot Pmp(pu,T(t_0)) \quad (5.1)$$

Onde:

- P: Potência na saída do painel;
- Pmp (1 kW/m^2): Potência nominal no ponto de máxima potência;
- irradiância (pu)(t_0): Valor da irradiância em pu no instante t_0 ;
- irradiância (Base): Valor máximo da irradiância no dia selecionado;
- Pmp (pu,T(t_0)): Fator de correção do Pmp em função da temperatura no instante t_0 .

A potência ativa fornecida pelo sistema fotovoltaico é apresentada na Equação 5.2.

$$P_{saida}(t) = P(t).eff (P_{saida}(t)) \quad (5.2)$$

Onde:

- $eff (P_{saida}(t))$: Eficiência do inversor para um dada potência de saída.

A potência reativa é definida separadamente da potência ativa e pode ser especificada como um valor fixo ou em função de um fator de potência fixo. No primeiro caso, o inversor deve tentar manter o valor da potência reativa constante, independentemente do valor presente da potência ativa do painel. No segundo caso, o inversor altera a potência reativa para manter o fator de potência constante. Porém, em ambos os casos a potência reativa diminui quando a potência aparente do inversor é excedida, nesse modo de operação do inversor é dado prioridade a potência ativa.

Na Tabela 5.1 estão os principais parâmetros utilizados para se definir o elemento *PVSystem*.

Tabela 5.1 Parâmetros básicos do elemento *PVSystem*

Parâmetro	Descrição
<i>kV</i>	Tensão de linha nominal em kV
<i>Bus1</i>	Nome da barra que será conectado o seu terminal
<i>kVA</i>	Potência nominal do inversor em kVA
<i>PF</i>	Fator de Potência
<i>irrad</i>	Irradiância (base)
<i>Pmp</i>	Potência nominal no ponto de máxima potência
<i>Temperature</i>	Temperatura nominal
<i>effcurve</i>	Curva de eficiência por potência
<i>P-Tcurve</i>	Potência por temperatura $P_{mp}(p_u, T(t_0))$
<i>Daily</i>	Irradiância diária, Irradiância $(p_u)(t_0)$
<i>Tdaily</i>	Temperatura diária

Curva de Irradiância e Temperatura

Para realizar análises temporais é necessário definir as curvas de irradiância e de temperatura, essas curvas podem ser definidas utilizando os objetos *loadshape* e *tshape* respectivamente.

A seguir são apresentados exemplos de códigos em OpenDSS para se definir as curvas utilizando os objetos *loadshape* e *tshape*, a Figura 5.2 apresenta as seguintes curvas:

- Curva de irradiância com 24 valores, um para cada hora do dia.

```
New Loadshape.MyIrrad npts=24 interval=1  
~ mult=[0 0 0 0 0 0 .1 .2 .3 .5 .8 .9 1.0 1.0 .99 .9 .7 .4 .1 0 0 0 0 0]
```

- Curva de temperatura com 24 valores, um para cada hora do dia.

```
New Tshape.MyTemp npts=24 interval=1  
~ temp=[25, 25, 25, 25, 25, 25, 25, 25, 35, 40, 45, 50 60 60 55 40 35 30 25 25 25  
25 25 25]
```

Curva XY

No modelo é usado o objeto *XYcurve* para descrever duas características do painel fotovoltaico e inversor, a primeira corresponde a curva que descreve o Pmp em função da temperatura e a segunda a eficiência do inversor em função da potência ativa fornecida. A seguir são apresentados exemplos de códigos em OpenDSS para se definir as curvas descritas acima, a Figura 5.2 apresenta as seguintes curvas:

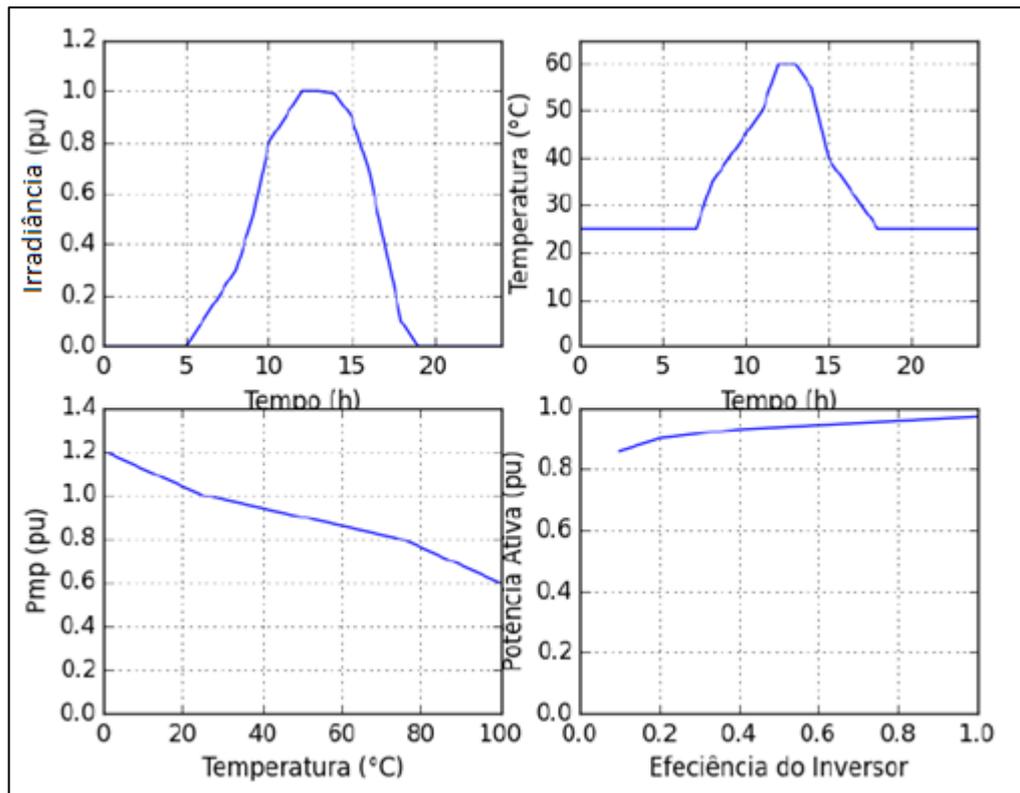
- Curva que descreve o Pmp em função da temperatura.

```
New XYCurve.MyPvsT npts=4  
~ xarray=[0 25 75 100] yarray=[1.2 1.0 0.8 0.6]
```

- Curva que descreve a eficiência do sistema em função da potência ativa fornecida.

```
New XYCurve.MyEff npts=4  
~ xarray=[.1 .2 .4 1.0] yarray=[.86 .9 .93 .97]
```

Figura 5.2 Curvas utilizadas para caracterizar o modelo do sistema fotovoltaico no OpenDSS.



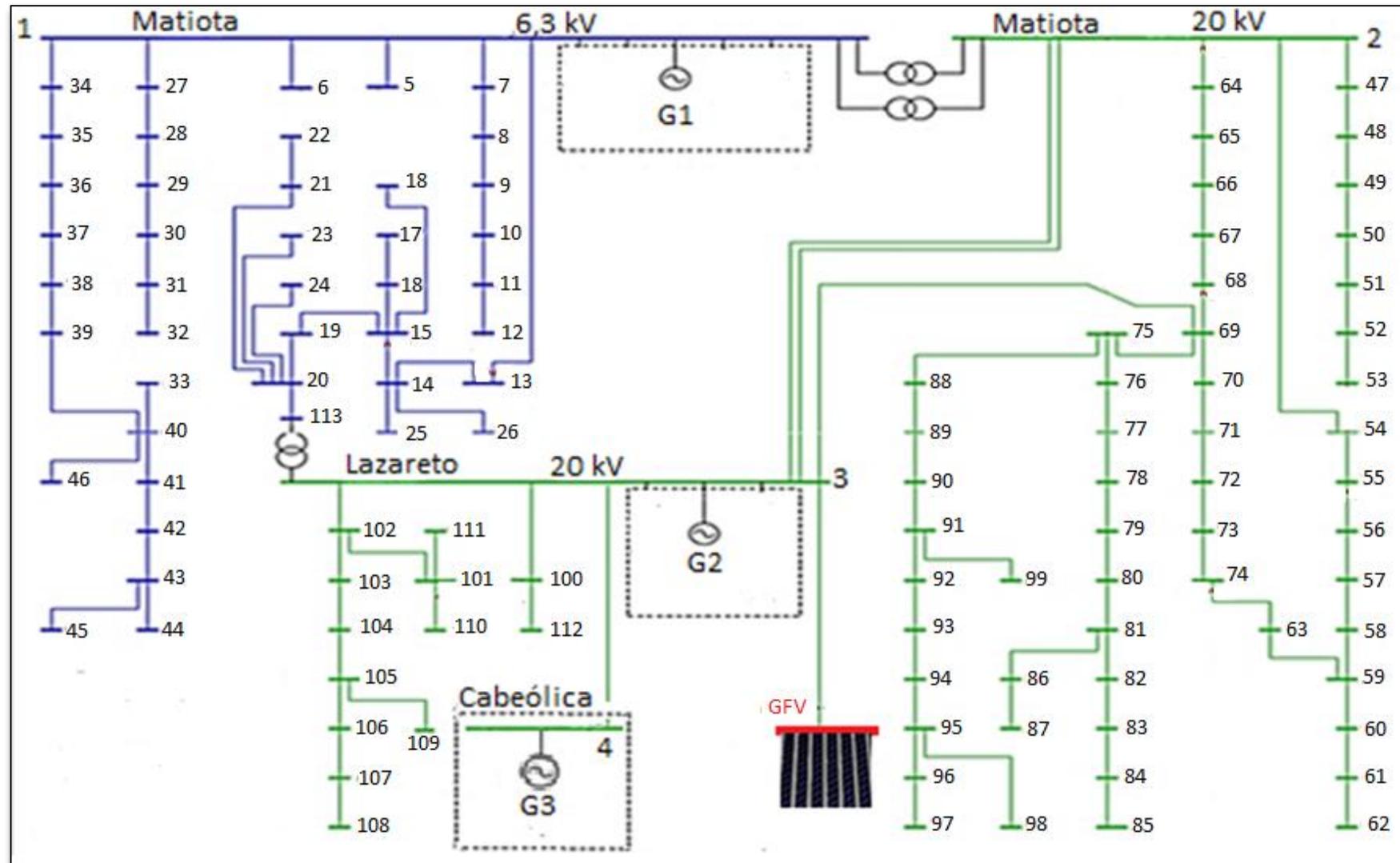
Fonte: Autoria Própria

5.2. Metodologia da Simulação

A Figura 5.3 representa o diagrama unifilar simplificado do sistema elétrico de São Vicente de 113 barras, onde já foi incluída a representação da geração fotovoltaica (GSF) de 3.000 kWp proposta no estudo de Caso 2 do Capítulo 4, conectada respectivamente na barra 3²⁸.

²⁸ Barra 3 está localizada na Zona Industrial do Lazareto perto da localização proposta para a Usina fotovoltaica de 3.000 kWp.

Figura 5.3 Sistema elétrico da ilha de São Vicente simplificado de 113 barras com a usina fotovoltaica proposta



Fonte: Autoria Própria.

Através do diagrama pode-se observar: as barras do sistema, a central da Matiota (Subestação Principal) com uma potência de 13,64 MW (G1), a central do Lazareto com uma potência de 9,30 MW (G2), o parque eólico da Cabeólica com uma potência de 5,95 MW (G3), e as barras de conexão ao resto do sistema.

Ainda é possível identificar as linhas previstas em cada trecho do sistema, no Apêndice B são apresentados os parâmetros de cada uma das linhas utilizadas por unidade de comprimento para o sistema operando na frequência de 50 Hz com dois níveis de tensão de serviço 6,3 kV (Linha Azul) e 20 kV (Linha Verde).

Além das perdas do sistema, é analisado o comportamento dos níveis de tensão ao longo do dia, com a inserção da usina fotovoltaica. Em Cabo Verde ainda não existe regulamentação sobre a qualidade de energia elétrica por isso foi usado essa a avaliação a regulamentação brasileira.

A ANEEL regulamenta os procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) e, através do módulo 8 – Qualidade de Energia Elétrica, apresenta a faixa de classificação de Tensões em Regime Permanente (ANEEL, 2015a). Na Tabela 5.2 são apresentadas as faixas de classificação para os níveis de tensão do sistema simulado, classificadas em adequada, precária ou crítica.

Tabela 5.2 Faixas de Classificação de Tensões – Regime Permanente

Tensão de Atendimento (TA)	Variação da Tensão de Leitura(TL) em relação à Tensão de Referência (TR)
Tensão Nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV	
Adequada	$0,93TR \leq TL \leq 1,05 TR$
Precária	$0,90TR \leq TL < 0,93TR$
Crítica	$TL < 0,90TR$ ou $TL > 1,05TR$
Tensão Nominal inferior a 1 kV	
Adequada	$0,92TR \leq TL \leq 1,05 TR$
Precária	$0,87TR \leq TL < 0,92TR$ ou $1,05TR < TL \leq 1,06TR$
Crítica	$TL < 0,87TR$ ou $TL > 1,06TR$

Fonte: (ANEEL, 2015B)

5.2.1. Dados da Simulação

A simulação foi realizada com os dados fornecidos nos documentos da ELECTRA, e dissertações referentes ao tema. O sistema simplificado para a simulação é composto por:

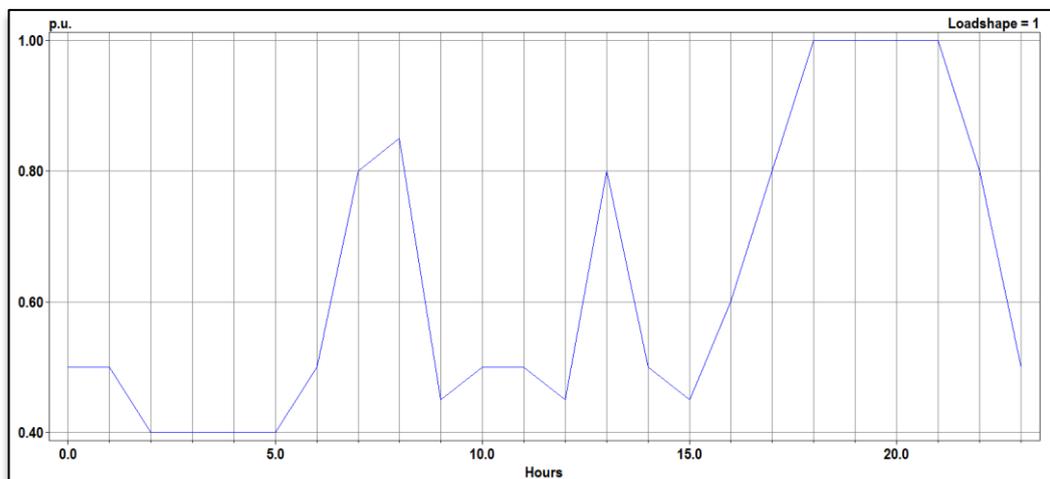
- Cargas trifásicas balanceadas;
- 113 Barras
- Três transformadores trifásicos de distribuição;
- Linhas trifásicas aéreas e ramais trifásicos;
- Geradores de energia.

Os respectivos dados de cada elemento do sistema elétrico da ilha de São Vicente usados para a simulação no OpenDSS estão descritos no Apêndice B. Para a simulação foi utilizado o modo diário com simulações de 24 horas e passos de uma hora.

Uma vez determinado o modo temporal a ser utilizado na simulação, deve-se determinar as curvas que serão características de cada carga e cada gerador do sistema.

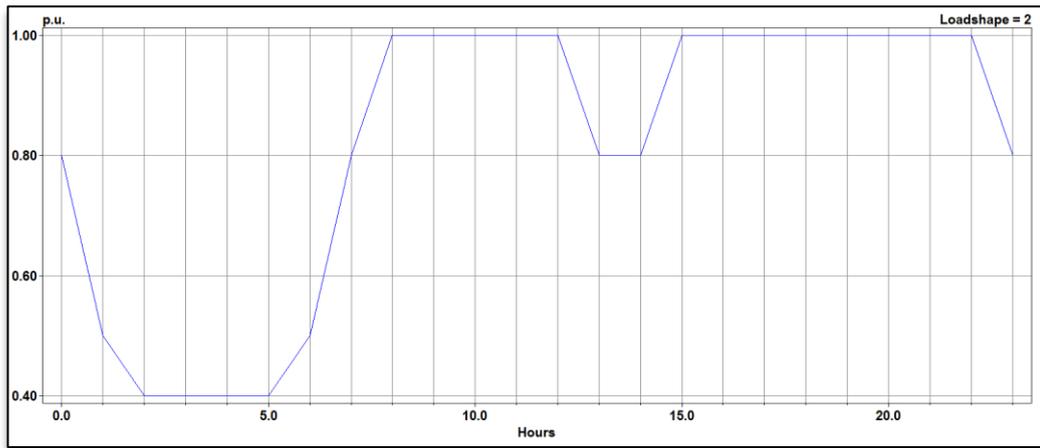
A seguir são apresentadas as curvas de cargas diárias na Figura 5.4 (Residencial), -Figura 5.5 (Comercial) e na Figura 5.6 (Industrial) e as curvas das gerações diárias de acordo com a Figura 5.7 e Figura 5.8, típicas da ilha de São Vicente obtidas da dissertação de Torres (TORRES, 2010), os gráficos são dados em potência em pu (por unidade) pelo período de um dia, o Apêndice B apresenta os dados das cargas e das gerações.

Figura 5.4 *Curvas de Carga Residencial*



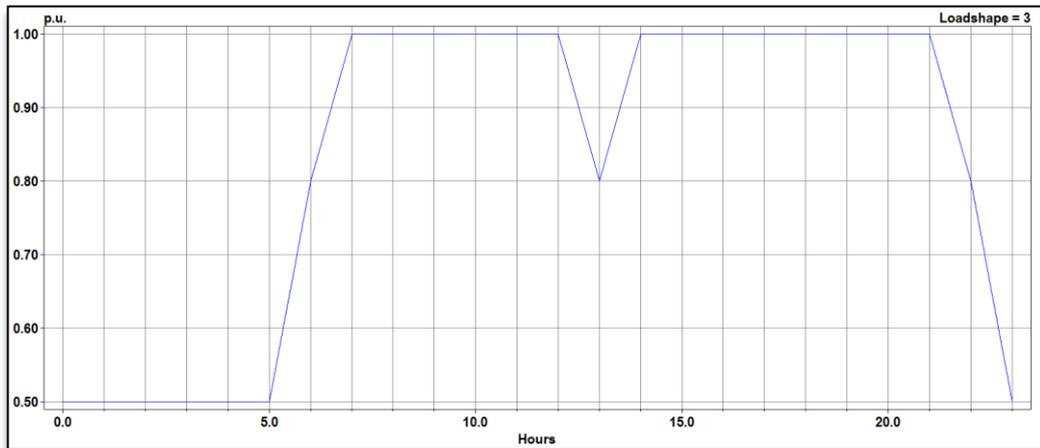
Fonte: (TORRES, 2010), Interface parcial do OpenDSS.

Figura 5.5 *Curvas de Carga Comercial.*



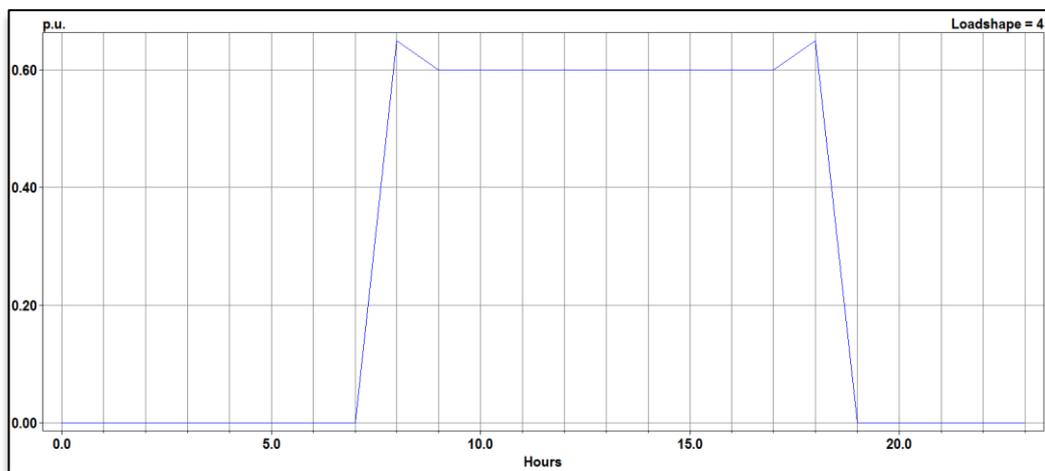
Fonte: (TORRES, 2010), Interface parcial do OpenDSS.

