

# PLANO ENERGÉTICO RENOVÁVEL **CABO VERDE**



Plano energético renovável  
Cabo Verde



**Copyright © 2011, Gesto Energia S.A.**

Av. Cáceres Monteiro nº 10, 1º Sul

1495-131 Algés

Portugal

CV.2011.E.0001.1



O presente documento foi elaborado pela GESTO ENERGIA S.A. (Gesto), empresa do grupo Martifer especialista em consultoria energética e estudos de avaliação de Potencial de energias renováveis, para a Direcção Geral de Energia de Cabo Verde.

A publicação, reprodução ou distribuição (total ou parcial) da informação contida neste documento carece de prévia autorização, por escrito, da Gesto.

O conteúdo publicado neste documento baseia-se na avaliação de um conjunto de informações e dados recolhidos e analisados até à data. Com a recolha de novos dados, a Gesto reserva-se o direito de ajustar ou alterar a respectiva análise. Acresce que este documento contém informação recolhida através de diversas fontes, devidamente identificadas, que deverá ser interpretada no contexto das mesmas, não podendo ser imputada qualquer responsabilidade à Gesto pelo conteúdo dessa informação.

A Gesto não poderá ser responsabilizada pela utilização, por parte da Direcção Geral de Energia de Cabo Verde ou por terceiros, da informação contida neste documento.

(Miguel Barreto)





## LISTA DE ABREVIATURAS

° - Grau

°C – Grau Centígrado

AG Aerogeradorcm – Centímetro

Ah – Ampére - hora

ARE – Agência de Regulação Económica

AT – Alta Tensão

BAU – Business As Usual

BBL - Barril

BT – Baixa Tensão

CO<sub>2</sub> – Dióxido de Carbono

CSP – Concentrated solar power

ECV – Escudo Cabo Verdiano

ELECTRA – Empresa de Electricidade e Água de Cabo Verde

ENOT – Esquema Nacional de Ordenamento do Território

EROT – Esquemas Regionais de Ordenamento do Território

FMI – Fundo Monetário Internacional

g - Grama

GW – Giga Watt

h – Hora

H - Queda

hab - Habitantes

Hz – *Hertz*

ICTE – Instituto de Ciências da Terra e do Espaço

INE – Instituto Nacional de Estatística de Cabo Verde

INESC – Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores

KAMM - Karlsruhe Atmospheric Mesoscale Model

kg – Quilograma

km – Quilómetro

kV – Quilo Volt

kVA – Quilovolt-ampere

l - Litro

LCOE – *Levelized Cost of Energy*

m – Metro

m<sup>3</sup> – Metro Cúbico

M - Milhão

MT – Média Tensão

MVA – Mega Volt Ampere

MW – Mega Watt

MWp – Mega Watt pico

NEPS - Número de horas equivalentes à potência nominal

PDM – Plano director municipal

PIB – Produto Interno Bruto

PPP – Parceria Públic Privado

PSS/E - *Power System Simulator for Engineering*

PT – Posto de Transformação

PTA – Posto de Transformação Aéreo

Q - Caudal

RSU – Resíduos Sólidos Urbanos

s - Segundo

SIG – Sistemas de Informação Geográfica

SIR – Sistema Integrado de Resíduos

t ou ton – Tonelada

TCMA - Taxa de Crescimento Média Anual

UCTE - Union for the Co-ordination of Electricity Transmission

V - Volt

VAL – Valor actualizado líquido

W – Watt

WASP – Wind Atlas Analysis and Application Program

Wp – Watt pico

ZDER – Zona de Desenvolvimento para Energias Renováveis

ZDTI – Zona De Desenvolvimento Turístico Integral

## EQUIPA DE PROJECTO

O presente documento foi elaborado sob a coordenação de Miguel Barreto com o apoio da seguinte equipa:

### Equipa Gesto:

Carlos Gueifão (Eng. Electrotécnico)

Carlos Martins (Eng. Civil)

Frederico Barreira (Eng. Mecânico)

Gonçalo Cúmano (Eng. Mecânico)

Joana Santos (Eng.ª Civil)

João Sousa (Eng. Electrotécnico)

Jorge André (Eng. Civil)

Luís Calisto (Eng. Florestal)

Miguel Barreto (Gestor)

Nuno Nóbrega (Eng. Ambiente)

Pedro Fernandes (Eng. Electrotécnico)

Ricardo Caranova (Geólogo)

Rafael Silva (Geólogo)

Rita Serra (Jurista)

Sara Guedes (Eng.ª Ambiente)

Sónia André (Eng.ª Civil)

### Equipa Direcção Geral de Energia:

Alberto Mendes

Edmilson Pinto

### Consultores:

*INESC* – Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores

*Geothermex Inc.*

*Aqualogus*, Engenharia e Ambiente Lda.