Figura 5.6 *Curvas de Carga Industrial.*



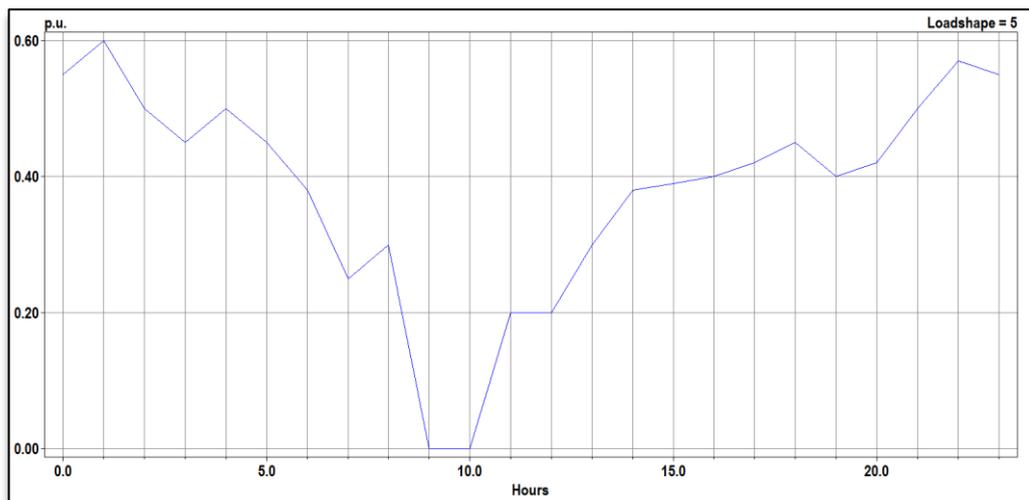
Fonte: (TORRES, 2010), Interface parcial do OpenDSS.

Figura 5.7 *Curvas Geração da usina do Lazareto*



Fonte: (TORRES, 2010), Interface parcial do OpenDSS.

Figura 5.8 *Curvas Geração da usina da Cabeólica*



Fonte: (TORRES, 2010), Interface parcial do OpenDSS.

A rede de distribuição é modelada no OpenDSS através de scripts, visto que o *software* atua por linhas de comando e a interface gráfica é utilizada apenas para a exibição dos resultados.

Com o auxílio do Manual do Usuário do OpenDSS (DUGAN, 2016), da dissertação do Paulo Radatz (RADATZ, 2015) e do tutorial básico (ANDRADES et al, 2015) foi possível modelar o sistema e realizar as simulações imprescindíveis para a análise do presente trabalho.

Quando a análise do fluxo de potência é concluída, pode-se retirar como resultados: as perdas, as tensões, o fluxo de energia e outras informações. Estes são disponíveis para o sistema como um todo, cada componente e, em certas áreas pré-definidas. Neste presente trabalho serão analisados os resultados das perdas e das tensões durante 24 horas de operação do sistema.

5.2.2. Procedimentos da Simulação

Dois cenários diferentes foram elaborados para analisar o impacto da geração fotovoltaica no sistema de distribuição da ilha de São Vicente. O primeiro cenário é uma simulação do sistema sem geração fotovoltaica (Sem GFV), o segundo consiste em uma simulação do sistema com a inserção da usina fotovoltaica de 3.000 kWp (Com GFV). Em cada um dos cenários descritos a seguir serão analisados a variação de tensão e de perdas de potência do circuito.

a) Cenário I – Sem GFV

O primeiro cenário consiste na simulação do sistema sem a inserção de nenhum tipo de geração fotovoltaica.

Desta maneira, foi atribuído as curvas de cargas diárias às cargas do circuito, cada usina foi atribuída a sua respectiva curva de geração, conforme foram descritas anteriormente no item 5.2.1, todas as cargas foram consideradas trifásicas balanceadas.

Um monitor de tensão foi alocado na barra 3 do sistema onde será conectada a usina de modo que seja possível observar as variações de tensão.

Com o sistema modificado desta maneira é possível realizar comparações e análises entre os cenários, visto que os circuitos serão simulados com os mesmos parâmetros. Para este cenário serão apresentadas as tensões máximas e mínimas em cada horário do dia, as tensões na Barra 3 e as perdas totais do sistema. O objetivo é analisar como o sistema comporta-se sem inserção de geração fotovoltaica.

b) Cenário II – Com GFV

Este cenário corresponde a instalação da usina fotovoltaica com potência nominal de 3.000 kWp localizada na barra 3 do sistema. Esta barra foi escolhida por estar geograficamente perto da localização proposta para a usina.

De acordo com o referido no item 5.1.1, na modelagem do sistema fotovoltaico no OpenDss foram fornecidas as curvas de irradiância, temperatura e eficiência de acordo com as características do sistema fotovoltaico proposto, em concordância com as curvas apresentadas no item 5.1.1.

Assim foi possível simular a usina fotovoltaica no OpenDSS com os seguintes elementos:

- Sistema fotovoltaico trifásico com tensão 20 *kV* conectado na barra 3;
- Potência nominal do painel de 3000 *kW* especificada para uma temperatura de 25 °C e uma irradiância de 1, 0 kW/m² e um fator de potência unitário;

Desta forma foi possível analisar os impactos da usina fotovoltaica no sistema. Foram mantidos os critérios de análises e de instalações do cenário anterior.

5.3. Resultados

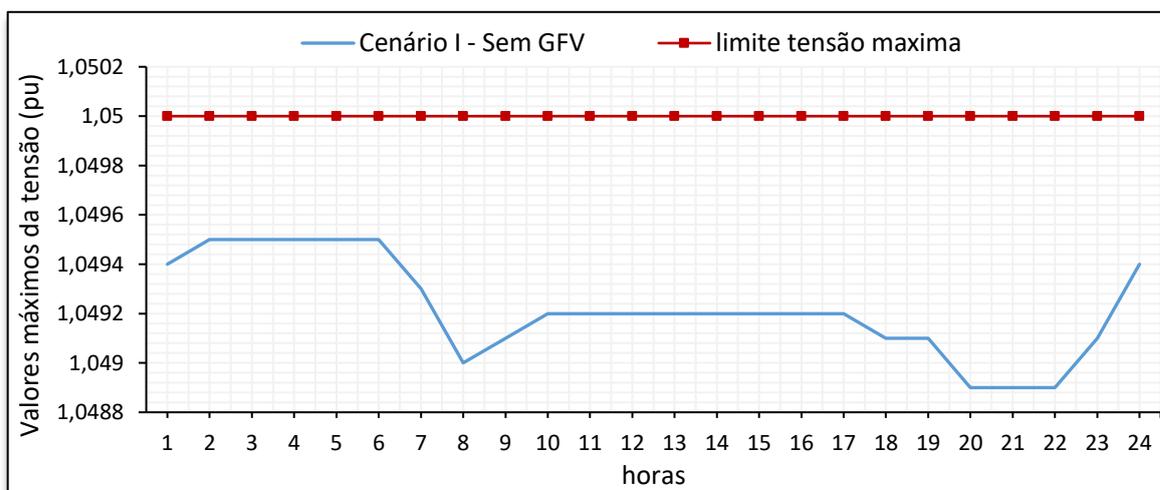
Nesta seção serão apresentados os resultados obtidos das simulações feitas em cada um dos cenários descritos anteriormente através do software OpenDSS. Serão observadas a variação na tensão e as perdas ativas de energia.

a) Cenário I – Sem GFV

Antes de inserir o sistema fotovoltaico no sistema de distribuição em estudo, é necessário observar o que acontece com este antes. A seguir estão apresentados os resultados obtidos na simulação em OpenDSS sem a inserção da usina fotovoltaica proposta.

A Figura 5.9 apresenta os valores das tensões do sistema em cada hora do dia. As tensões estão dadas em pu.

Figura 5.9 Tensões máximas do sistema – Cenário I.

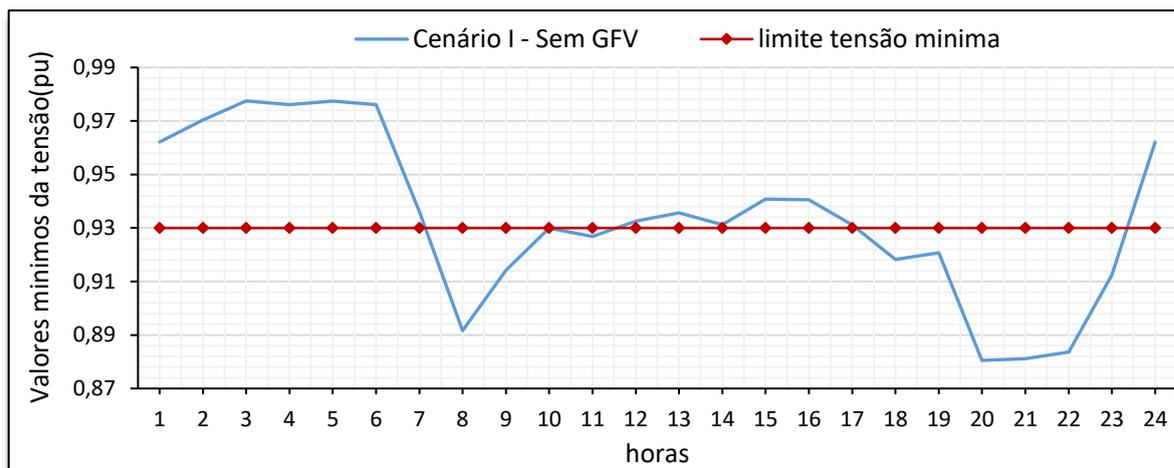


Fonte: Autoria Própria.

Observa-se que no sistema as tensões máximas ao longo do dia se mantêm dentro dos padrões de funcionamento adequado regulamentado pelo PRODIST (1,05 pu). A rede por si só já apresenta um bom comportamento em relação ao nível máximo de tensão em nenhum momento é ultrapassado o valor da tensão máxima permitida.

A Figura 5.10 apresenta os valores das tensões mínimas de todo sistema em cada hora do dia.

Figura 5.10 Tensões mínimas do sistema – Cenário I.

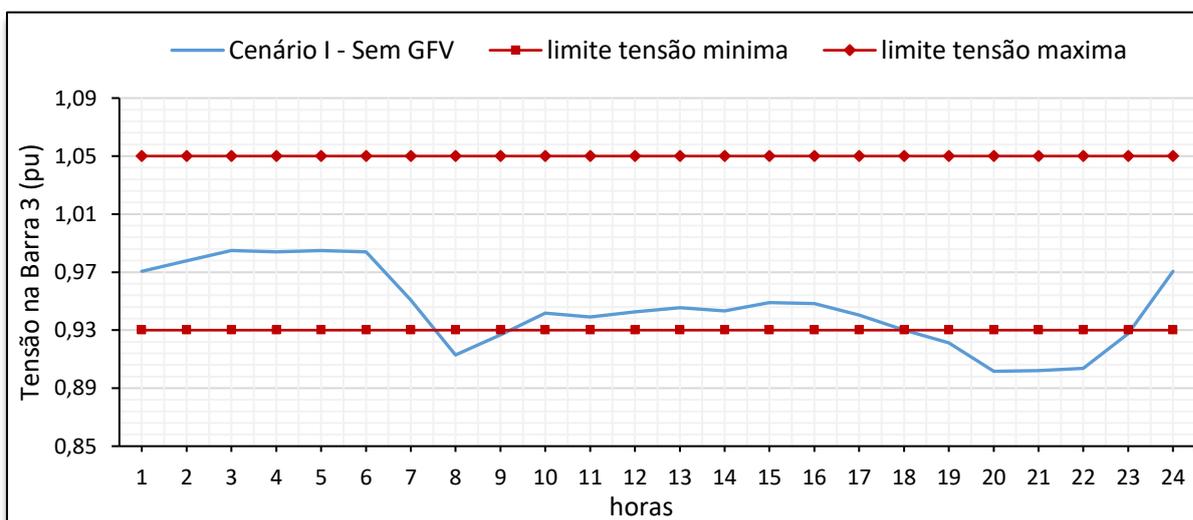


Fonte: Autoria Própria.

É possível perceber que em algumas horas do dia, o limite inferior regulamentado pelo PRODIST (0,93 pu) é violado.

No cenário sem a inclusão da GFV é importante conhecer a tensão no ponto onde será conectado a usina. Portanto, o comportamento da tensão diária na barra 3 é apresentado na Figura 5.11.

Figura 5.11 Tensões máximas na Barra 3 – Cenário I.



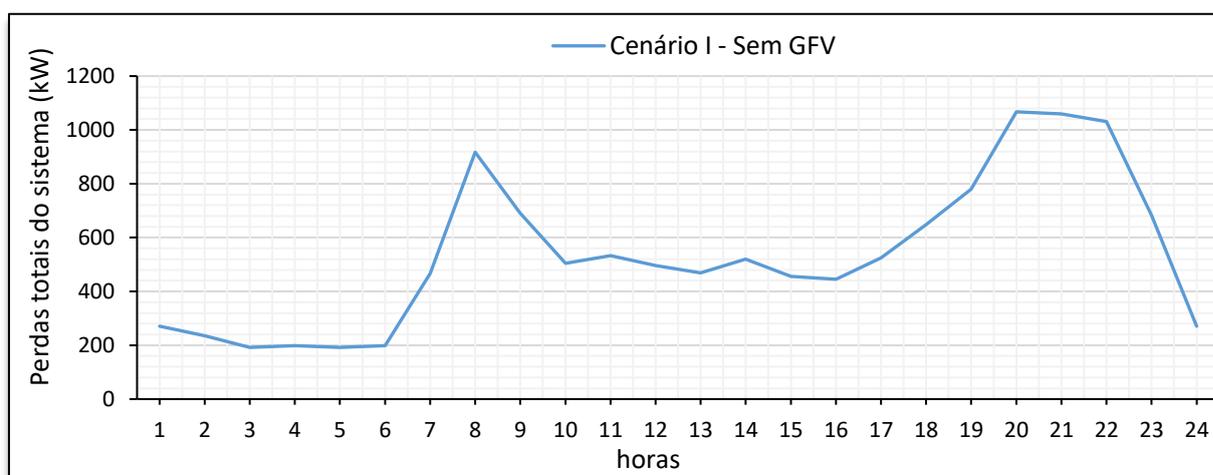
Fonte: Autoria Própria.

Pode-se perceber claramente uma queda de tensão na barra 3, em algumas horas do dia o limite inferior de 0,93 pu estabelecido pelo PRODIST foi violado. Esse fato se deve a variação das cargas e da geração ao longo do dia.

O *OpenDSS* fornece também as perdas ativas de energia discriminadas por classe de tensão, por segmento de linha (monofásicas, bifásicas ou trifásicas, sequência zero, positiva e negativa) e nos transformadores. O *software* tem sido amplamente utilizado para a estimativa das perdas técnicas em sistemas de distribuição.

A Figura 5.12 demonstra as perdas ativas de energia totais no sistema de distribuição para as diferentes horas do dia. No sistema analisado, as perdas nas linhas variaram entre 192 kW e 1067 kW.

Figura 5.12 Perdas totais do sistema – Cenário I..



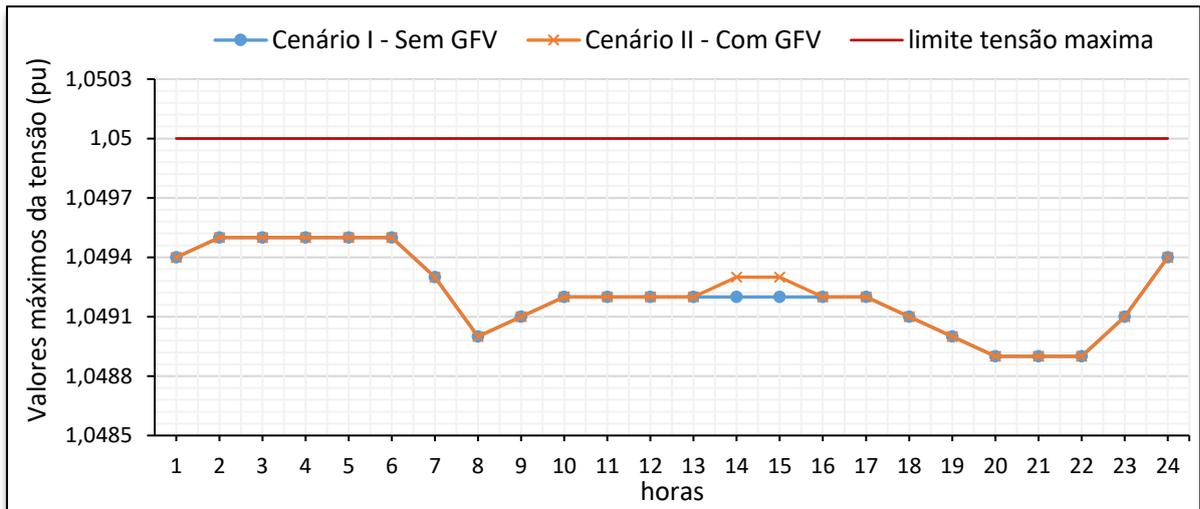
Fonte: Autoria Própria.

Esses resultados da simulação para tensões e perdas totais do sistema são utilizados para comparar com o caso na qual é conectado a usina fotovoltaica. Vale notar que a usina é conectada em uma barra com tensões equilibradas.

b) Cenário II – Com GFV

A Figura 5.13 apresenta os valores das tensões máximas em cada hora do dia no sistema de distribuição da ilha de São Vicente com a comparação do caso sem injeção fotovoltaica e com injeção fotovoltaica. As tensões estão dadas em pu. As condições de simulação são as mesmas para os dois cenários.

Figura 5.13 Tensões máximas do sistema.

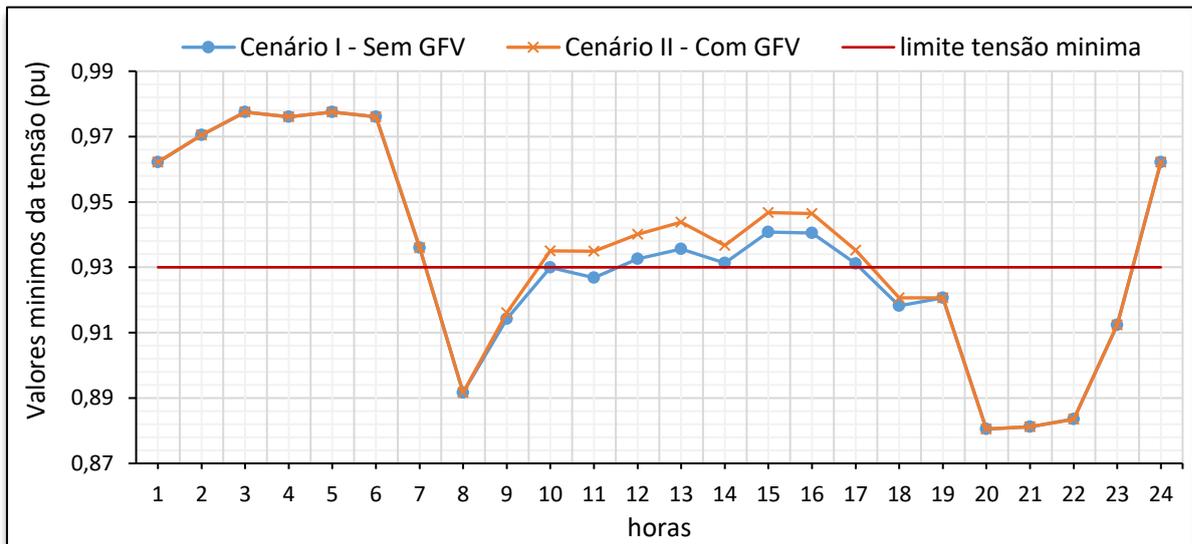


Fonte: Autoria Própria.

Percebe-se que ao longo do dia quase sempre o perfil de tensão foi igual nos dois cenários, com exceção do intervalo das 13h às 16h onde o cenário II apresentou melhores valores de tensões dentro do padrão adequado.

A Figura 5.14 ilustra o comportamento das tensões mínimas ao longo do dia para os dois cenários em estudo.

Figura 5.14 Tensões mínimas do sistema.



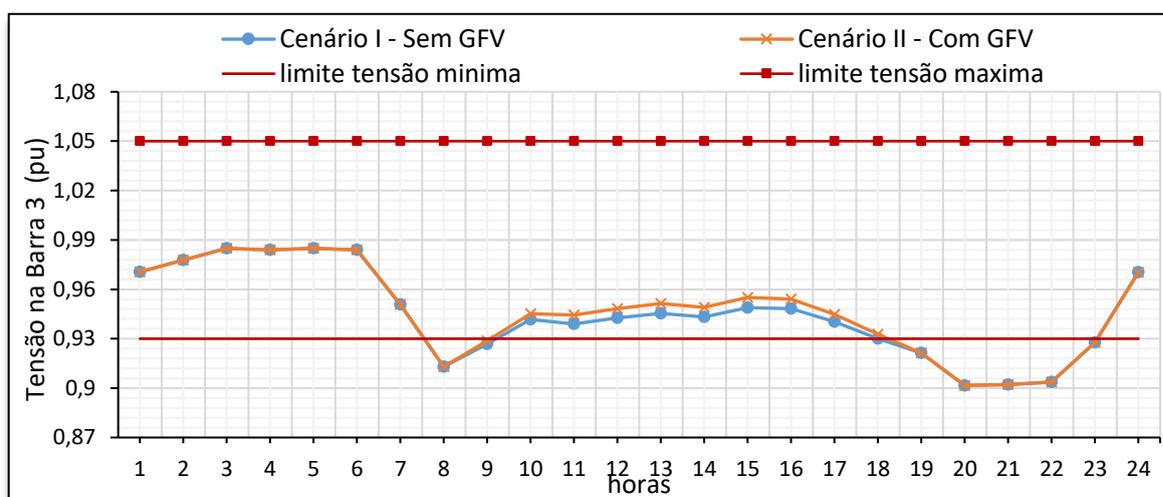
Fonte: Autoria Própria.

Pode-se perceber uma variação das tensões, entre aproximadamente 8 h e 19 h, a inserção da usina fotovoltaica provocou um pequeno aumento nos níveis das tensões mínimas do sistema.

Em alguns horários do dia, onde a rede estava funcionando em modo precário com a inserção da GFV passou a funcionar em modo adequado.

A Figura 5.16 demonstra o impacto da usina fotovoltaica no nível de tensão da barra 3 do sistema.

Figura 5.15 Tensões máximas na Barra 3..

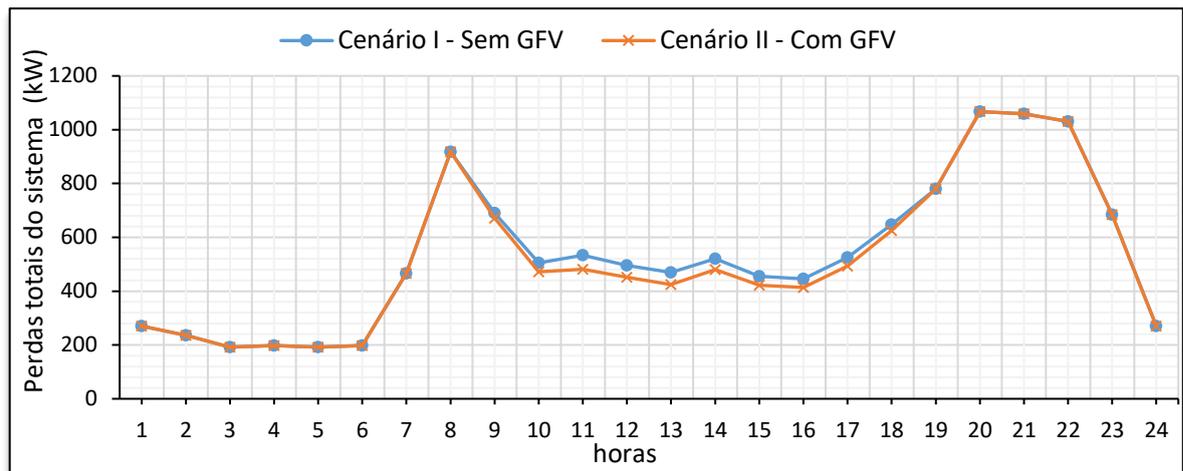


Fonte: Autoria Própria.

Constata-se um ligeiro aumento do nível de tensão na barra 3 do sistema com a inserção da GFV. O maior valor do aumento do nível de tensão na barra 3 foi de 1%.

A Figura 5.17 apresenta os valores das perdas totais do sistema estabelecendo uma comparação entre os dois cenários simulados.

Figura 5.16 Perdas totais do sistema..



Fonte: Autoria Própria.

No intervalo de tempo que a usina injeta energia na rede é possível perceber que há uma redução nas perdas horarias nas diferentes horas analisadas ao longo do dia. A maior redução nas perdas do sistema para o cenário com inserção da GFV foi aproximadamente 10 %.

5.4. Considerações Finais

Neste capítulo foi desenvolvido um estudo sobre a conexão da usina fotovoltaica de 3.000 kWp no modelo da rede de distribuição real em operação na Ilha de São Vicente, Cabo Verde. Basicamente, este sistema é composto por uma rede de distribuição de 113 barras.

A rede foi simulada com o auxílio do programa OpenDSS. Foram feitas algumas análises que mostram o comportamento dos perfis da magnitude das tensões e das perdas de energia do sistema, considerando a aplicação da usina de 3.000 kWp alocada na barra 3, analisando dois cenários.

No primeiro cenário foi feita a simulação da rede sem a presença da geração fotovoltaica proposta, de forma a conhecer as características dos parâmetros propostos no estudo e no segundo cenário avaliou-se a simulação da rede na presença da usina fotovoltaica estabelecendo a comparação do cenário sem usina fotovoltaica. Pela avaliação dos resultados pode-se constatar um pequeno aumento dos níveis de tensão nas barras e sem violar os limites de funcionamento adequado do sistema e constatou-se uma redução das perdas totais do sistema (cerca de 10% no melhor caso).

Cabe ressaltar que se tivesse realizado um estudo sobre a alocação da usina talvez os impactos seriam notórios, mas isso está fora do escopo deste trabalho.

Análise Financeira

A energia solar fotovoltaica pode desempenhar um papel muito importante, tendo em conta as potencialidades do sol como fonte de energia limpa, abundante e sem custo.

Apesar do sol estar totalmente disponível e a custo zero, as tecnologias para a sua transformação em eletricidade acarretam um determinado custo. Esse custo deve ser considerado no momento de decidir se a energia solar fotovoltaica é ou não a melhor opção. Assim, o custo da eletricidade produzida deve ser avaliado tendo por base um método comum que permita a obtenção de dados comparáveis e permita uma melhor tomada de decisão.

A partir dos resultados de produção de energia dos SFCR dos casos de estudo considerados neste trabalho, bem como os custos de implantação e dos componentes utilizados nas usinas, foi possível por meio de um fluxo de caixa avaliar, através de recursos de matemática financeira, se a implantação dos sistemas propostos é ou não atrativa.

Em seguida, realizou-se a análise de sensibilidade com o objetivo de verificar o comportamento de algumas figuras de mérito utilizadas para avaliar a atratividade de investimento para cada caso.

6.1. Modelo Econômico

Para a avaliação da atratividade do investimento foram usados os conceitos de Valor Atual Líquido (VAL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e o Tempo de Retorno do Investimento (TRI).

➤ Valor Atual Líquido (VAL)

O VAL é a diferença entre as entradas (receitas) e saídas (investimento) de dinheiro devidamente atualizados durante toda a vida útil do empreendimento, e que pode ser exemplificado da seguinte expressão (6.1):

$$VAL = \sum_{j=1}^n \frac{R_{lj}}{(1+i)^j} - I_t \quad (6.1)$$

Sendo: (n) corresponde à vida útil em anos do empreendimento; (R_{lj}) é a receita líquida que se obtém para o ano j ; (I_t) é o investimento total atualizado para o ano 0; (i) é a Taxa da atualização.

Relativamente à receita líquida, esta calcula-se pela diferença entre a Receita Bruta do ano j , (R_j) e os custos de exploração do ano j de acordo com a expressão (6.2).

$$R_{Lj} = R_j - C_{ej} \quad (6.2)$$

Relativamente aos custos, estes podem ser agrupados da seguinte forma:

- Investimento Inicial: Corresponde à soma do preço de todos os equipamentos, custos do projeto (estudo e implementação), das infraestruturas, e dos equipamentos.
- Operação e Manutenção (O&M): Estas despesas referentes às operações de verificação do correto funcionamento do sistema, e substituição de equipamentos que manifestem algum mau funcionamento.

Temos então (BARBOSA, 2013):

- Se o valor for positivo ($VAL > 0$), o projeto será economicamente viável, porque permite cobrir o investimento, gerar a remuneração exigida pelo investidor (o custo de oportunidade) e ainda excedentes financeiros;
- O caso em que VAL é nulo ($VAL = 0$) é o caso limite em que o investidor ainda recebe a remuneração exigida;
- Quando VAL é negativo ($VAL < 0$), o projeto é considerado economicamente inviável.

A regra de decisão será a de aceitar apenas os projetos em que $VAL > 0$, pois nesse caso o projeto poderá gerar benefícios em valor que permitirão recuperar os recursos aplicados.

➤ **Taxa Interna de Retorno (TIR)**

TIR é a taxa de atualização do projeto que dá o VAL nulo, quanto maior a TIR, melhor e mais lucrativo será o projeto. Assim, tem-se a máxima taxa de atualização permitida por um projeto para que ele possa ser considerado viável.

Aqui é encontrado um critério adicional e complementar para a análise financeira de projetos, além do VAL ser superior a zero, a TIR deve ser maior que a taxa de atualização considerada. Assim sendo, de acordo com a Equação (6.3):

$$0 = \sum_{j=1}^n \frac{R_j}{(1+TIR)^j} - I_t \quad (6.3)$$

➤ **Tempo de Retorno do Investimento (TRI)**

O TRI ou “*Payback*” é o período de tempo necessário até à recuperação do capital investido (BARBOSA, 2013). Isto acontece quando:

$$\sum_{j=1}^p \frac{R_j}{(1+i)^j} \geq I_t \quad (6.4)$$

A utilização do modelo econômico para determinar a análise financeira de um sistema leva em consideração um conjunto de parâmetros. Dos conceitos de VAL, TIR e TRI, apresentados no ponto anterior, pode-se constatar parâmetros como por exemplo, o investimento, taxa de atualização, custos de operações e manutenção, e ainda a vida útil do projeto de energia em análise.

No entanto, é possível constatar que, em alguns casos, outros parâmetros são também considerados, atendendo a delimitação do projeto estudado. Assim, preferiu-se incluir, também as influências governamentais Cabo-verdiana, nomeadamente, os incentivos atribuídos aos projetos de energia renovável conforme referido no item 3.2 para cada caso em estudo.

➤ **Investimento**

O investimento realizado no sistema de energia fotovoltaica inclui, segundo a EPIA (EPIA, 2011), os seguintes componentes: (i) módulos fotovoltaicos, um dos principais componentes do custo do sistema elétrico fotovoltaico, sendo que em 2010 representava entre 40-60% dos sistemas fotovoltaicos, (ii) inversores, (iii) estrutura de fixação para montagem, suporte e conexão dos módulos e ainda (iv) custos de instalação incluindo custos como planejamento, desenvolvimento e gestão do projeto, ou ainda custo de construção e conexão à rede.

➤ **Taxa de atualização**

A taxa de atualização é a taxa a que os investidores pretendem ver remunerado um determinado investimento e varia de acordo com as circunstâncias, localização e o período de tempo em análise. Foi considerado nestas análises um valor de 10% ao ano como piso da Taxa de atualização. Este valor é o mais comum utilizado pelos investidores para a remuneração do investimento.

➤ **Custo de Operação e Manutenção (O&M)**

Os custos de operação e manutenção variam de acordo com as condições locais da instalação, segundo realça Darling, et al., (DARLING, 2011). Por exemplo, nas áreas poeirentas ou com queda de neve, a limpeza dos painéis será mais frequente. Adicionalmente deverá ser considerado o custo de substituição dos inversores, tendo em conta que a vida útil dos inversores é menor do que os módulos fotovoltaicos, normalmente substituídos de 10 em 10 anos, ou ainda o custo do terreno onde é instalada a central fotovoltaica. Foi considerado 1% do investimento inicial.

➤ **Taxa de degradação**

A taxa de degradação do sistema, segundo Branker, et al., (BRANKER, 2011), representa a percentagem de diminuição na produção de energia ao longo do tempo de funcionamento. O processo de degradação gradual ocorre devido as condições meteorológicas, oxidação e corrosão, bem como devido à qualidade de produção das células, o tipo de célula solar utilizado e ainda o nível de produção de eletricidade. Sendo um fator de diferenciação entre fabricantes, que definem várias formas de garantir a produção de energia através de seus produtos, optou-se por definir para ambos os casos em estudo uma taxa de degradação anual constante de 0,75%, de forma a não atrelar os resultados a um fabricante específico.

➤ **Vida útil**

As avaliações económicas e financeiras dos sistemas solares fotovoltaicos consideram normalmente a vida útil sobre a qual recai a garantia do produtor entre 20 a 25 anos.

➤ **Opção de crédito para financiamento**

Foram consultadas as instituições financiadoras em Cabo Verde tais como, Banco Comercial do Atlântico (BCA), Caixa Económica e Novo Banco para ter conhecimento das linhas de crédito ofertadas. Nenhuma destas instituições possuía em suas linhas de empréstimo algum programa de financiamento específico para sistemas fotovoltaicos.

Optou-se então em adotar um financiamento do Banco Comercial do Atlântico, que seria a linha de crédito que poderia adaptar-se as características dos investimentos propostos. A Tabela 6.1 resume as considerações dessa linha de crédito:

Tabela 6.1 *Resumo das condições de crédito da linha de financiamento do BCA*

Linha	Tx. Juros Nominal	Prazo	Carência	Valor Mínimo
BCA	14%	Até 7 anos	-	-

Fonte: Banco Comercial do Atlântico (BCA).

Essa linha de crédito destina-se a grandes investidores como para pequenos investidores com a possibilidade de financiamento de até 80% do capital a investir. Está previsto nesta modalidade de financiamento o reembolso do capital financiado em duas prestações apenas nos dois últimos anos do prazo máximo estabelecido de 7 anos.

6.2. Metodologia da Análise Financeira

Utilizou-se a plataforma Excel para implementar o modelo proposto, por ser a ferramenta de cálculo mais acessível aos interessados em analisar seu próprio projeto. Além de as funções de matemática financeira estar disponíveis e o programa dispor de uma interface bem amigável e conhecida pela maioria dos usuários.

a) Considerando a usina de microgeração fotovoltaica no teto de um edifício público de ensino (Caso 1)

Numa primeira análise são tratados os efeitos econômicos que o sistema de compensação tarifária (*Net-metering*) produz na instituição de ensino, compara-se a situação específica em que a instituição de ensino instala o sistema de microgeração fotovoltaica proposto e outro que opta por não o fazer.

Posteriormente partindo da potência elétrica do sistema de microgeração fotovoltaica proposto de 19,8 kWp, foi feito uma estimativa do investimento inicial considerando o custo do Wp instalado do sistema fotovoltaico de 1,8 €/Wp²⁹. Para o preenchimento da planilha foram considerados os seguintes fatores:

- Investimento Inicial = 35.640 €;
- Custo da Energia= 0,185 €/kWh (tratando-se de um edifício com um contrato de energia na MT a tarifa base sujeita é de 0,185 €/kWh);
- Considerou-se a isenção do IVA de acordo com os incentivos a microgeração fotovoltaica em Cabo Verde disposto no item 3.2;
- Custo de Operação e Manutenção anual (O&M) = 1% do investimento inicial;
- Taxa de degradação anual = 0,75%;
- Taxa de atualização do Fluxo de Caixa = 10% a.a.;
- Horizonte do fluxo de caixa = 25 anos.

A avaliação da atratividade do investimento foi feita com base no VAL, TIR e TRI, considerando uma primeira alternativa em que a instituição pública de ensino investiu seu próprio dinheiro sem recorrer a nenhuma opção de crédito para financiamento. Depois foi avaliado outra alternativa em que a instituição pública de ensino recorreu a opção de crédito para financiamento do BCA descrita anteriormente com a opção de financiamento de 80% do valor do sistema.

Assim, considera-se um fluxo de caixa em períodos anuais, onde a entrada de caixa se dá através da economia de energia drenada da rede e as saídas de caixa são os custos de

²⁹ Dado obtido por pesquisa de mercado.

operação do sistema proposto, bem como do pagamento de juros e amortização do eventual investimento necessário para a compra dos equipamentos, e a troca de equipamentos durante a vida útil da planta.

b) Considerando a usina fotovoltaica de grande porte conectada à rede da ilha de São Vicente (Caso 2)

Nesta abordagem foi considerado o custo do Wp instalado do sistema fotovoltaico de 1,5 €/Wp, para o preenchimento da planilha foram considerados os seguintes fatores, tendo em conta a potência da usina fotovoltaica de 3.000 kWp:

- Investimento Inicial = 4.500.000 €;
- Custo da Energia= 0,185 €/kWh (por falta de informação sobre a tarifa estabelecida pela ARE na remuneração no regime geral adotou-se a tarifa mais baixa do setor elétrico equivalente a 0,185 €/kWh);
- Considerou-se as reduções de impostos sobre os rendimentos de acordo com o disposto no item 3.2;
- Custo de Operação e Manutenção anual (O&M) = 1% do investimento inicial;
- Taxa de degradação anual = 0,75%;
- Taxa de atualização do Fluxo de Caixa = 10% a.a.;
- Horizonte do fluxo de caixa = 25 anos (o tempo final decorrente para geração de riqueza).

Também foi avaliado a atratividade do investimento com base em duas alternativas de recurso de capital, uma com recurso a capitais próprios e outra com recurso a opção de crédito para financiamento do BCA para uma hipótese no qual 80% do sistema seria financiado.

O fluxo de caixa foi analisado em períodos anuais, onde a entrada de caixa se dá através dos custos obtidos no pagamento pela Concessionária da rede de acordo com a energia injetada a rede pela usina fotovoltaica e as saídas de caixa são os custos de operação da usina, bem como do pagamento de juros e amortização do eventual investimento necessário para a compra dos equipamentos, do pagamentos dos impostos considerados para a produção de energia fotovoltaica em Cabo Verde, e a troca de equipamentos durante a vida útil da planta.

c) **Análise de sensibilidade**

Após a análise dos resultados económicos nas atuais condições e premissas citadas para os sistemas propostos, é feita alterações nas principais variáveis que afetam diretamente na avaliação da atratividade do investimento, nomeadamente, o custo por Wp instalado e a taxa de juros do financiamento. O objetivo foi demonstrar quão sensíveis são as variáveis estudadas, permitindo, assim, enxergar cenários viáveis e não viáveis.

6.3. Resultados

a) **Considerando a usina de microgeração fotovoltaica no teto de um edifício público de ensino (Caso 1)**

A Tabela 6.2 representa um resumo do impacto económico do sistema de microgeração de 19,8 kWp na instituição de ensino, considerando apenas o primeiro ano de funcionamento da planta, comparando a geração da mesma é possível calcular a economia na conta de eletricidade.

Tabela 6.2 *Resumo do impacto económico do sistema de microgeração de 19,8 kWp.*

Edifício sem o SFCR	
Consumo de energia anual	56.550 kWh/ ano
Custos associados ao consumo de Energia drenada da Rede	10.462 €/ano
Valor do IVA	1.569 €/ano
Faturamento da Instituição sem SFCR	12.031 €/ano
Edifício com o SFCR de 19,8 kWp	
Geração de energia anual do SFCR de 19,8 kWp (KWh)	34.299 kWh/ano
Custos associados à produção de Energia Fotovoltaica	6.345 €/ano
Custos O&M (€)	-356 €/ano
Imposto IVA para a produção do SFCR	0
Custo evitado com a isenção do IVA	952 €/ano
Custos Total associados à produção de Energia Fotovoltaica	6.941 €/ano
Faturamento da Instituição de ensino com SFCR (€)	5.090 €/ano

Fonte: Autoria Própria.

Do ponto de vista do consumidor, a forma de contratação por compensação tarifária tem efeitos diretos na redução das contas de eletricidade. Para este exemplo em estudo pode-se verificar que a instituição paga a concessionária um valor de 12.031 €/ano e caso optar por instalar o sistema de microgeração pagará apenas 5.090 €/ano resultando em uma redução na conta de eletricidade de 6.941 €/ano.

Com as considerações feitas nas premissas do problema e resumidas na Tabela 6.3, os resultados das duas alternativas de investimento são apresentados a seguir:

Tabela 6.3 Componentes do fluxo de caixa para o SFCR proposto de 19,8 kWp.