*ICTE*- Instituto das Ciências da Terra e do Espaço

António Lobo de Pina

Alberto de Mota Gomes





## ÍNDICE GLOBAL DO PLANO

### PLANO ENERGÉTICO RENOVÁVEL DE CABO VERDE

ESTUDO DA EVOLUÇÃO DA PROCURA

PLANO DE INVESTIMENTOS

ESTUDO DO RECURSO EÓLICO

ESTUDO DO RECURSO SOLAR

ESTUDO DO RECURSO GEOTÉRMICO

ESTUDO DO RECURSO HÍDRICO

ESTUDO DO RECURSO MARÍTIMO

ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÓMICA, FINANCEIRA E AMBIENTAL -  
CENTRAIS DE BOMBAGEM PURA

ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÓMICA, FINANCEIRA E AMBIENTAL -  
CENTRAL GEOTÉRMICA NA ILHA DO FOGO



## ÍNDICE DE TEXTO

<b>1</b>	<b>SUMÁRIO EXECUTIVO</b> .....	<b>9</b>
<b>2</b>	<b>Caracterização do Sistema Eléctrico</b> .....	<b>11</b>
2.1	Introdução .....	11
2.2	Sector Eléctrico Actual.....	11
2.2.1	Enquadramento.....	11
2.2.2	Centrais Eléctricas .....	15
2.2.3	Micro Centrais Eléctricas .....	19
<b>3</b>	<b>Estudo da Evolução da Procura</b> .....	<b>23</b>
3.1	Introdução .....	23
3.2	Situação Actual .....	23
3.3	Evolução da Procura em cada Ilha .....	24
3.4	Evolução da Procura de Cabo Verde.....	28
3.5	Evolução da procura em Cabo Verde.....	30
3.6	Comparação com Outros Países .....	31
3.7	Conclusão.....	32
<b>4</b>	<b>Projectos em Curso</b> .....	<b>35</b>
4.1	Considerações Prévias .....	35
4.2	Parques Eólicos .....	35
4.2.1	Projectos Cabeólica - Santiago, São Vicente, Sal e Boavista.....	35
4.2.2	Electric - Santo Antão .....	36
4.3	Parques Solares.....	36
4.3.1	Projectos Solares Fotovoltaicos + <i>BackUp</i> Térmico - Santiago e Sal .....	36
4.3.2	Microgeração em Edifícios Públicos .....	38
4.4	Sistemas <i>Off-Grid</i> .....	39
4.4.1	Serviço energético sustentável para povoações rurais isoladas (SESAM-ER) .....	39
4.4.2	Chã das Caldeiras – ilha do Fogo .....	41
4.5	Conclusão.....	42
<b>5</b>	<b>Análise e Caracterização dos Recursos Renováveis</b> .....	<b>43</b>
5.1	Enquadramento .....	43
5.2	Recurso Eólico.....	43



5.2.1	Introdução .....	43
5.2.2	Caracterização do Recurso .....	44
5.2.3	Metodologia para a Definição de ZDERS .....	48
5.2.4	Proposta de Zonas de Desenvolvimento de Energias Renováveis para Projectos Eólicos .....	49
5.3	Recurso Solar .....	50
5.3.1	Introdução .....	50
5.3.2	Caracterização do Recurso .....	50
5.3.3	Metodologia para a Definição de ZDER .....	54
5.3.4	Proposta de Zonas de Desenvolvimento de Energias Renováveis para Projectos Solares .....	55
5.4	Recurso Hídrico .....	56
5.4.1	Introdução .....	56
5.4.2	Caracterização do Recurso .....	56
5.4.3	Estimativa do Potencial Teórico .....	59
5.5	Resíduos Sólidos Urbanos .....	64
5.5.1	Introdução .....	64
5.5.2	Caracterização do Recurso .....	64
5.5.3	Metodologia para a Definição de ZDERS .....	66
5.5.4	Proposta de Zonas de Desenvolvimento de Energias Renováveis para Projectos RSU .....	67
5.6	Recurso Geotérmico .....	67
5.6.1	Introdução .....	67
5.6.2	Caracterização do Recurso .....	67
5.6.3	Metodologia para a Definição de ZDERS .....	70
5.6.4	Proposta de Zonas de Desenvolvimento de Energias Renováveis para Projectos Geotérmicos .....	70
5.7	Recurso Marítimo .....	70
5.7.1	Introdução .....	70
5.7.2	Caracterização do Recurso .....	71
5.7.3	Metodologia para a Definição de ZDER .....	71
5.7.4	Proposta de Zonas de Desenvolvimento de Energias Renováveis para Projectos Marítimos .....	73
<b>6</b>	<b>Projectos Identificados .....</b>	<b>75</b>
6.1	Eólicos .....	75
6.1.1	Metodologia .....	75
6.1.2	Apresentação de Resultados .....	77



6.2	Solares.....	82
6.2.1	Metodologia .....	82
6.2.2	Apresentação de Resultados .....	82
6.3	Bombagem Pura .....	83
6.4	Resíduos Sólidos Urbanos.....	85
6.5	Geotérmicos .....	86
6.6	Marítimos .....	86
<b>7</b>	<b>Avaliação e Hierarquização Técnico-Económica dos Projectos.....</b>	<b>87</b>
7.1	Resumo dos Projectos Identificados.....	87
7.2	Metodologia e Pressupostos .....	91
7.2.1	Enquadramento.....	91
7.2.2	Pressupostos Gerais .....	92
7.2.3	Eólico .....	94
7.2.4	Solar Fotovoltaico.....	95
7.2.5	Geotérmico.....	97
7.2.6	Resíduos Sólidos Urbanos .....	97
7.2.7	Bombagem Pura .....	98
7.2.8	Marítimo.....	98
7.2.9	Combustíveis Fósseis.....	99
7.3	Custos de Geração por Projecto .....	100
<b>8</b>	<b>Desenvolvimento e Estudo de Cenários de Penetração de Energias Renováveis.....</b>	<b>107</b>
8.1	Estudos de Estabilidade das Redes .....	107
8.2	Análise e Optimização da Penetração de Energias Renováveis.....	108
8.3	Custos de Geração do Sistema .....	109
8.4	Análise de Cobertura de Ponta .....	111
8.5	Cenários .....	117
8.5.1	Enquadramento.....	117
8.5.2	Taxas de Penetração de Energias Renováveis .....	119
8.5.3	Impactos Económicos, Sociais e Ambientais .....	121
<b>9</b>	<b>Plano de Implementação 2010-2020 .....</b>	<b>125</b>
9.1	Projectos Renováveis.....	125
9.2	Investimentos em Infra-estruturas.....	127



Bibliografia .....	133
--------------------	-----

## LISTA DE ANEXOS

ANEXO A – ZONAS DE DESENVOLVIMENTO DE ENERGIAS RENOVÁVEIS – CARTOGRAFIA

ANEXO B – PROJECTOS EÓLICOS – *SITE ASSESSMENT*

ANEXO C – PROJECTOS SOLARES – *SITE ASSESSMENT*

ANEXO D – PROJECTOS EÓLICOS – CARTOGRAFIA E SIMULAÇÃO VISUAL

ANEXO E – PROJECTOS HÍDRICOS - CARTOGRAFIA E SIMULAÇÃO VISUAL

ANEXO F – PROJECTOS RSU – CARTOGRAFIA

ANEXO G – ESPECIFICAÇÃO CONCEPTUAL DO MODELO SIMRES®

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 - Localização das centrais produtoras de energia eléctrica (2010) .....	12
Figura 2.2 - Potência instalada e energia gerada através de centrais eléctricas a <i>fuelóleo</i> (2009).....	13
Figura 2.3 – Evolução da tarifa de electricidade ente 1990 e 2020 (Agência de Regulação Económica, 2010).....	14
Figura 2.4 – Comparação dos custos de geração em Cabo Verde com as tarifas praticadas em vários países Africanos .....	14
Figura 2.5 – Investimentos realizados no equipamento do Parque Electroprodutor, Fonte: (ELECTRA E. e., 2009), Análise Gesto .....	16
Figura 3.1 - Evolução histórica do consumo das cinco ilhas de estudo por sector, (ELECTRA) .....	23
Figura 3.2 - Repartição da procura de energia eléctrica por sector e por ilha (2009).....	24
Figura 3.3 - Evolução da procura, ponta e vazio para os cenários estudados (Praia Santiago) .....	25
Figura 3.4 - Evolução da procura, ponta e vazio para os cenários estudados (Interior Santiago) .....	25
Figura 3.5 - Evolução da procura, ponta e vazio para os cenários estudados (São Vicente) .....	26
Figura 3.6 - Evolução da procura, ponta e vazio para os cenários estudados (Sal).....	26
Figura 3.7 - Evolução da procura, ponta e vazio para os cenários estudados (Santo Antão).....	26
Figura 3.8 - Evolução da procura, ponta e vazio para os cenários estudados (Fogo).....	26
Figura 3.9 - Evolução da procura, ponta e vazio para os cenários estudados (São Nicolau).....	27
Figura 3.10 - Evolução da procura, ponta e vazio para os cenários estudados (Boavista).....	27
Figura 3.11 - Evolução da procura, ponta e vazio para os cenários estudados (Maio) .....	27
Figura 3.12 - Evolução da procura, ponta e vazio para os cenários estudados (Brava) .....	28
Figura 3.13 – Consolidação da procura por sector de acordo com o cenário intermédio (ilhas em estudo) .....	29
Figura 3.14 – Consolidação da procura .....	31
Figura 3.15 – Relação entre desenvolvimento económico e procura de energia eléctrica (* excepto África do Sul) .....	32
Figura 4.1 - Parque Eólico ELECTRIC .....	36
Figura 4.2 - Localização e implantação da Central Solar Fotovoltaica de Santiago.....	37
Figura 4.3 - Localização e implantação da Central Solar Fotovoltaica do Sal .....	38
Figura 4.4 - Esquema representativo do projecto de micro redes no Tarrafal .....	39