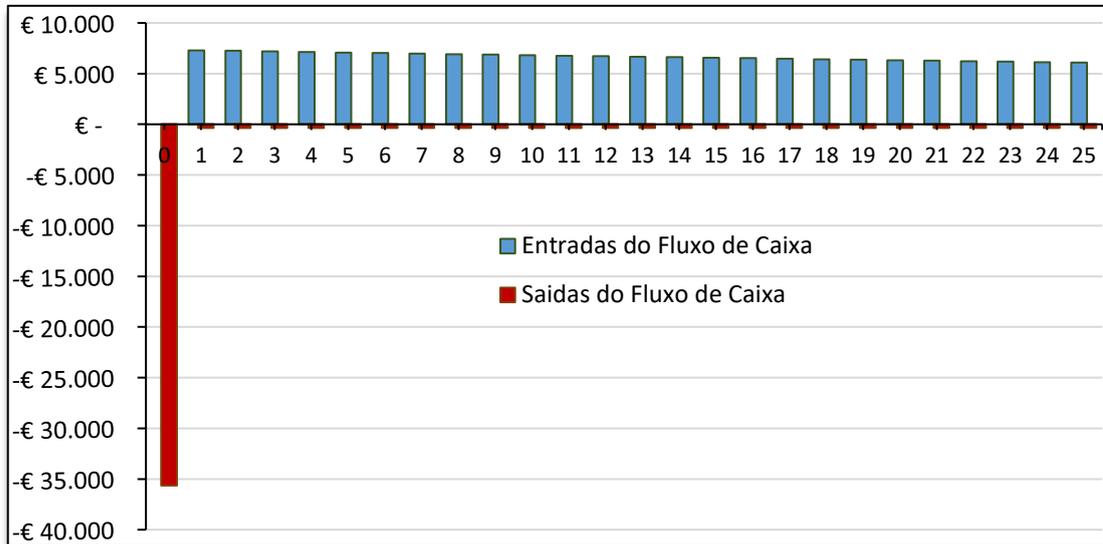
Dados da análise financeira	
Potência instalada	19,8 kWp
Fator de capacidade	19,8 %
Geração de energia anual	34.299 kWh/ano
Valor da tarifa	0,185 €/kWh
Investimento / O&M	
<i>CapEx</i> (Custo por Wp instalado)	1,8 €/Wp
Valor do investimento	35.640 €
Custo O&M	1% do valor do investimento
Financiamento	
Financiamento	Empréstimo BCA
Percentagem financiada	80 %
Montante financiado	28.512 €
Taxa de juros	14 % a.a.
Prazo de pagamento	7 Anos
Tempo de operação	
Vida Útil	25 Anos
Degradação anual	0,75 %

Fonte: Autoria Própria.

➤ **Alternativa 1: Recurso com capital próprio**

O fluxo de caixa tem as características apresentadas na Figura 6.1.

Figura 6.1 Fluxo de caixa do SFCR proposto de 19,8 kWp – Alternativa 1

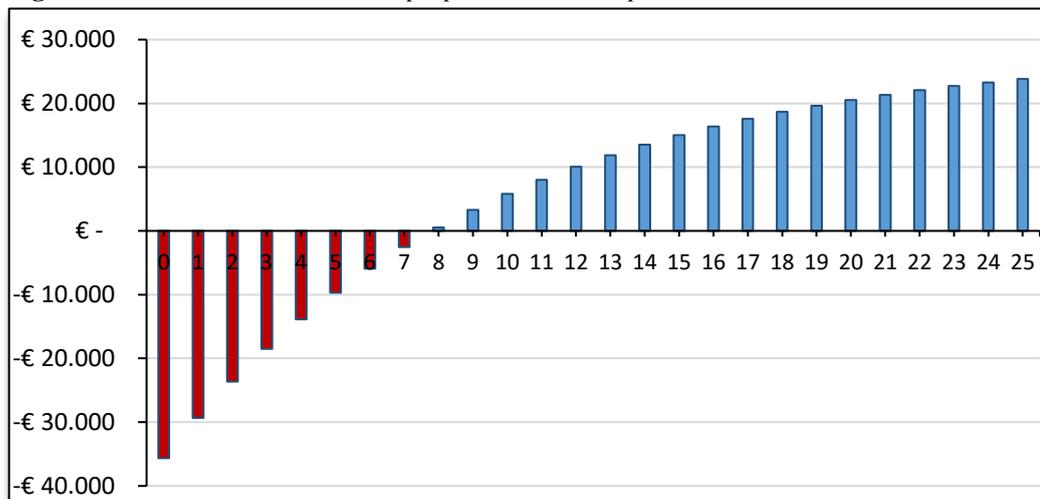


Fonte: Autoria Própria

No ano 0, as saídas de caixa superam as entradas pois o valor do investimento (35.640 €) é lançado neste momento. Ao longo do fluxo de caixa o negativo é devido aos custos de operação e manutenção incluindo à troca dos inversores.

A tendência decrescente dos valores positivos do fluxo de caixa deve-se ao fato da degradação anual de 0,75% dos módulos fotovoltaicos, impactando diretamente na energia economizada enquanto valor de entrada.

Figura 6.2 Fluxo de Caixa do SFCR proposto de 19,8 kWp atualizado acumulado – Alternativa 1



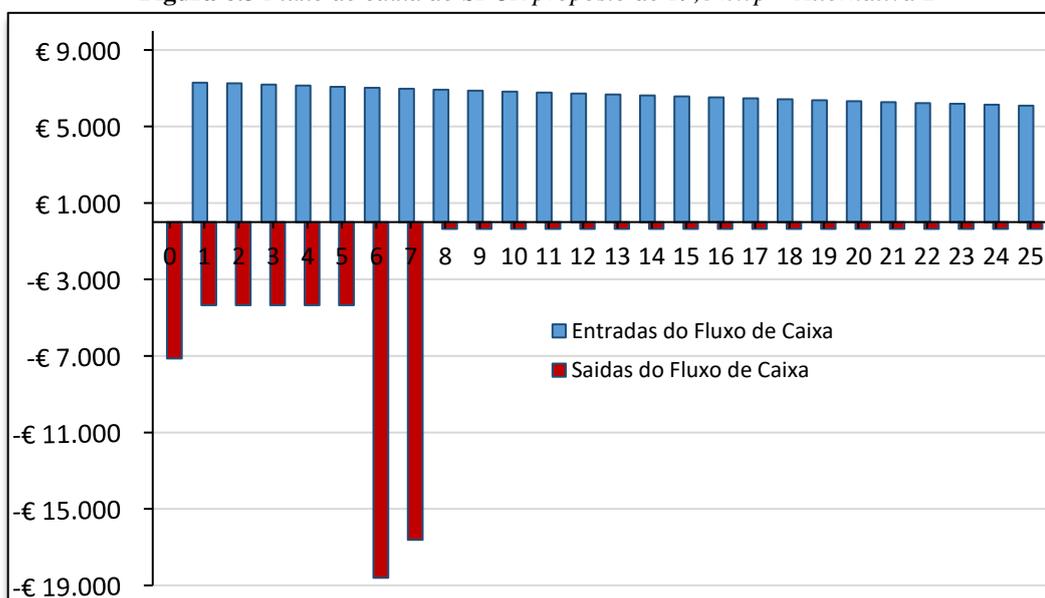
Fonte: Autoria Própria

O fluxo de caixa acumulado é ilustrado na Figura 6.2, verificou-se que o TRI é de aproximadamente 8 anos e o VAL no final da vida útil do empreendimento é de 23.820,71 € > 0.

➤ **Alternativa 2: Recurso com financiamento bancário**

Nesta análise considerou-se que 80% do investimento foi financiado através da Linha do BCA, o fluxo de caixa é apresentado na Figura 6.3.

Figura 6.3 Fluxo de caixa do SFCR proposto de 19,8 kWp – Alternativa 2

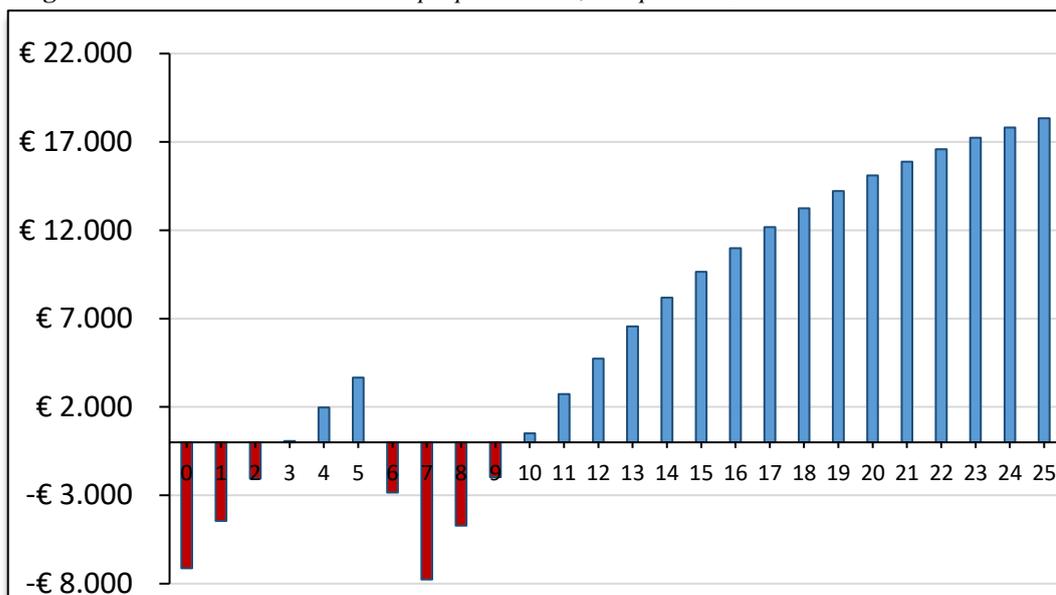


Fonte: Autoria Própria

No ano 0, as saídas de caixa superam as entradas pois o valor do investimento de 20 % do custo inicial do sistema (7.128 €) é lançado neste momento.

Percebe-se ainda que os 7 primeiros anos o valor negativo do fluxo de caixa é maior que nos outros anos, pois este é o período do pagamento dos juros do financiamento do empréstimo bancário. No sexto e no sétimo ano do fluxo de caixa o valor negativo é maior devido a amortização do financiamento de 80 % do custo inicial do sistema (28.512 €) dividida em duas prestações.

Figura 6.4 Fluxo de Caixa do SFCR proposto de 19,8 kWp atualizado acumulado – Alternativa 2



Fonte: Autoria Própria

Pela análise da Figura 6.4 o valor do fluxo de caixa é negativo até o segundo ano tornando-se positivo do terceiro ao quinto ano variando mais uma vez para o sentido negativo até o nono ano de atividade da planta.

Esta variação do fluxo de caixa deve-se ao fato de que o pagamento do capital financiado é dividido em duas parcelas a serem pagas no sexto e no sétimo ano do fluxo de caixa. O investimento paga-se em menos de 10 anos, e após os 25 anos de operação da usina deve ganhar 18.560,99 € de VAL.

➤ **Análise da atratividade do investimento**

Após a apresentação do fluxo de caixa das duas alternativas de investimento, torna-se possível avaliar o investimento para o SFCR proposto quanto à sua atratividade econômica.

A Tabela 6.4 demonstra os resultados para os métodos aqui adotados, tendo em vista as considerações feitas anteriormente.

Tabela 6.4 Resumo da análise da atratividade do investimento para o SFCR proposto de 19,8 kWp.

Resumo da análise da atratividade do investimento		
	Alternativa 1	Alternativa 2
TRI	7 anos e 9,9 meses	9 anos e 9,6 meses
VAL no fim do 25ºano de atividade	23.820,71 €	18.560,99 €
TIR no fim do 10ºano de atividade	14%	12%

Fonte: Autoria Própria

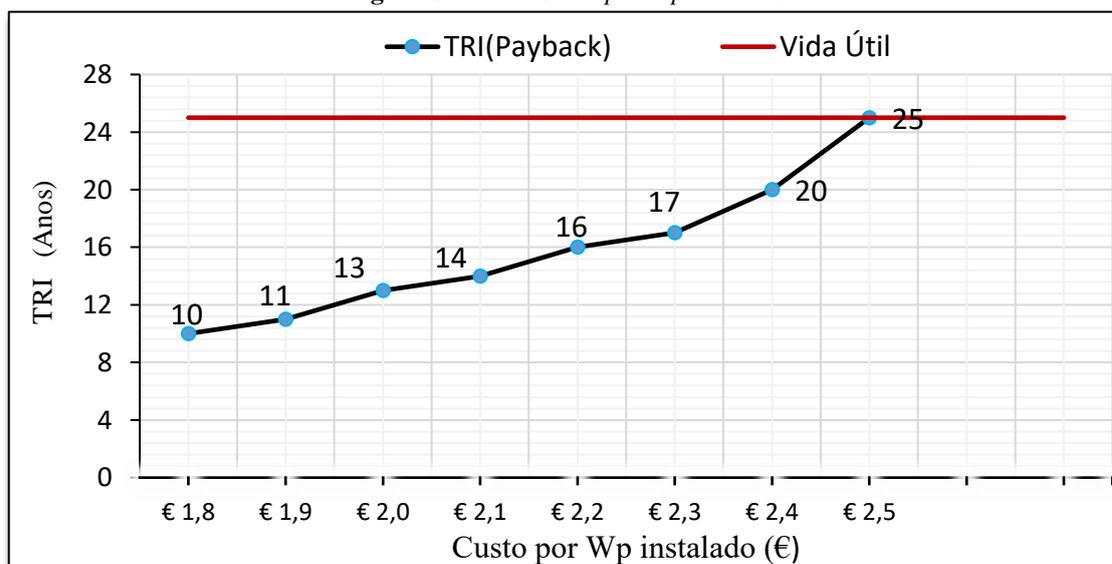
A partir dos cálculos e premissas adotadas, verifica-se que para as duas alternativas o projeto é atrativo uma vez que o VAL no final da vida útil do sistema é maior que 0 e a TIR em ambas as alternativas é maior que a taxa de atualização (14% e 12% > 10%), ou seja, ambos apresentam lucro econômico. Os resultados informam também que a planta atinge, dentro do seu tempo de vida útil, o TRI e este período é inferior a 10 anos o que torna ainda mais atrativo o investimento.

➤ Análise de sensibilidade

Variação do Custo por Wp instalado

Como visto, o custo do Wp para a inserção de um SFCR deste porte é de aproximadamente 1,8 €/Wp. O gráfico da Figura 6.5 mostra o comportamento do TRI em função da variação do custo por Wp instalado.

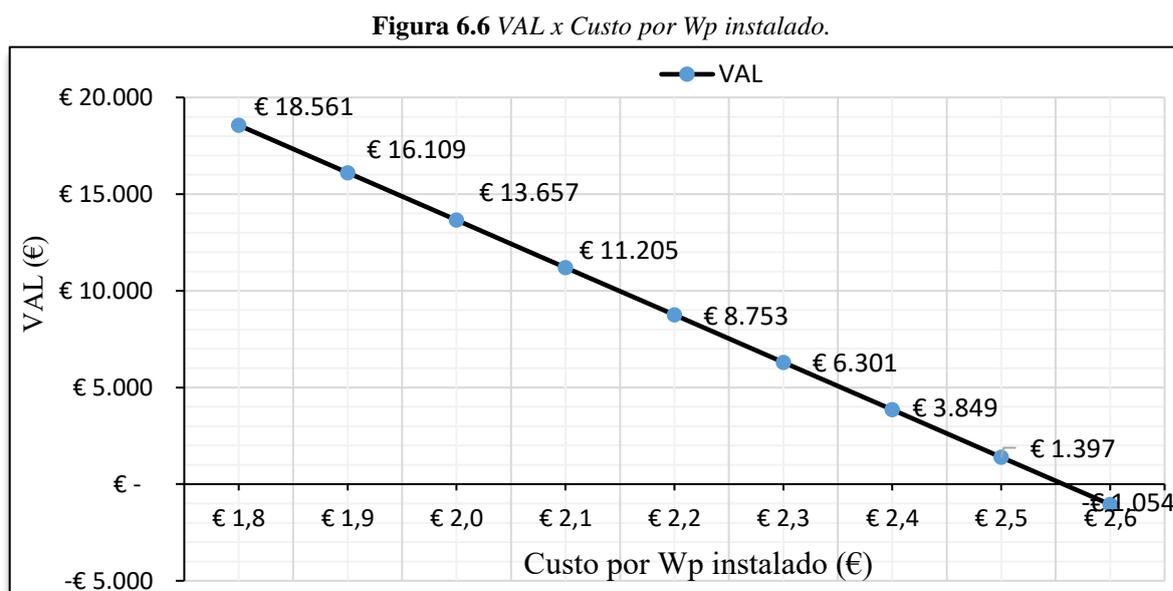
Figura 6.5 TRI x Custo por Wp instalado.



Fonte: Autoria Própria

De acordo com a Figura 6.5, observa-se que o TRI aumenta com o aumento do custo por Wp instalado do sistema. O TRI excedeu o tempo de vida útil do sistema, que é de 25 anos, no instante em que o custo por Wp instalado atingiu 2,5 €/Wp.

O gráfico da Figura 6.6 mostra o comportamento do VAL em função da variação do custo por Wp instalado.

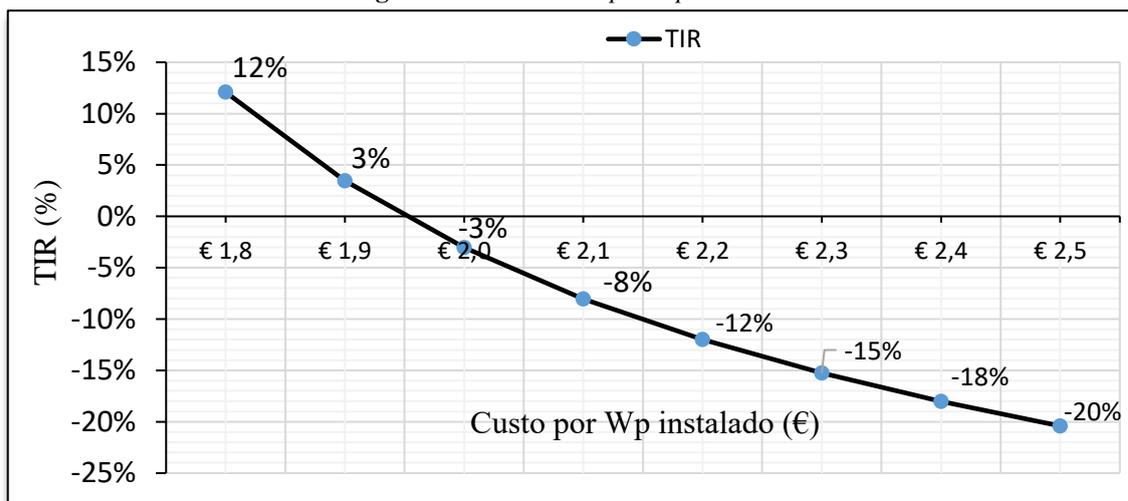


Fonte: Autoria Própria

De acordo com o gráfico da Figura 6.6, nota-se que, o VAL diminui com o aumento do custo por Wp instalado do sistema. O projeto passa a tornar-se inviável depois de atingir um valor por Wp instalado de 2,55 €/Wp registrando valores negativos do VAL.

O gráfico da Figura 6.7 mostra o comportamento da TIR em função da variação do custo por Wp instalado.

Figura 6.7 TIR x Custo por Wp instalado.



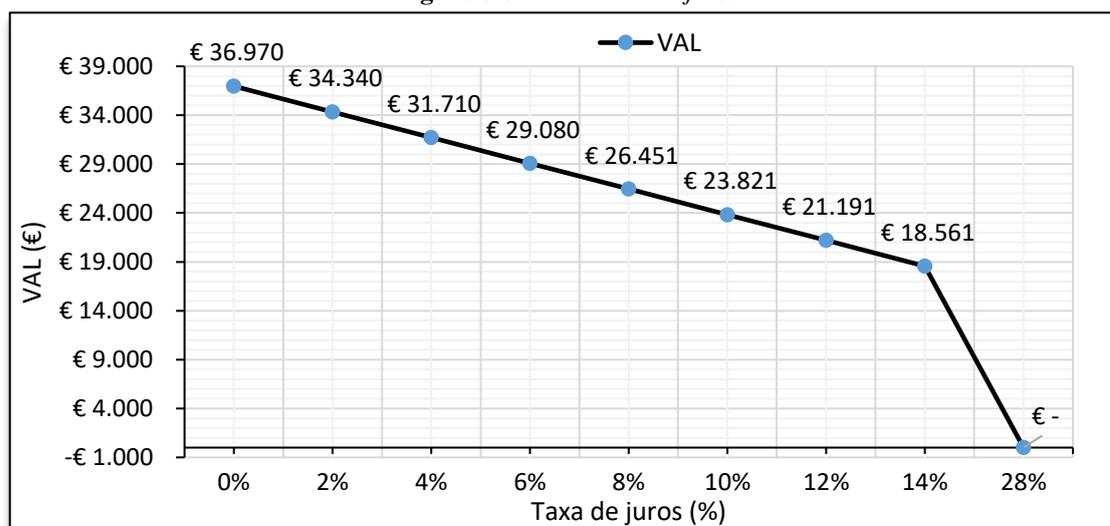
Fonte: Autoria Própria

De acordo com o gráfico da figura 6.7, nota-se que quanto menor for o custo por Wp instalado, maior é a TIR. O valor do custo por Wp instalado que corresponde a uma TIR igual a 10 % é aproximadamente igual a 1,83 €/Wp, logo, acima deste ponto os valores do custo por Wp instalado enquadram-se como inviáveis para o critério da TIR.

Variação da Taxa de juros do financiamento

A taxa de juros do financiamento da linha do BCA é de 14 %. O gráfico da Figura 6.8 mostra o comportamento do VAL em função da variação da taxa de juros do financiamento.

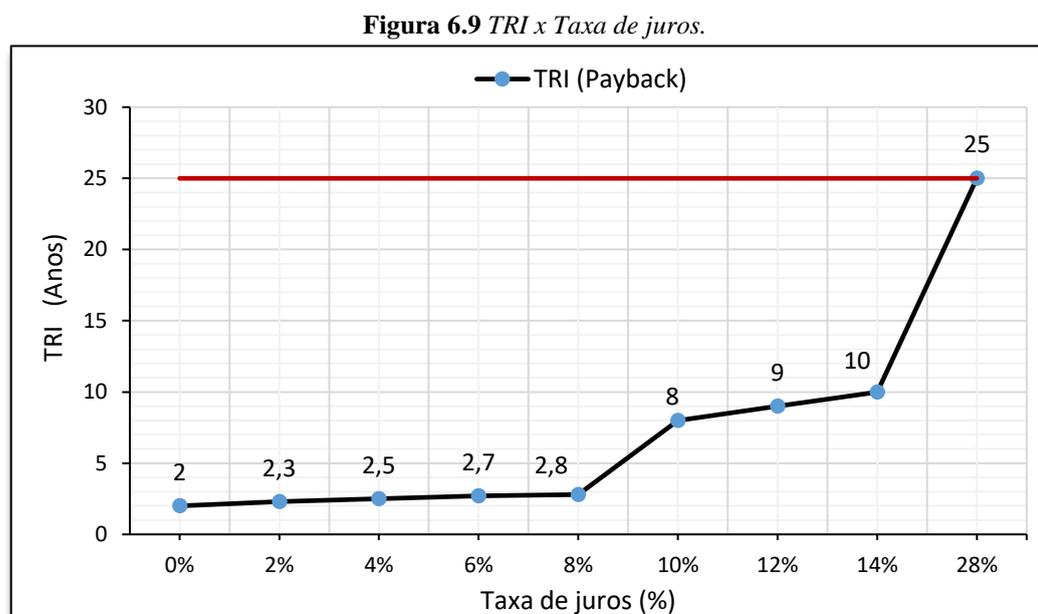
Figura 6.8 VAL x Taxa de juros.



Fonte: Autoria Própria

A figura 6.8 mostra que quanto maior a taxa de juros, menor é o VAL. O máximo valor da taxa que viabiliza o projeto é 28%.

O gráfico da Figura 6.9 mostra o comportamento do TRI em função da variação da taxa de juros do financiamento.



Fonte: Autoria Própria

Em relação ao critério da TRI, observa-se da Figura 6.9 que o projeto torna-se inviável se a taxa de juros do financiamento for maior que 28%.

a) Considerando a usina fotovoltaica de grande porte conectada à rede da ilha de São Vicente (Caso 2)

Inserindo na ferramenta desenvolvida as premissas anteriores resumidas na tabela 6.5, os resultados obtidos para a usina de 3000 kWp são apresentados a seguir.

Tabela 6.5 Componentes do fluxo de caixa para o SFCR proposto de 3.000 kWp.

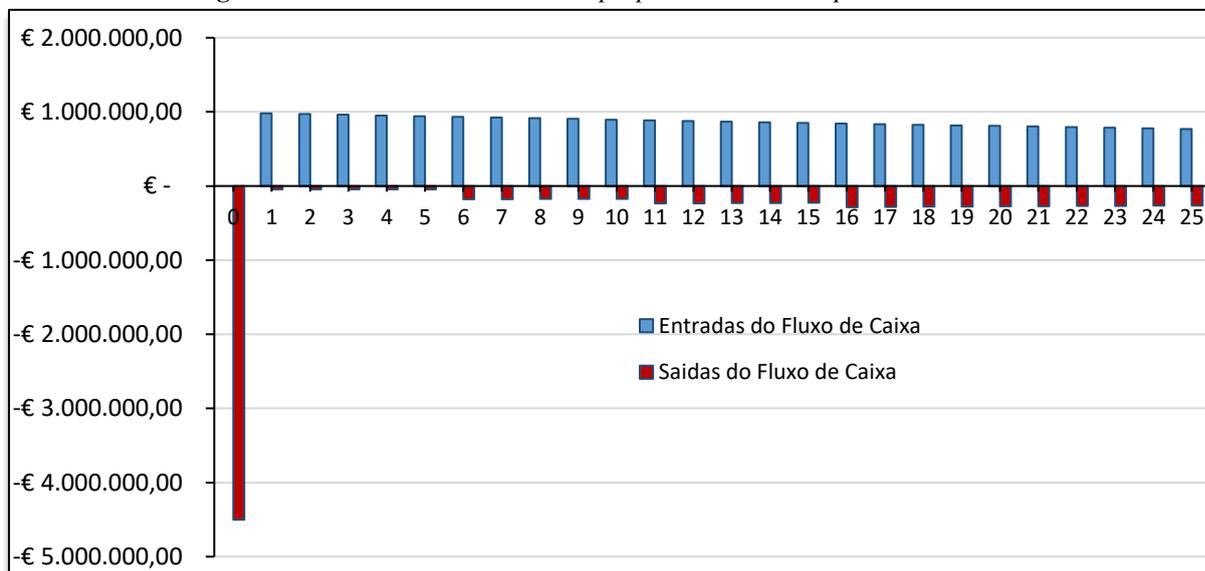
Dados da análise financeira	
Potência instalada	3.000 kWp
Fator de capacidade	20,2 %
Geração anual	5.299.953 kWh/ano
Valor da tarifa	0,185 €/kWh
Investimento / O&M	
<i>CapEx</i> (Custo por Wp instalado)	1,5 €/Wp
Valor do investimento	4.500.000 €
Custo O&M	1% do valor do investimento
Financiamento	
Financiamento	Empréstimo BCA
Percentagem financiada	80 %
Montante financiado	3.600.000€
Taxa de juros	14 % a.a.
Prazo de pagamento	7 Anos
Tempo de operação	
Vida Útil	25 Anos
Degradação anual	0,75 %

Fonte: Autoria Própria

➤ **Alternativa 1: Financiamento com capital próprio**

O fluxo de caixa para o sistema fotovoltaico de 3.000 kWp é apresentado na Figura 6.10.

Figura 6.10 Fluxo de caixa do SFCR proposto de 3.000 kWp – Alternativa 1

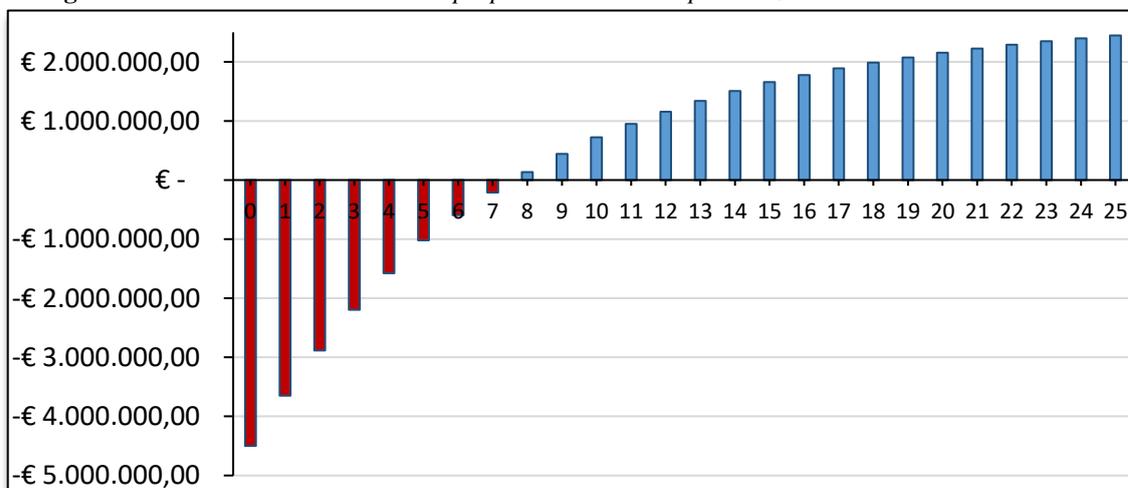


Fonte: Autoria Própria

No ano 0, as saídas de caixa superam as entradas pois o valor do investimento (4.500.000 €) é lançado neste momento.

A tendência ascendente dos valores negativos do fluxo de caixa deve-se ao fato da redução dos impostos previstos na Lei cabo-verdiana como forma de incentivo as energias renováveis no regime geral citadas no item 3.2.

Figura 6.11 Fluxo de Caixa do SFCR proposto de 3.000 kWp atualizado acumulado – Alternativa 1

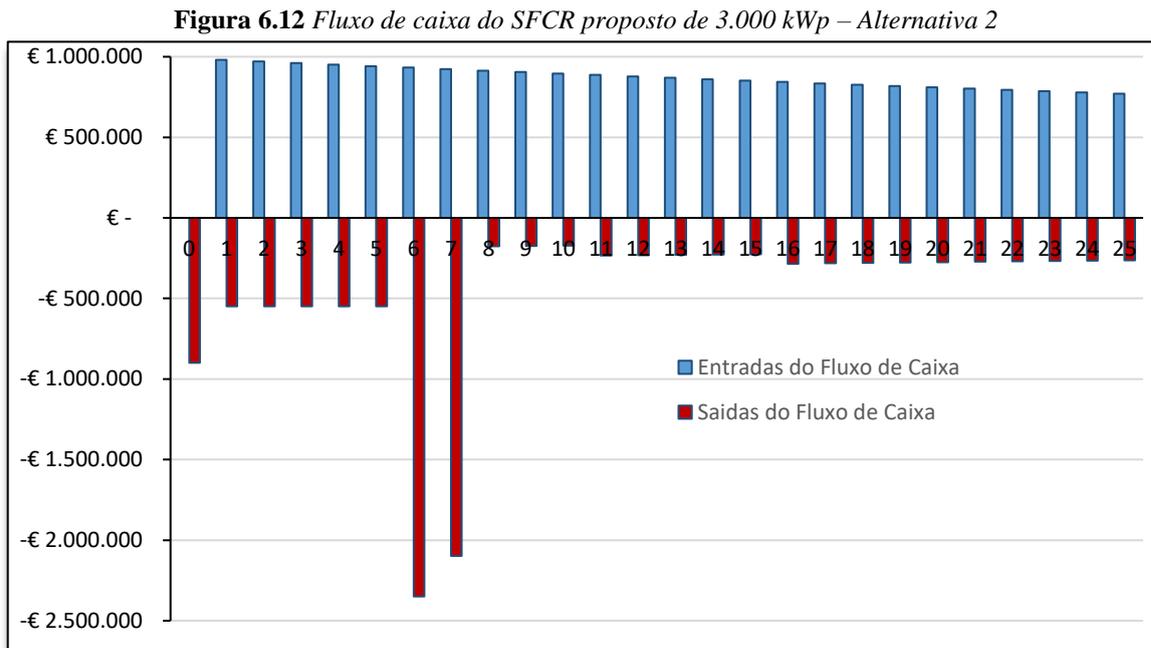


Fonte: Autoria Própria

Para este cenário verificou-se um TRI de aproximadamente 8 anos e um VAL de 2.447.459,91 € no final do fluxo de caixa, exibidos na Figura 6.11.

➤ **Alternativa 2: Recurso com financiamento bancário**

O fluxo de caixa para a alternativa de financiamento da linha BCA é apresentado na Figura 6.12.

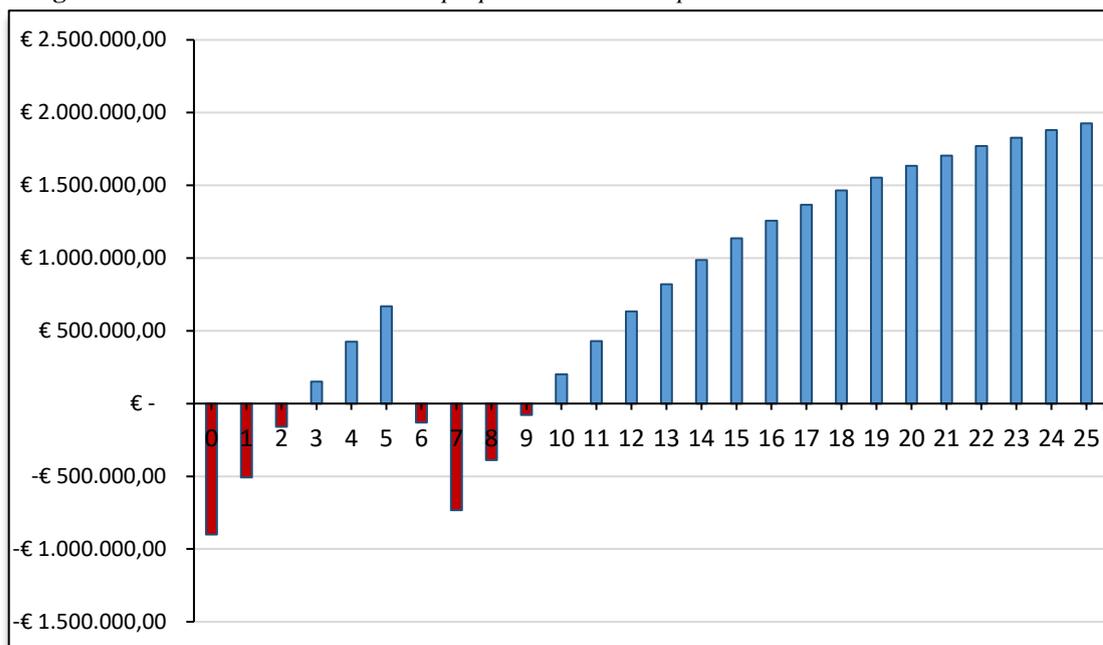


Fonte: Autoria Própria

Pode-se constatar a influência do pagamento dos juros ao banco, da amortização do empréstimo e da redução dos impostos sobre o rendimento na parte negativa do fluxo de caixa.

No ano 0 a saída do fluxo de caixa equivale aos 20 % do investimento inicial equivalente a 900.000 € (Capital próprio) e nos anos 6 e 7 a saída equivale ao pagamento dos 80% do investimento inicial (3.600.000 €) obtido através do financiamento ao banco.

Figura 6.13 Fluxo de Caixa do SFCR proposto de 3.000 kWp atualizado acumulado – Alternativa 2



Fonte: Autoria Própria

Observa-se uma variação do fluxo de caixa devido ao pagamento do capital financiado no 6º ano e no 7º ano do fluxo de caixa.

O investimento se paga em menos de 10 anos, e após os 25 anos de operação da usina deve ganhar 1.926.086,94 € de VAL.

➤ Análise da atratividade do investimento

A Tabela 6.6 demonstra os resultados para os conceitos de TRI, VAL e TIR para as duas alternativas de investimento citadas anteriormente.

Tabela 6.6 Resumo da análise da atratividade do investimento para o SFCR proposto de 3.000 kWp.

Resumo da análise da atratividade do investimento		
	Alternativa 1	Alternativa 2
TRI	7 anos e 7,4 meses	9 anos e 3,4 meses
VAL no fim do 25ºano de atividade	2.447.459,91 €	1.926.086,94 €
TIR no fim do 10ºano de atividade	14%	18%

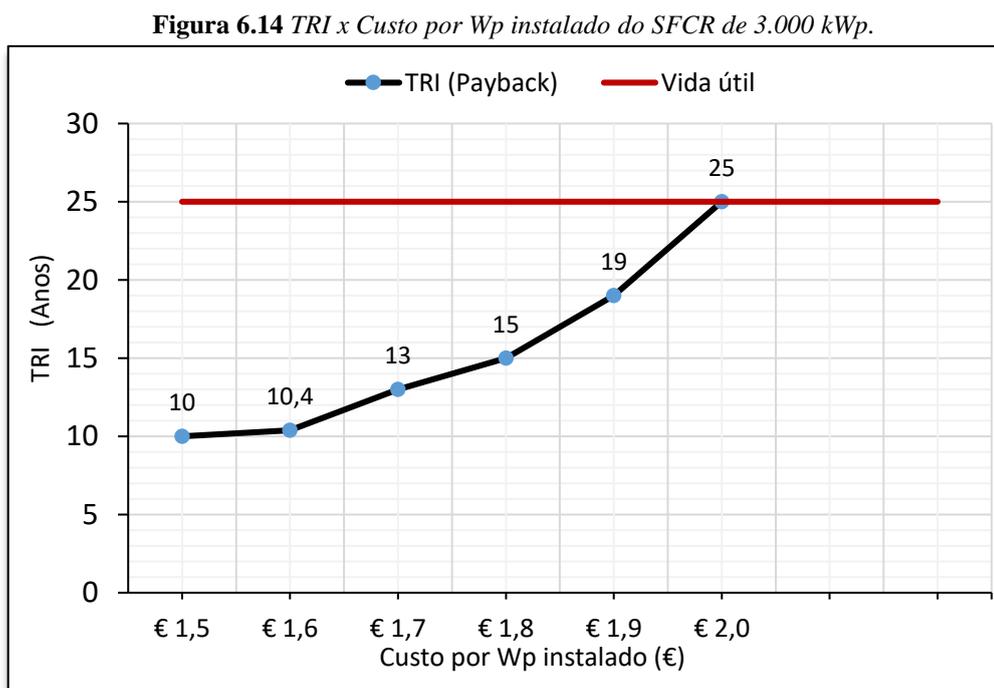
Fonte: Autoria Própria

Analisando a Tabela 6.6 é possível verificar que em ambas as alternativas de investimento o projeto demonstrou-se atrativo. Os resultados mostraram um TRI menor que o período de duração do projeto (25 anos), um TIR maior que 10% no final de 10 ano de atividade e um VAL positivo ao final de 25 anos de vida útil. O investidor irá obter lucro com a implementação do projeto, cabendo a ele escolher qual das alternativas de investimento enquadra-se melhor ao seu perfil.

➤ Análise de sensibilidade

A seguir é apresentado a sensibilidade da variação do custo por Wp instalado para o sistema fotovoltaico de 3000 kWp nos conceitos TRI, VAL e TIR.

O gráfico da Figura 6.14 mostra o comportamento do TRI em função da variação do custo por Wp instalado.

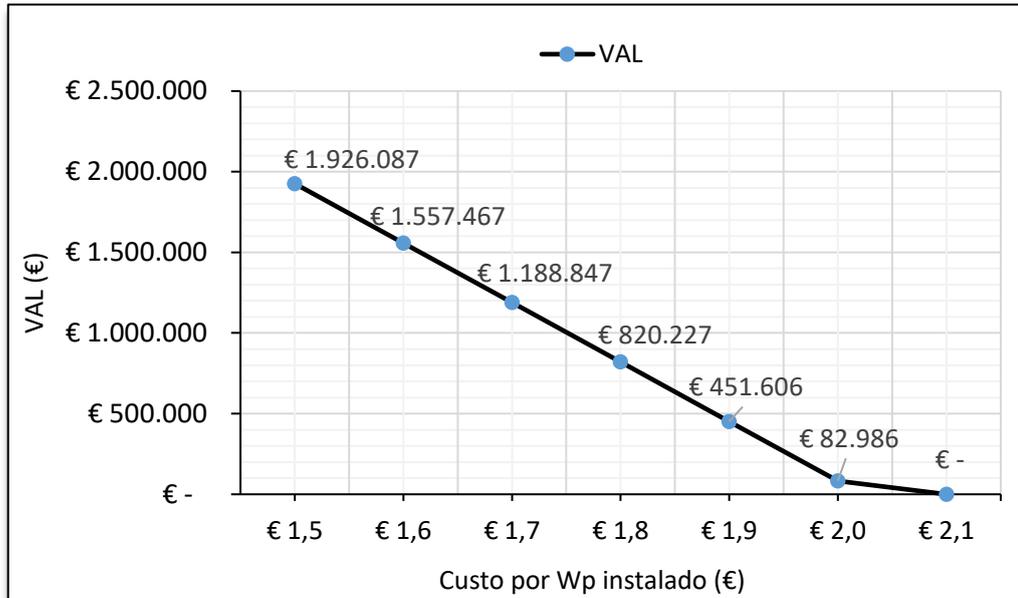


Fonte: Autoria Própria

O TRI excedeu o tempo de vida útil do sistema, que é de 25 anos, no instante em que o custo por Wp instalado atingiu 2 €/Wp.

O gráfico da Figura 6.15 mostra o comportamento do VAL em função da variação do custo por Wp instalado.

Figura 6.15 VAL x Custo por Wp instalado do SFCR de 3.000 kWp.

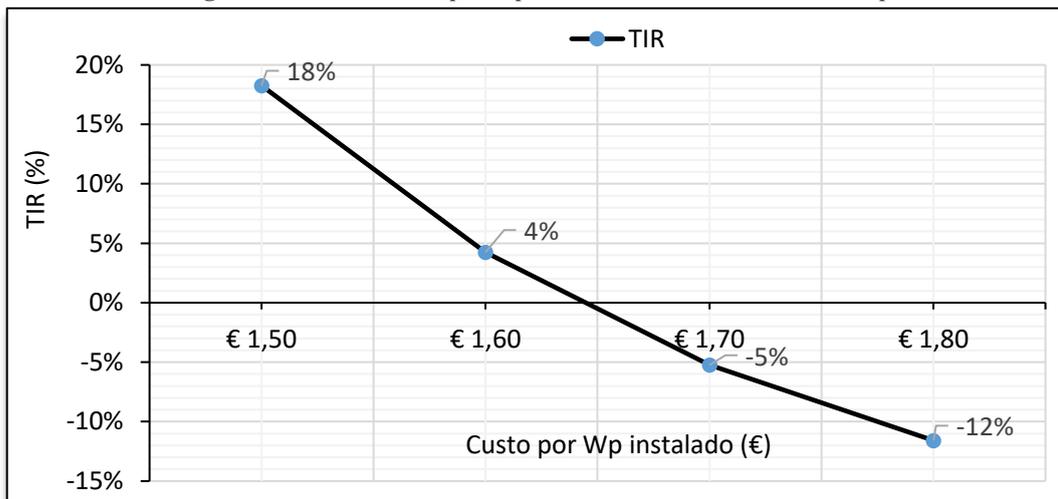


Fonte: Autoria Própria

O projeto passa a tornar-se inviável depois de atingir um valor por Wp instalado de 2,1 €/Wp.

O gráfico da Figura 6.16 mostra o comportamento da TIR em função da variação do custo por Wp instalado.

Figura 6.16 TIR x Custo por Wp instalado do SFCR de 3.000 kWp.



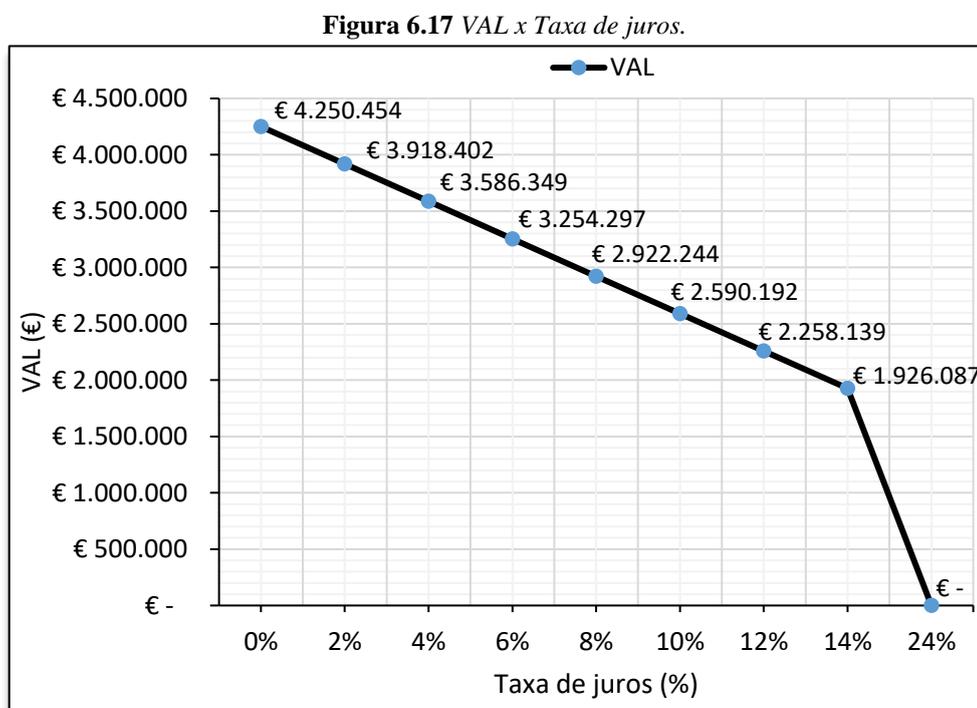
Fonte: Autoria Própria

O valor do custo por Wp instalado que corresponde a uma TIR igual a 10 % é aproximadamente igual a 1,55 €/Wp, logo, acima deste ponto os valores do custo por Wp instalado enquadram-se como inviáveis para o critério da TIR.

➤ Taxa de juros do financiamento

A taxa de juros do financiamento da linha do BCA é de 14 %, a análise de sensibilidade para a taxa de juros é demonstrada a seguir, de forma a avaliar até que ponto a variação desta taxa torna o investimento inviável.

O gráfico da Figura 6.17 mostra o comportamento do VAL em função da variação da taxa de juros do financiamento.

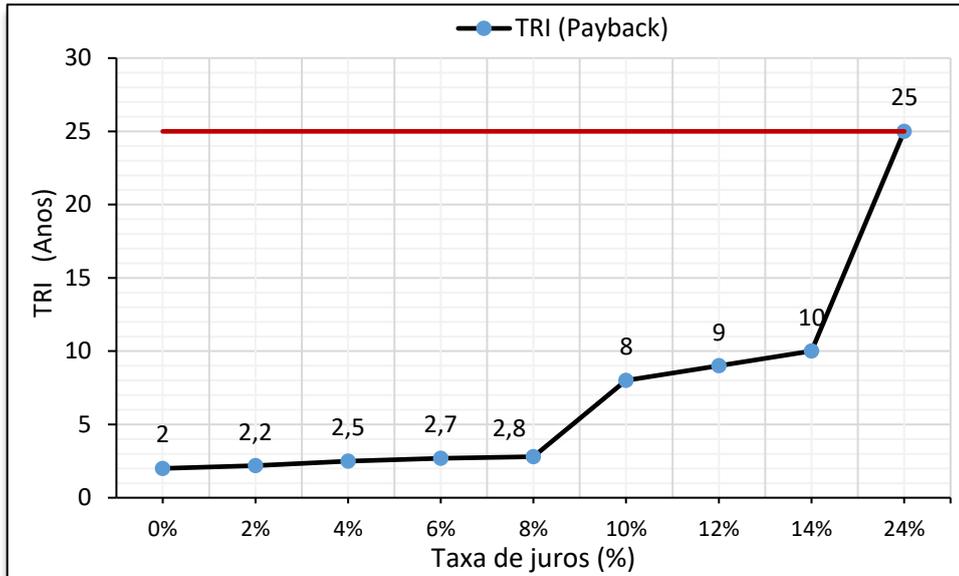


Fonte: Autoria Própria

A Figura 6.17, mostra que o máximo valor da taxa de juros do financiamento que viabiliza o projeto é 24%.

O gráfico da Figura 6.18 mostra o comportamento do TRI em função da variação da taxa de juros do financiamento.

Figura 6.18 TRI x Taxa de juros.



Fonte: Autoria Própria

Em relação ao critério da TRI, observa-se da Figura 6.18 que o projeto torna-se inviável se a taxa de juros do financiamento for maior que 24%.

6.4. Considerações Finais

Neste capítulo foram apresentadas a análise financeira dos estudos de caso propostos. A partir dos resultados da análise técnica estimou-se, em valores monetários, o desempenho dos sistemas ao longo do tempo de vida útil e constatou-se que, nos termos e premissas atuais quanto à linha de financiamento e preços de componentes, o investimento é viável e capaz de recuperar o valor inicialmente gasto em um período de dez anos a depender do custo do Wp instalado e da taxa de juros do financiamento. No caso da usina de 3000 kWp, o tempo de retorno do investimento será de dez anos para um custo de 1,50 €/Wp e taxa de juros de 14% a.a.

A atratividade do investimento proposto pode ser fortemente influenciada pelas mudanças nas variáveis que compõem o montante desembolsado pelo investidor e, por isso, realizou-se a análise de sensibilidade. Os resultados mostraram que o preço por Wp instalado é uma variável que pode, em uma estreita faixa de valores, afetar consideravelmente a análise econômica do projeto de modo a conduzir de um cenário até então viável para um outro inviável.

Os resultados mostraram que a taxa de juros do financiamento para os critérios estudados conduz a cenários inviáveis quando aumenta de 14% para 24% para a usina de 3.000 kWp; e de 14% para 28% para a usina de 19.8 kWp.

Considerações Finais

7.1. Conclusões

Sendo Cabo Verde um país extremamente limitado no que respeita aos recursos energéticos de origem fóssil, dependendo substancialmente de importações e da volatilidade dos mercados petrolíferos, ficando assim sujeita às constantes variações do preço dos combustíveis, a aposta na promoção da eficiência energética e energias renováveis no país revela-se fundamental para contribuir para a política energética sustentável.

Uma das alternativas de redução da dependência energética, pode ser conseguida por meio de implementação de política energética, definindo metas, promovendo adequado enquadramento regulamentar e legislativo, desenvolvendo incentivos e programas de certificação que incentivem medidas de eficiência energética e de energias renováveis.

Cabo Verde apresenta um adequado quadro regulamentar que incentive a eficiência energética e as energias renováveis, mas para além disso acredita-se que a sensibilização de pessoas é para a utilização racional de energia elétrica e a ampliação da utilização de fontes de energia renováveis para a produção de energia elétrica, através de informação, campanhas publicitárias sobre eficiência energética, avisos sobre equipamentos de eficiência energética ou desempenho, educação nas instituições de ensino, etc.

Em relação aos casos estudados na ilha de São Vicente, conclui-se que Cabo Verde tem grande potencial de aproveitamento de energia solar. A integração de sistemas de microgeração revela-se bastante aliciante, tendo em conta a sua contribuição para suprir a necessidade energética de edifícios, como por exemplo o caso estudado na presente dissertação, onde essa redução representaria mais de 60% da demanda energética do edifício, e ao nível financeiro obteve-se o retorno do investimento em períodos menores que 10 anos impactando na redução da fatura de energia elétrica e contribuindo para a redução da dependência energética.

A integração de usinas fotovoltaicas de grande dimensão revela-se também bastante aliciante visto as vantagens que proporciona ao sistema elétrico, tais como: a redução do investimento em expansão nos sistemas de distribuição e transmissão, baixos impactos

ambientais, redução no carregamento das redes, redução de perdas e a diversificação da matriz energética, entre outros. A experiência com a avaliação da implementação da usina fotovoltaica de 3.000 kWp foi bastante satisfatória.

Esta usina representaria cerca de 10% da demanda atual de energia elétrica da ilha de São Vicente, e em termos de potência instalada representaria cerca de 13,5%. Os resultados da análise financeira demonstraram que esta proposta é atrativa.

Os resultados da simulação da operação da rede da ilha de São Vicente com a inserção da usina fotovoltaica ajudaram a confirmar as vantagens desta tecnologia, no que se refere a sua contribuição na melhoria dos níveis de tensão do sistema e na redução das perdas, a presença da usina fotovoltaica de 3.000 kWp na simulação melhorou o perfil de tensão em até 1% e diminuiu as perdas de energia do sistema elétrico de distribuição da ilha de São Vicente em até 10%

No entanto, alguns fatores como a incerteza dos custos e proveitos que daí poderão resultar, bem como algumas limitações e imposições legais, a falta de criação de linhas de financiamento as energias renováveis, falta de mercado de módulos fotovoltaicos e inversores, têm contribuído para que essa modalidade seja ainda pouco expressiva no País.

Em suma, à adoção de medidas de eficiência energética, explorando a sua integração nos edifícios e melhorias nas políticas de incentivo ao desenvolvimento de energias renováveis serão caminhos a seguir para ajudar na resolução de muitos problemas energéticos que o país atravessa.

7.2. Sugestões para Trabalhos Futuros

Em relação a trabalhos futuros, no âmbito desta dissertação seria importante fazer:

- Um estudo para avaliação dos parâmetros de qualidade de energia que incluísse as questões técnicas associadas à penetração de renováveis em vários pontos da rede.
- Um estudo do impacto da limitação da potência de ligação à rede para sistema de autoprodução com base em energias renováveis imposta pela lei cabo-verdiana.
- Uma análise da penetração de sistemas híbridos (Fotovoltaica + Eólica).
- Uma análise financeira da inserção de sistemas fotovoltaicos a rede com o foco na concessionária de rede.

Referências Bibliográficas

Agenda de Ação de Cabo Verde, *Sustainable Energy For All*, 2015. 62 p. Disponível em: <http://www.energiasrenovaveis.cv/index.php/component/jdownloads/send/6-planos/16-agenda-de-acao-para-energia-sustentaveis-para-todos>. Acesso em: 31 ago. 2017.

ALVES, Gilson Jorge - **Aplicação dos Sistemas de Informação Geográfica nas energias renováveis: o potencial da energia solar na ilha de São Vicente – Cabo Verde**. Porto: Universidade do Porto, 2013. 90 f. Dissertação (Mestrado em Sistema de Informação Geográfica e Ordenamento do Território). Disponível em: <http://hdl.handle.net/10961/3309>. Acesso em: 30 ago. 2017.

ANDRADE, Samira dos Santos - **Qualidade de Energia Elétrica e Impacto das Energias Renováveis em Cabo Verde**. Braga: Universidade do Minho, 2012. 98 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Eletrônica Industrial e Computadores). Disponível em: <http://intranet.dei.uminho.pt/gdmi/galeria/temas/pdf/56441.pdf>. Acesso em: 12 nov. 2017.

ANDRADES, G., Calaça, M., 2015. **OPENDSS Um Tutorial Básico**. Universidade Federal de Goiás. Acesso em: 20 set. 2017.

ANEEL. **Consulta Pública 15/2010**. Brasília; 2010. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta_publica/detalhes_consulta.cfm?IdConsultaPublica=197. Acesso em: 13 set. 2017.

ANEEL. **Chamada Pública Nº 013 Projeto Estratégico: Arranjos Técnicos e Comerciais para Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira**. 2011A. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/PeD_2011-ChamadaPE13-2011.pdf; Acesso em: 15 set. 2017.

ANEEL. **Audiência Pública Nº 42/2011 de 11 de agosto de 2011**. 2011B. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aap2011042.pdf>. Acesso em: 15 set. 2017.

ANEEL. **Resolução Normativa Nº 481/2012 de 17 de abril de 2012**. Brasília, 2012A. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012481.pdf>. Acesso em: 15 set. 2017.

ANEEL. **Resolução Normativa Nº 482/2012 de 17 de abril de 2012**. Brasília, 2012B. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em: 12 set. 2017.

ANEEL. **Resolução Normativa Nº 687/2015 de 24 de novembro de 2015**. Brasília, 2015A. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>. Acesso em: 13 set. 2017.

ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional Módulo 8 - Qualidade de Energia Elétrica**. Brasília, 2015B. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/modulo8_revisao_1_retificacao_1.pdf. Acesso em: 10 set. 2017.

ARE. **Tarifas de Eletricidade do ano 2017**. Praia, 2017. Disponível em: <http://www.aren.gov.cv/images/stories/combustiveis/tab1jun2017- electricidade para electra.pdf>. Acesso em: 15 set. 2017.

BARBOSA, Sandra Alexandrina Moreira - **Eficiência Energética e Energias Renováveis em Edifícios**. Porto: Universidade do Porto, 2013. 180 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Eletrotécnica - Sistema Elétricos de Energia). Disponível em: <http://hdl.handle.net/10400.22/6576>. Acesso em: 30 ago. 2017.

BRANKER, K. et al. **A Review of Solar Photovoltaic Levelized Cost of Electricity**, Renewable & Sustainable Energy Reviews 15, 2011.

BRASIL. **Decreto-Lei Nº 5.163, de 30 de julho de 2004**. Brasília, 2004. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/ Ato2004-2006/2004/Decreto/D5163.htm. Acesso em: 01 set. 2017.

BRASIL. **Decreto-Lei Nº 13.169, de 6 de outubro de 2015**. Brasília; 2015. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/CCIVIL_03/ Ato2015-2018/2015/Lei/L13169.htm. Acesso em: 01 set. 2017.

CABO VERDE. **Decreto-Lei Nº 54/99 de 30 de agosto de 1999**. Praia, 1999. Disponível em: http://www.aren.gov.cv/index.php?option=com_docman&task=cat_view&gid=42&dir=DESC&order=name&Itemid=99999999&limit=5&limitstart=5. Acesso em: 12 set. 2017.

CABO VERDE. **Decreto-Lei Nº 14/2006 de 20 de fevereiro de 2006**. Praia, 2006A. Disponível em: <http://www.aren.gov.cv/Downloads/Electricidade/Legislacao/Decreto-Lei%20n%2054-99%20de%2030%20Agosto,%20com%20alteracoes%20do%20DL%20n%2014-06%20de%2020%20Fevereiro.pdf>. Acesso em: 15 set. 2017.

CABO VERDE. **Decreto-Lei Nº 30/2006 de 12 de junho de 2006**. Praia, 2006B. Disponível em: <http://www.aren.gov.cv/Downloads/Electricidade/Legislacao/Decreto-Lei%2030-06%20de%2012%20Junho%20-%20Produtor%20independente.pdf>. Acesso em: 13 set. 2017

CABO VERDE. **Decreto-Lei Nº 41/2006 de 31 de julho de 2006**. Praia, 2006C. Disponível em: http://www.aren.gov.cv/index.php?option=com_docman&task=cat_view&gid=42&dir=DESC&order=name&Itemid=99999999&limit=5&limitstart=5. Acesso em: 13 set. 2017.

CABO VERDE. **Decreto-Lei Nº 1/2011 de 3 de janeiro de 2011**. Praia, 2011. Disponível em: http://www.aren.gov.cv/index.php?option=com_docman&task=cat_view&gid=42&dir=DESC&order=name&Itemid=99999999&limit=5&limitstart=10. Acesso em: 13 set. 2017.

CONFAZ. **Convênio ICMS 101 de 12 de dezembro de 1997**. Disponível em: https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/1997/cv101_97. Acesso em: 12 set. 2017.

CONFAZ. **Convênio ICMS 6 de 5 de abril de 2013**. Disponível em: http://www.fazenda.gov.br/confaz/confaz/convenios/icms/2013/CV006_13.htm Acesso em: 12 set. 2017.

CONFAZ. **Convênio ICMS 16 de 22 de abril de 2015**. Disponível em: https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2015/cv016_15. Acesso em: 12 set. 2017.

COSTA, Luís Monteiro - **Previsão da Energia Eólica - Santiago - Cabo Verde**. Porto: Universidade do Porto, 2013. 81 f. Dissertação (Mestrado em Análise de Dados e Sistemas de Apoio à Decisão). Disponível em: <http://hdl.handle.net/10961/3538>. Acesso em: 31 ago. 2017.

CRUZ, Odair Delgado - **Monitorização da Flora Autóctone da Ilha de São Vicente**. Praia: Instituto Superior de Educação, 2007. 76 f. Trabalho Conclusão de Curso (Graduação em Biologia). Disponível em: <http://hdl.handle.net/10961/2181>. Acesso em: 01 set. 2017.

DARLING, Seth B. et al. **Assumptions and the Levelized Cost of Energy for Photovoltaics**, Energy & Environmental Science. The Royal Society of Chemistry, 2011. Disponível em: <http://pubs.rsc.org/en/Content/ArticleLanding/2011/EE/c0ee00698j>.

DUGAN, R. C. **The Open Distribution System Simulator (OpenDSS)**. Electric Power Research Institute, 2016. Disponível em: <http://download2.nust.na/pub4/sourceforge/e/project/el/electricdss/OpenDSS/OpenDSSManual.pdf>. Acesso em: 13 ago. 2017.

ELECTRA, **Relatório e Contas, 2011**. Disponível em: http://www.ecowrex.org/pt-pt/system/files/documents/2012_relatorio-e-contas-2011_electra.pdf Acesso em: 04 set. 2017.

ELECTRA, **Relatório e Contas, 2016**. Disponível em: <http://www.electra.cv/index.php/2014-05-20-15-47-04/relatorios-sarl>. Acesso em: 04 set. 2017.

EPIA - European Photovoltaic Industry Association, **Competing in the Energy – On the Road to Competitiveness**. 2011.

Disponível em: <http://www.epia.org/publications/epiapublications.html>.

FREITAS, Susana Sofia Alves - **Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos**. Bragança: Instituto Politécnico de Bragança, 2008. 104 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Industrial). Disponível em: <http://hdl.handle.net/10198/2098>. Acesso em: 12 nov. 2017.

GESTO, Energy - **Plano Energético Renovável de Cabo Verde**. Cabo Verde, Praia: Direção Geral de Energia de Cabo Verde, 2011. Disponível em: http://www.ecowrex.org/system/files/documents/2011_plano-energetico-renovavel-cabo-verde_gesto-energia.pdf. Acesso em: 30 ago. 2017.

GONÇALVES, Antero Eduardo Fernandes - **Estudo de tensão para cenário de expansão do sistema elétrico da ilha de Santiago**. Curitiba: Universidade Federal do Paraná, 2011. 79 f. Trabalho Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Eletrotécnica). Disponível em: <http://www.eletrica.ufpr.br/ufpr2/tccs/178.pdf>. Acesso em: 30 ago. 2017.

HABERLIN, Heinrich. **Photovoltaics: system design and practice**. 1. ed. Chichester: John Wiley & Sons, 2012.

LANDEIRA, Juan Lourenço Fandino - **Análise Técnico-Econômica sobre a Viabilidade de Implantação de Sistemas de Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil**. 2013. 152 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica,) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2013. Disponível em: <http://www.pee.ufrj.br/index.php/pt/producao-academica/dissertacoes-de-mestrado/2013-1/2013091801-2013091801/file>. Acesso em: 01 set. 2017.

MME. **PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de energia Elétrica**. Brasília, 2009. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/programas/proinfa>. Acesso em: 13 set. 2017.

MONTEIRO, Ana David - **O impacto das energias renováveis na economia dos países emergentes: o caso de Cabo Verde**. Lisboa: ISCTE-IUL, 2012. 91 f. Dissertação (Mestrado em Gestão de Empresas). Disponível em: <http://hdl.handle.net/10071/3389>. Acesso em: 30 ago. 2017.

NEVES, Elisa Ângela Duarte - **A viabilidade da energia solar fotovoltaica na produção de eletricidade em Cabo Verde: o caso da Electra**. Lisboa: ISCTE-IUL, 2012. 90 f. Dissertação (Mestrado em Gestão de Empresas). Disponível em: <http://hdl.handle.net/10071/6546>. Acesso em: 30 ago. 2017.

PERREIRA, José Augusto Varela Mendes- **Energias Renováveis e Eficiência Energética em Cabo Verde**. Algarve: Universidade do Algarve, 2015. 87 f. Dissertação (Mestrado em Energias Renováveis e Gestão de Energias). Disponível em: <http://hdl.handle.net/10400.1/7617>. Acesso em: 13 nov. 2017.

PIMENTEL, S., Marra, E., Araújo, S., Bousquet, M., 2016. **Proposta de dimensionamento e seleção das topologias elétricas de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica a partir da identificação de conformidades**. VI Congresso Brasileiro de Energia Solar, Belo Horizonte. Acesso em: 19 nov. 2017.

RADATZ, P. R. **Modelos avançados de análise de redes elétricas inteligentes utilizando o software OpenDSS**. 2015. Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo.

RÜTHER, Ricardo. **Edifícios solares fotovoltaicos: o potencial da geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligada à rede elétrica pública no Brasil**. 1. ed. Florianópolis: UFSC / LABSOLAR, 2004.

SOLSTÍCIO ENERGIA. **Impostos e Regulações da Energia Solar Fotovoltaica**. 2016. Disponível em: <https://www.solsticioenergia.com/2016/09/23/impostos-regulacoes-energia-solar-fv/>. Acesso em: 01 set. 2017.

TORRES, Pedro Miguel Lopes - **Metodologia para redução de perdas e aumento de fiabilidade em redes de distribuição**. Lisboa: Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, 2010. 148 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Eletrotécnica). Disponível em: <http://hdl.handle.net/10400.21/1007>. Acesso em: 01 set. 2017.

Apêndice

A) Resultados das Simulações no PVSYST

A.1 Resultados da simulação do sistema de microgeração de 19,8kWp

PVSYST V5.55		31/05/17	Page 1/3
Grid-Connected System: Simulation parameters			
Project :	LJAP		
Geographical Site	LJAP	Country	Cape Verde
Situation	Latitude 16.9°N	Longitude	25.0°W
Time defined as	Legal Time Time zone UT-1	Altitude	15 m
	Albedo 0.20		
Meteo data :	LJAP, Synthetic Hourly data		
Simulation variant :	New simulation variant		
	Simulation date	31/05/17 18h02	
Simulation parameters			
Collector Plane Orientation	Tilt 17°	Azimuth	0°
Horizon	Free Horizon		
Near Shadings	No Shadings		
PV Array Characteristics			
PV module	Si-poly	Model	CS6X - 275P
	Manufacturer	Canadian Solar Inc.	
Number of PV modules	In series	9 modules	In parallel 8 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	72	Unit Nom. Power 275 Wp
Array global power	Nominal (STC)	19.80 kWp	At operating cond. 17.66 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	285 V	I m pp 62 A
Total area	Module area	138 m²	Cell area 126 m²
Inverter			
	Model	Sunny Boy SB 5000	
	Manufacturer	SMA	
Characteristics	Operating Voltage	125-750 V	Unit Nom. Power 4.60 kW AC
Inverter pack	Number of Inverter	4 units	Total Power 18.40 kW AC
PV Array loss factors			
Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (wind) 0.0 W/m²K / m/s
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (G=800 W/m², Tamb=20°C, Wind=1 m/s.)			NOCT 56 °C
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	78 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC
Module Quality Loss			Loss Fraction 0.9 %
Module Mismatch Losses			Loss Fraction 2.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Parameter 0.05
User's needs :	Unlimited load (grid)		

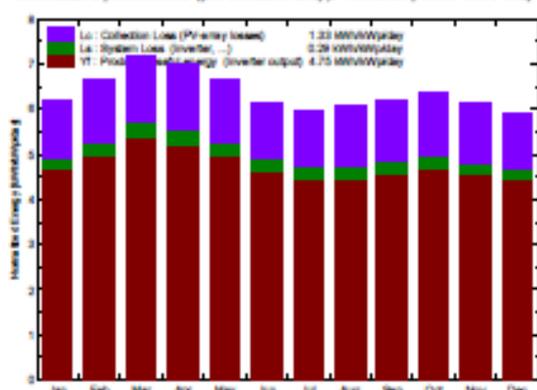
Grid-Connected System: Main results

Project : LJAP
Simulation variant : New simulation variant

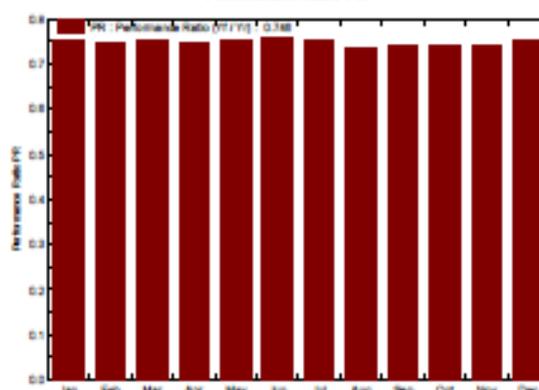
Main system parameters	System type	Grid-Connected	
PV Field Orientation	tilt	17°	azimuth 0°
PV modules	Model	CS6X - 275P	Pnom 275 Wp
PV Array	Nb. of modules	72	Pnom total 19.80 kWp
Inverter	Model	Sunny Boy SB 5000	Pnom 4800 W ac
Inverter pack	Nb. of units	4.0	Pnom total 18.40 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Main simulation results
System Production **Produced Energy** 34299 kWh/year **Specific prod.** 1732 kWh/kWp/year
Performance Ratio PR 74.6 %

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 19.80 kWp



Performance Ratio PR



New simulation variant Balances and main results

	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	EffArrR	EffSysR
	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	%	%
January	160.9	22.30	192.4	186.9	3031	2860	11.40	10.76
February	164.4	21.80	185.6	180.7	2908	2742	11.34	10.69
March	210.8	22.10	222.1	216.2	3498	3298	11.40	10.75
April	214.2	22.70	209.3	203.1	3280	3092	11.35	10.69
May	223.2	23.70	205.5	199.2	3237	3050	11.40	10.74
June	203.4	24.30	183.4	177.3	2912	2743	11.49	10.82
July	201.8	25.60	185.0	178.8	2918	2748	11.42	10.76
August	197.8	26.90	188.6	182.7	2919	2748	11.20	10.55
September	182.4	27.30	185.7	180.5	2878	2715	11.22	10.58
October	179.5	26.90	196.2	191.1	3051	2879	11.25	10.62
November	156.3	25.50	183.7	178.5	2860	2699	11.27	10.64
December	150.7	23.70	183.5	178.1	2888	2725	11.39	10.75
Year	2245.3	24.42	2321.0	2253.1	36379	34299	11.35	10.70

Legends: GlobHor Horizontal global 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 EffArrR Effic. Eout array / rough area
 GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings EffSysR Effic. Eout system / rough area

A. 2 Resultados da simulação da Usina solar fotovoltaica de 3.000kWp

PVSYST V5.55		29/08/17	Page 1/3
Grid-Connected System: Simulation parameters			
Project :	Parque Fotovoltaico do Lazareto		
Geographical Site	Usina Fotovoltaica do Lazareto	Country	Cape Verde
Situation	Latitude 16.9°N	Longitude	25.0°W
Time defined as	Legal Time Time zone UT-1	Altitude	20 m
	Albedo 0.20		
Meteo data :	Usina Fotovoltaica do Lazareto, Synthetic Hourly data		
Simulation variant :	New simulation variant		
	Simulation date	29/08/17 18h05	
Simulation parameters			
Collector Plane Orientation	Tilt 17°	Azimuth	0°
Horizon	Free Horizon		
Near Shadings	No Shadings		
PV Array Characteristics			
PV module	Si-poly	Model CS6X - 275P	
	Manufacturer	Canadian Solar Inc.	
Number of PV modules	In series 16 modules	In parallel	682 strings
Total number of PV modules	Nb. modules 10912	Unit Nom. Power	275 Wp
Array global power	Nominal (STC) 3001 kWp	At operating cond.	2876 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp 508 V	I m pp	5287 A
Total area	Module area 20938 m ²	Cell area	19123 m ²
Inverter			
	Model	Sunny Central 700 MV	
	Manufacturer	SMA	
Characteristics	Operating Voltage 450-820 V	Unit Nom. Power	700 kW AC
Inverter pack	Number of Inverter 4 units	Total Power	2800 kW AC
PV Array loss factors			
Thermal Loss factor	Uc (const) 20.0 W/m ² K	Uv (wind) 0.0 W/m ² K / m/s	
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (G=800 W/m², Tamb=20°C, Wind=1 m/s.)		NOCT	56 °C
Wiring Ohmic Loss	Global array res. 1.6 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC
Module Quality Loss		Loss Fraction	0.9 %
Module Mismatch Losses		Loss Fraction	2.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM = 1 - bo (1/cos i - 1)	bo Parameter	0.05
User's needs :	Unlimited load (grid)		

Grid-Connected System: Main results

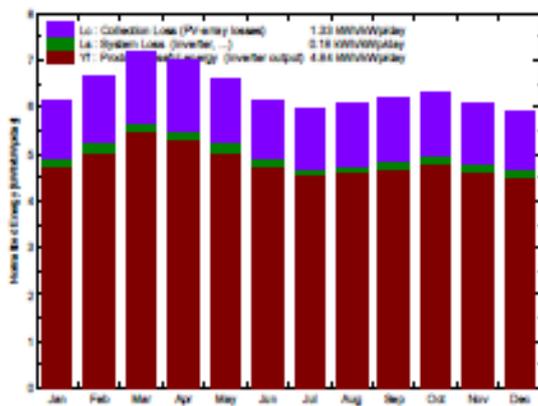
Project : Parque Fotovoltaico do Lazareto

Simulation variant : New simulation variant

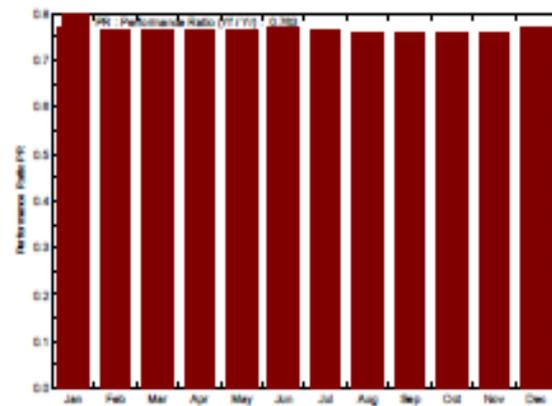
Main system parameters	System type	Grid-Connected	
PV Field Orientation	tilt	17°	azimuth 0°
PV modules	Model	CS6X - 275P	Pnom 275 Wp
PV Array	Nb. of modules	10912	Pnom total 3001 kWp
Inverter	Model	Sunny Central 700 MV	Pnom 700 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	4.0	Pnom total 2800 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Main simulation results	System Production	Produced Energy	5299953 kWh/year	Specific prod.	1766 kWh/kWp/year
		Performance Ratio PR	76.3 %		

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 3001 kWp



Performance Ratio PR



New simulation variant Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	EffArrR %	EffSysR %
January	160.9	22.30	190.7	185.4	454845	438949	11.39	10.99
February	164.4	21.80	185.6	180.5	440137	424642	11.33	10.93
March	210.8	22.10	221.9	215.9	526827	508323	11.34	10.94
April	214.2	22.70	209.5	203.3	496229	478563	11.31	10.91
May	223.2	23.70	204.8	198.4	487594	470184	11.37	10.96
June	203.4	24.30	183.3	177.2	440040	424328	11.46	11.05
July	201.8	25.60	184.1	177.8	437881	422196	11.36	10.95
August	197.8	26.90	188.7	182.8	443896	428130	11.23	10.84
September	182.4	27.30	185.6	180.6	438114	422764	11.27	10.88
October	179.5	26.90	195.5	190.3	460626	444675	11.25	10.86
November	156.3	25.50	182.3	177.3	430116	415160	11.27	10.88
December	150.7	23.70	182.9	177.5	437241	422040	11.42	11.02
Year	2245.3	24.41	2315.0	2246.9	5493548	5299953	11.33	10.93

Legends: GlobHor	Horizontal global 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	EffArrR	Effc. Eout array / rough area
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	EffSysR	Effc. Eout system / rough area

B) Dados das Simulações no OpenDSS

B.1 Dados das linhas de interligação dos barramentos do sistema elétrico da ilha de São Vicente Usados na Simulação no OpenDSS.

line.1	bus1=1	bus2=5	phases=3	r1=0.153	x1 =0.091	b1=0.0722	length=0.9	units=km
line.2	bus1=1	bus2=6	phases=3	r1=0.153	x1 =0.091	b1=0.0722	length=0.65	units=km
line.3	bus1=1	bus2=7	phases=3	r1=0.387	x1 =0.1193	b1=0.0503	length=0.7	units=km
line.4	bus1=1	bus2=13	phases=3	r1=0.387	x1 =0.1193	b1=0.0503	length=0.985	units=km
line.5	bus1=1	bus2=27	phases=3	r1=0.387	x1 =0.1193	b1=0.0503	length=0.6	units=km
line.6	bus1=1	bus2=34	phases=3	r1=0.164	x1 =0.2	b1=0.0833	length=0.25	units=km
line.7	bus1=2	bus2=3	phases=3	r1=0.125	x1 =0.19	b1=0.0911	length=6	units=km
line.8	bus1=2	bus2=47	phases=3	r1=0.387	x1 =0.1193	b1=0.0503	length=0.4	units=km
line.9	bus1=2	bus2=54	phases=3	r1=0.164	x1 =0.2	b1=0.0833	length=2.5	units=km
line.10	bus1=2	bus2=64	phases=3	r1=0.164	x1 =0.2	b1=0.0833	length=1.3	units=km
line.11	bus1=2	bus2=75	phases=3	r1=0.387	x1 =0.1193	b1=0.0503	length=2.05	units=km
line.12	bus1=3	bus2=4	phases=3	r1=0.164	x1 =0.2	b1=0.0833	length=0.22	units=km
line.13	bus1=3	bus2=4	phases=3	r1=0.193	x1 =0.1997	b1=0.0754	length=4.5	units=km
line.14	bus1=3	bus2=69	phases=3	r1=0.387	x1 =0.1193	b1=0.0503	length=2.88	units=km
line.15	bus1=3	bus2=69	phases=3	r1=0.164	x1 =0.2	b1=0.0833	length=0.6	units=km
line.16	bus1=3	bus2=100	phases=3	r1=0.387	x1 =0.1193	b1=0.0503	length=0.87	units=km
line.17	bus1=3	bus2=102	phases=3	r1=0.387	x1 =0.1193	b1=0.0503	length=0.87	units=km
line.18	bus1=5	bus2=6	phases=3	r1=0.153	x1 =0.091	b1=0.0722	length=0.25	units=km
line.19	bus1=7	bus2=8	phases=3	r1=0.387	x1 =0.1193	b1=0.0503	length=0.0005	units=km
line.20	bus1=8	bus2=9	phases=3	r1=0.387	x1 =0.1193	b1=0.0503	length=0.35	units=km
line.21	bus1=9	bus2=10	phases=3	r1=0.387	x1 =0.1193	b1=0.0503	length=0.1	units=km
line.22	bus1=10	bus2=11	phases=3	r1=0.387	x1 =0.1193	b1=0.0503	length=0.2	units=km
line.23	bus1=11	bus2=12	phases=3	r1=0.387	x1 =0.1193	b1=0.0503	length=0.25	units=km
line.24	bus1=12	bus2=13	phases=3	r1=0.387	x1 =0.1193	b1=0.0503	length=1.7	units=km
line.25	bus1=13	bus2=14	phases=3	r1=0.387	x1 =0.1193	b1=0.0503	length=0.75	units=km
line.26	bus1=14	bus2=15	phases=3	r1=0.387	x1 =0.1193	b1=0.0503	length=2	units=km
line.27	bus1=14	bus2=25	phases=3	r1=0.387	x1 =0.1193	b1=0.0503	length=0.3	units=km
line.28	bus1=14	bus2=26	phases=3	r1=0.387	x1 =0.1193	b1=0.0503	length=0.15	units=km
line.29	bus1=15	bus2=16	phases=3	r1=0.387	x1 =0.1193	b1=0.0503	length=0.3	units=km
line.30	bus1=15	bus2=18	phases=3	r1=0.387	x1 =0.1193	b1=0.0503	length=0.6	units=km
line.31	bus1=15	bus2=19	phases=3	r1=0.387	x1 =0.1193	b1=0.0503	length=0.6	units=km
line.32	bus1=16	bus2=17	phases=3	r1=0.387	x1 =0.1193	b1=0.0503	length=0.6	units=km
line.33	bus1=19	bus2=20	phases=3	r1=0.387	x1 =0.1193	b1=0.0503	length=0.6	units=km
line.34	bus1=20	bus2=21	phases=3	r1=0.153	x1 =0.091	b1=0.0722	length=0.79	units=km
line.35	bus1=20	bus2=23	phases=3	r1=0.443	x1 =0.129	b1=0.0660	length=0.16	units=km
line.36	bus1=20	bus2=24	phases=3	r1=0.387	x1 =0.1193	b1=0.0503	length=0.6	units=km
line.37	bus1=20	bus2=113	phases=3	r1=0.387	x1 =0.1193	b1=0.0503	length=2	units=km
line.38	bus1=21	bus2=22	phases=3	r1=0.153	x1 =0.091	b1=0.0722	length=1.7	units=km
line.39	bus1=27	bus2=28	phases=3	r1=0.387	x1 =0.1193	b1=0.0503	length=0.8	units=km
line.40	bus1=28	bus2=29	phases=3	r1=0.387	x1 =0.1193	b1=0.0503	length=1.2	units=km
line.41	bus1=29	bus2=30	phases=3	r1=0.387	x1 =0.1193	b1=0.0503	length=0.45	units=km
line.42	bus1=30	bus2=31	phases=3	r1=0.387	x1 =0.1193	b1=0.0503	length=0.82	units=km
line.43	bus1=31	bus2=32	phases=3	r1=0.387	x1 =0.1193	b1=0.0503	length=0.72	units=km
line.44	bus1=32	bus2=33	phases=3	r1=0.387	x1 =0.1193	b1=0.0503	length=0.95	units=km
line.45	bus1=33	bus2=40	phases=3	r1=0.387	x1 =0.1193	b1=0.0503	length=0.7	units=km
line.46	bus1=34	bus2=35	phases=3	r1=0.164	x1 =0.2	b1=0.0833	length=0.8	units=km
line.47	bus1=35	bus2=36	phases=3	r1=0.164	x1 =0.2	b1=0.0833	length=0.2	units=km
line.48	bus1=36	bus2=37	phases=3	r1=0.164	x1 =0.2	b1=0.0833	length=0.9	units=km
line.49	bus1=37	bus2=38	phases=3	r1=0.164	x1 =0.2	b1=0.0833	length=0.8	units=km
line.50	bus1=37	bus2=38	phases=3	r1=0.387	x1 =0.1193	b1=0.0503	length=0.45	units=km
line.51	bus1=38	bus2=39	phases=3	r1=0.387	x1 =0.1193	b1=0.0503	length=0.45	units=km
line.52	bus1=39	bus2=40	phases=3	r1=0.387	x1 =0.1193	b1=0.0503	length=0.85	units=km
line.53	bus1=40	bus2=41	phases=3	r1=0.387	x1 =0.1193	b1=0.0503	length=0.55	units=km
line.54	bus1=40	bus2=46	phases=3	r1=0.387	x1 =0.1193	b1=0.0503	length=0.45	units=km
line.55	bus1=41	bus2=42	phases=3	r1=0.387	x1 =0.1193	b1=0.0503	length=1.615	units=km
line.56	bus1=41	bus2=42	phases=3	r1=0.6080	x1 =0.3730	b1=0.0031	length=2.4	units=km
line.57	bus1=42	bus2=43	phases=3	r1=0.387	x1 =0.1193	b1=0.0503	length=0.4	units=km
line.58	bus1=42	bus2=43	phases=3	r1=0.6080	x1 =0.3730	b1=0.0031	length=2.7	units=km
line.59	bus1=43	bus2=44	phases=3	r1=0.6080	x1 =0.3730	b1=0.0031	length=0.5	units=km
line.60	bus1=43	bus2=44	phases=3	r1=0.387	x1 =0.1193	b1=0.0503	length=0.45	units=km
line.61	bus1=43	bus2=45	phases=3	r1=0.6080	x1 =0.3730	b1=0.0031	length=1.85	units=km
line.62	bus1=47	bus2=48	phases=3	r1=0.387	x1 =0.1193	b1=0.0503	length=0.2	units=km
line.63	bus1=48	bus2=49	phases=3	r1=0.387	x1 =0.1193	b1=0.0503	length=0.5	units=km
line.64	bus1=49	bus2=50	phases=3	r1=0.387	x1 =0.1193	b1=0.0503	length=0.15	units=km
line.65	bus1=50	bus2=51	phases=3	r1=0.387	x1 =0.1193	b1=0.0503	length=0.2	units=km
line.66	bus1=51	bus2=52	phases=3	r1=0.387	x1 =0.1193	b1=0.0503	length=0.48	units=km
line.67	bus1=52	bus2=53	phases=3	r1=0.387	x1 =0.1193	b1=0.0503	length=0.35	units=km
line.68	bus1=53	bus2=54	phases=3	r1=0.387	x1 =0.1193	b1=0.0503	length=0.35	units=km
line.69	bus1=54	bus2=55	phases=3	r1=0.387	x1 =0.1193	b1=0.0503	length=0.45	units=km
line.70	bus1=55	bus2=56	phases=3	r1=0.387	x1 =0.1193	b1=0.0503	length=0.55	units=km

line.71	bus1=56	bus2=57	phases=3	r1=0.387	x1 =0.1193	b1=0.0503	length=0.35	units=km
line.72	bus1=57	bus2=58	phases=3	r1=0.387	x1 =0.1193	b1=0.0503	length=0.6	units=km
line.73	bus1=58	bus2=59	phases=3	r1=0.387	x1 =0.1193	b1=0.0503	length=0.9	units=km
line.74	bus1=59	bus2=60	phases=3	r1=0.387	x1 =0.1193	b1=0.0503	length=1.15	units=km
line.75	bus1=59	bus2=63	phases=3	r1=0.387	x1 =0.1193	b1=0.0503	length=0.5	units=km
line.76	bus1=60	bus2=61	phases=3	r1=0.387	x1 =0.1193	b1=0.0503	length=1.4	units=km
line.77	bus1=61	bus2=62	phases=3	r1=0.6080	x1 =0.3730	b1=0.0031	length=3.2	units=km
line.78	bus1=63	bus2=74	phases=3	r1=0.387	x1 =0.1193	b1=0.0503	length=0.6	units=km
line.79	bus1=64	bus2=65	phases=3	r1=0.164	x1 =0.2	b1=0.0833	length=0.2	units=km
line.80	bus1=65	bus2=66	phases=3	r1=0.164	x1 =0.2	b1=0.0833	length=0.3	units=km
line.81	bus1=66	bus2=67	phases=3	r1=0.164	x1 =0.2	b1=0.0833	length=0.48	units=km
line.82	bus1=67	bus2=68	phases=3	r1=0.164	x1 =0.2	b1=0.0833	length=0.58	units=km
line.83	bus1=68	bus2=69	phases=3	r1=0.164	x1 =0.2	b1=0.0833	length=0.4	units=km
line.84	bus1=69	bus2=70	phases=3	r1=0.387	x1 =0.1193	b1=0.0503	length=0.25	units=km
line.85	bus1=69	bus2=75	phases=3	r1=0.164	x1 =0.2	b1=0.0833	length=0.007	units=km
line.86	bus1=70	bus2=71	phases=3	r1=0.387	x1 =0.1193	b1=0.0503	length=0.3	units=km
line.87	bus1=71	bus2=72	phases=3	r1=0.387	x1 =0.1193	b1=0.0503	length=0.3	units=km
line.88	bus1=72	bus2=73	phases=3	r1=0.387	x1 =0.1193	b1=0.0503	length=0.45	units=km
line.89	bus1=73	bus2=74	phases=3	r1=0.387	x1 =0.1193	b1=0.0503	length=0.5	units=km
line.90	bus1=74	bus2=85	phases=3	r1=0.387	x1 =0.1193	b1=0.0503	length=0.9	units=km
line.91	bus1=75	bus2=76	phases=3	r1=0.387	x1 =0.1193	b1=0.0503	length=0.6	units=km
line.92	bus1=75	bus2=88	phases=3	r1=0.153	x1 =0.091	b1=0.0722	length=2	units=km
line.93	bus1=76	bus2=77	phases=3	r1=0.387	x1 =0.1193	b1=0.0503	length=0.15	units=km
line.94	bus1=77	bus2=78	phases=3	r1=0.153	x1 =0.091	b1=0.0722	length=0.4	units=km
line.95	bus1=78	bus2=79	phases=3	r1=0.387	x1 =0.1193	b1=0.0503	length=0.15	units=km
line.96	bus1=79	bus2=80	phases=3	r1=0.153	x1 =0.091	b1=0.0722	length=0.6	units=km
line.97	bus1=80	bus2=81	phases=3	r1=0.153	x1 =0.091	b1=0.0722	length=1.5	units=km
line.98	bus1=81	bus2=82	phases=3	r1=0.153	x1 =0.091	b1=0.0722	length=0.75	units=km
line.99	bus1=81	bus2=86	phases=3	r1=0.387	x1 =0.1193	b1=0.0503	length=0.7	units=km
line.100	bus1=82	bus2=83	phases=3	r1=0.153	x1 =0.091	b1=0.0722	length=0.4	units=km
line.101	bus1=83	bus2=84	phases=3	r1=0.153	x1 =0.091	b1=0.0722	length=0.7	units=km
line.102	bus1=84	bus2=85	phases=3	r1=0.153	x1 =0.091	b1=0.0722	length=1.55	units=km
line.103	bus1=86	bus2=87	phases=3	r1=0.153	x1 =0.091	b1=0.0722	length=2	units=km
line.104	bus1=88	bus2=89	phases=3	r1=0.153	x1 =0.091	b1=0.0722	length=1.02	units=km
line.105	bus1=89	bus2=90	phases=3	r1=0.153	x1 =0.091	b1=0.0722	length=0.15	units=km
line.106	bus1=89	bus2=90	phases=3	r1=0.6080	x1 =0.3730	b1=0.0031	length=0.5	units=km
line.107	bus1=90	bus2=91	phases=3	r1=0.6080	x1 =0.3730	b1=0.0031	length=0.85	units=km
line.108	bus1=91	bus2=92	phases=3	r1=0.6080	x1 =0.3730	b1=0.0031	length=5.3	units=km
line.109	bus1=91	bus2=99	phases=3	r1=0.6080	x1 =0.3730	b1=0.0031	length=0.3	units=km
line.110	bus1=92	bus2=93	phases=3	r1=0.6080	x1 =0.3730	b1=0.0031	length=1.7	units=km
line.111	bus1=93	bus2=94	phases=3	r1=0.6080	x1 =0.3730	b1=0.0031	length=1.65	units=km
line.112	bus1=94	bus2=95	phases=3	r1=0.6080	x1 =0.3730	b1=0.0031	length=1.65	units=km
line.113	bus1=95	bus2=96	phases=3	r1=0.6080	x1 =0.3730	b1=0.0031	length=1.4	units=km
line.114	bus1=95	bus2=96	phases=3	r1=0.153	x1 =0.091	b1=0.0722	length=0.12	units=km
line.115	bus1=95	bus2=98	phases=3	r1=0.6080	x1 =0.3730	b1=0.0031	length=0.15	units=km
line.116	bus1=96	bus2=97	phases=3	r1=0.153	x1 =0.091	b1=0.0722	length=1.1	units=km
line.117	bus1=100	bus2=101	phases=3	r1=0.387	x1 =0.1193	b1=0.0503	length=0.79	units=km
line.118	bus1=100	bus2=112	phases=3	r1=0.387	x1 =0.1193	b1=0.0503	length=0.015	units=km
line.119	bus1=101	bus2=102	phases=3	r1=0.387	x1 =0.1193	b1=0.0503	length=0.09	units=km
line.120	bus1=101	bus2=102	phases=3	r1=0.193	x1 =0.1997	b1=0.0754	length=0.13	units=km
line.121	bus1=101	bus2=110	phases=3	r1=0.387	x1 =0.1193	b1=0.0503	length=0.1	units=km
line.122	bus1=101	bus2=111	phases=3	r1=0.387	x1 =0.1193	b1=0.0503	length=0.35	units=km
line.123	bus1=102	bus2=103	phases=3	r1=0.193	x1 =0.1997	b1=0.0754	length=0.13	units=km
line.124	bus1=102	bus2=103	phases=3	r1=0.387	x1 =0.1193	b1=0.0503	length=2.2	units=km
line.125	bus1=103	bus2=104	phases=3	r1=0.387	x1 =0.1193	b1=0.0503	length=2.86	units=km
line.126	bus1=104	bus2=105	phases=3	r1=0.387	x1 =0.1193	b1=0.0503	length=1.01	units=km
line.127	bus1=105	bus2=106	phases=3	r1=0.387	x1 =0.1193	b1=0.0503	length=0.62	units=km
line.128	bus1=105	bus2=109	phases=3	r1=0.387	x1 =0.1193	b1=0.0503	length=1.05	units=km
line.129	bus1=106	bus2=107	phases=3	r1=0.387	x1 =0.1193	b1=0.0503	length=0.25	units=km
line.130	bus1=107	bus2=108	phases=3	r1=0.443	x1 =0.129	b1=0.0660	length=0.8	units=km

B. 2 Dados curvas de carga e das potências de carga dos barramentos do sistema elétrico da ilha de São Vicente Usados na Simulação no OpenDSS.

load.carga1	bus1=1	phases	= 3	kva=1260	kV=6.3	
load.carga2	bus1=2	phases	= 3	kva=0	kV=20	
load.carga3	bus1=3	phases	= 3	kva=1000	kV=20	
load.carga4	bus1=4	phases	= 3	kva=0	kV=20	
load.carga5	bus1=5	phases	= 3	kva=3600	kV=6.3	daily=3
load.carga6	bus1=6	phases	= 3	kva=250	kV=6.3	daily=3
load.carga7	bus1=7	phases	= 3	kva=315	kV=6.3	daily=3
load.carga8	bus1=8	phases	= 3	kva=500	kV=6.3	daily=3
load.carga9	bus1=9	phases	= 3	kva=400	kV=6.3	daily=3
load.carga10	bus1=10	phases	= 3	kva=0	kV=6.3	daily=3
load.carga11	bus1=11	phases	= 3	kva=500	kV=6.3	daily=3
load.carga12	bus1=12	phases	= 3	kva=250	kV=6.3	daily=3
load.carga13	bus1=13	phases	= 3	kva=400	kV=6.3	daily=3
load.carga14	bus1=14	phases	= 3	kva=250	kV=6.3	daily=1
load.carga15	bus1=15	phases	= 3	kva=50	kV=6.3	daily=1
load.carga16	bus1=16	phases	= 3	kva=100	kV=6.3	daily=3
load.carga17	bus1=17	phases	= 3	kva=100	kV=6.3	daily=3
load.carga18	bus1=18	phases	= 3	kva=50	kV=6.3	daily=3
load.carga19	bus1=19	phases	= 3	kva=1260	kV=6.3	daily=3
load.carga20	bus1=20	phases	= 3	kva=0	kV=6.3	
load.carga21	bus1=21	phases	= 3	kva=400	kV=6.3	daily=1
load.carga22	bus1=22	phases	= 3	kva=50	kV=6.3	daily=3
load.carga23	bus1=23	phases	= 3	kva=160	kV=6.3	daily=1
load.carga24	bus1=24	phases	= 3	kva=0	kV=6.3	
load.carga25	bus1=25	phases	= 3	kva=250	kV=6.3	daily=3
load.carga26	bus1=26	phases	= 3	kva=500	kV=6.3	daily=3
load.carga27	bus1=27	phases	= 3	kva=400	kV=6.3	daily=1
load.carga28	bus1=28	phases	= 3	kva=200	kV=6.3	daily=1
load.carga29	bus1=29	phases	= 3	kva=250	kV=6.3	daily=1
load.carga30	bus1=30	phases	= 3	kva=250	kV=6.3	daily=1
load.carga31	bus1=31	phases	= 3	kva=200	kV=6.3	daily=1
load.carga32	bus1=32	phases	= 3	kva=400	kV=6.3	daily=1
load.carga33	bus1=33	phases	= 3	kva=250	kV=6.3	daily=1
load.carga34	bus1=34	phases	= 3	kva=250	kV=6.3	daily=1
load.carga35	bus1=35	phases	= 3	kva=630	kV=6.3	daily=1
load.carga36	bus1=36	phases	= 3	kva=0	kV=6.3	
load.carga37	bus1=37	phases	= 3	kva=250	kV=6.3	daily=3
load.carga38	bus1=38	phases	= 3	kva=200	kV=6.3	daily=1
load.carga39	bus1=39	phases	= 3	kva=250	kV=6.3	daily=1
load.carga40	bus1=40	phases	= 3	kva=200	kV=6.3	daily=1
load.carga41	bus1=41	phases	= 3	kva=250	kV=6.3	daily=1
load.carga42	bus1=42	phases	= 3	kva=100	kV=6.3	daily=1
load.carga43	bus1=43	phases	= 3	kva=0	kV=6.3	daily=1
load.carga44	bus1=44	phases	= 3	kva=400	kV=6.3	daily=1
load.carga45	bus1=45	phases	= 3	kva=160	kV=6.3	daily=1
load.carga46	bus1=46	phases	= 3	kva=250	kV=6.3	daily=1
load.carga47	bus1=47	phases	= 3	kva=400	kV=20	daily=3
load.carga48	bus1=48	phases	= 3	kva=100	kV=20	daily=3
load.carga49	bus1=49	phases	= 3	kva=400	kV=20	daily=3
load.carga50	bus1=50	phases	= 3	kva=250	kV=20	daily=3
load.carga51	bus1=51	phases	= 3	kva=400	kV=20	daily=1
load.carga52	bus1=52	phases	= 3	kva=400	kV=20	daily=2
load.carga53	bus1=53	phases	= 3	kva=250	kV=20	daily=2
load.carga54	bus1=54	phases	= 3	kva=500	kV=20	daily=3
load.carga55	bus1=55	phases	= 3	kva=160	kV=20	daily=2

load.carga56	bus1=56	phases	= 3	kva=500	kV=20	daily=3
load.carga57	bus1=57	phases	= 3	kva=400	kV=20	daily=1
load.carga58	bus1=58	phases	= 3	kva=400	kV=20	daily=1
load.carga59	bus1=59	phases	= 3	kva=400	kV=20	daily=1
load.carga60	bus1=60	phases	= 3	kva=160	kV=20	daily=1
load.carga61	bus1=61	phases	= 3	kva=160	kV=20	daily=1
load.carga62	bus1=62	phases	= 3	kva=100	kV=20	daily=1
load.carga63	bus1=63	phases	= 3	kva=400	kV=20	daily=1
load.carga64	bus1=64	phases	= 3	kva=250	kV=20	daily=2
load.carga65	bus1=65	phases	= 3	kva=250	kV=20	daily=2
load.carga66	bus1=66	phases	= 3	kva=400	kV=20	daily=1
load.carga67	bus1=67	phases	= 3	kva=250	kV=20	daily=2
load.carga68	bus1=68	phases	= 3	kva=400	kV=20	daily=3
load.carga69	bus1=69	phases	= 3	kva=400	kV=20	daily=3
load.carga70	bus1=70	phases	= 3	kva=250	kV=20	daily=2
load.carga71	bus1=71	phases	= 3	kva=250	kV=20	daily=1
load.carga72	bus1=72	phases	= 3	kva=250	kV=20	daily=1
load.carga73	bus1=73	phases	= 3	kva=250	kV=20	daily=1
load.carga74	bus1=74	phases	= 3	kva=400	kV=20	daily=1
load.carga75	bus1=75	phases	= 3	kva=0	kV=20	
load.carga76	bus1=76	phases	= 3	kva=250	kV=20	daily=1
load.carga77	bus1=77	phases	= 3	kva=500	kV=20	daily=3
load.carga78	bus1=78	phases	= 3	kva=250	kV=20	daily=3
load.carga79	bus1=79	phases	= 3	kva=100	kV=20	daily=3
load.carga80	bus1=80	phases	= 3	kva=250	kV=20	daily=1
load.carga81	bus1=81	phases	= 3	kva=160	kV=20	daily=3
load.carga82	bus1=82	phases	= 3	kva=250	kV=20	daily=1
load.carga83	bus1=83	phases	= 3	kva=160	kV=20	daily=1
load.carga84	bus1=84	phases	= 3	kva=160	kV=20	daily=1
load.carga85	bus1=85	phases	= 3	kva=250	kV=20	daily=1
load.carga86	bus1=86	phases	= 3	kva=400	kV=20	daily=3
load.carga87	bus1=87	phases	= 3	kva=160	kV=20	daily=3
load.carga88	bus1=88	phases	= 3	kva=160	kV=20	daily=1
load.carga89	bus1=89	phases	= 3	kva=160	kV=20	daily=1
load.carga90	bus1=90	phases	= 3	kva=100	kV=20	daily=1
load.carga91	bus1=91	phases	= 3	kva=0	kV=20	daily=1
load.carga92	bus1=92	phases	= 3	kva=100	kV=20	daily=1
load.carga93	bus1=93	phases	= 3	kva=100	kV=20	daily=1
load.carga94	bus1=94	phases	= 3	kva=100	kV=20	daily=1
load.carga95	bus1=95	phases	= 3	kva=0	kV=20	daily=1
load.carga96	bus1=96	phases	= 3	kva=160	kV=20	daily=1
load.carga97	bus1=97	phases	= 3	kva=160	kV=20	daily=1
load.carga98	bus1=98	phases	= 3	kva=50	kV=20	daily=1
load.carga99	bus1=99	phases	= 3	kva=100	kV=20	daily=3
load.carga100	bus1=100	phases	= 3	kva=160	kV=20	daily=3
load.carga101	bus1=101	phases	= 3	kva=160	kV=20	daily=3
load.carga102	bus1=102	phases	= 3	kva=0	kV=20	
load.carga103	bus1=103	phases	= 3	kva=0	kV=20	
load.carga104	bus1=104	phases	= 3	kva=300	kV=20	daily=3
load.carga105	bus1=105	phases	= 3	kva=0	kV=20	daily=3
load.carga106	bus1=106	phases	= 3	kva=250	kV=20	daily=2
load.carga107	bus1=107	phases	= 3	kva=160	kV=20	daily=2
load.carga108	bus1=108	phases	= 3	kva=0	kV=20	
load.carga109	bus1=109	phases	= 3	kva=50	kV=20	daily=1
load.carga110	bus1=110	phases	= 3	kva=630	kV=20	daily=3
load.carga111	bus1=111	phases	= 3	kva=0	kV=20	
load.carga112	bus1=112	phases	= 3	kva=315	kV=20	daily=3
load.carga113	bus1=113	phases	= 3	kva=0	kV=6.3	daily=3

Obs: daily=1(residencial), daily=2 (comercial), daily=3(industrial)

B. 3 Dados das potências de geração dos barramentos e dos transformadores do sistema elétrico da ilha de São Vicente Usados na Simulação no OpenDSS.

Dados dos Geradores do sistema:

Barra	Tipo	P (kW)	Nível de tensão (kV)
1	Trifásico	13640	6.3
3	Trifásico	9300	20
4	Trifásico	5950	20

Dados dos transformadores de interligação da rede de 20 kV com a de 6,3 kV:

Barras		S (kVA)	V (kV)
De	Para		
1	2	5.000	6,3/20
1	2	5.000	6,3/20
3	113	2.000	20/6,3