Figura 4.5 - Esquema representativo do projecto de micro redes em Monte Trigo .....	40
Figura 4.6 - Produção de origem renovável (% da geração total) .....	42
Figura 5.1 – Velocidade média do vento (resultado de simulação) .....	45
Figura 5.2 – Radiação global nas ilhas em estudo. ....	51
Figura 5.3 – Zonas de nebulosidade. ....	52
Figura 5.4 – Radiação anual incidente em planos de 15ºS (kWh/m <sup>2</sup> /ano) .....	53
Figura 5.5 – Produção específica (kWh/kWp/ano).....	54
Figura 5.6 – Mapa de escoamento anual médio nas ilhas estudadas do Arquipélago obtido por aplicação da fórmula de <i>Turc.</i> .....	57
Figura 5.7 – Mapa de escoamento anual médio nas ilhas estudadas do Arquipélago obtido por aplicação de uma relação precipitação escoamento. ....	58
Figura 5.8 – Mapa de escoamento anual médio do Arquipélago obtido por aplicação do balanço hídrico. ....	59
Figura 5.9 – Potencial hidroeléctrico teórico na ilha de Santiago. ....	59
Figura 5.10 – Potencial hidroeléctrico teórico na ilha de São Vicente. ....	60
Figura 5.11 – Potencial hidroeléctrico teórico na ilha do Sal. ....	60
Figura 5.12 – Potencial hidroeléctrico teórico na ilha de Santo Antão. ....	61
Figura 5.13 – Potencial hidroeléctrico teórico na ilha do Fogo. ....	61
Figura 5.14 – Potencial hidroeléctrico teórico na ilha de São Nicolau. ....	62
Figura 5.15 – Potencial hidroeléctrico teórico na ilha da Boavista. ....	62
Figura 5.16 – Potencial hidroeléctrico teórico na ilha do Maio. ....	63
Figura 5.17 – Potencial hidroeléctrico teórico na ilha da Brava. ....	63
Figura 5.18 - Composição dos RSU de Cabo Verde .....	65
Figura 5.19 - Exemplo de uma central de valorização energética de resíduos sólidos .....	66
Figura 5.20 – Profundidade do possível reservatório geotérmico na ilha do Fogo.....	68
Figura 5.21 – Espessura do possível reservatório geotérmico na ilha do Fogo.....	69
Figura 5.22 – Temperatura do reservatório (topo) possível na ilha do Fogo .....	69
Figura 5.23 - Fluxo de energia médio para o arquipélago de Cabo Verde (kW/m) .....	71
Figura 5.24 – Zonas-piloto estudadas .....	72
Figura 5.25 - Factor de capacidade anual para cada área estudada (Área 1 – Santo Antão, Área 2 – São Vicente, Área 3 – Sal, Área 4 – Fogo, Área 5 – Santiago, Área 6 – São Nicolau, Área 7 – Boavista, Área 8 – Maio, Área 9 – Brava) .....	73
Figura 6.1 - Distâncias mínimas entre os rotores dos AG – sentido de ventos não dominantes .....	75
Figura 6.2 - Distâncias mínimas entre os rotores dos AG – sentido de ventos não dominantes .....	76
Figura 6.3 – Declives preferenciais dos <i>sites</i> eólicos .....	77
Figura 6.4 - Efeito da rugosidade do terreno .....	77
Figura 6.5 – Localização de aproveitamentos hidroeléctricos na ilha de Santiago (20 MW) .....	84
Figura 6.6 – Localização do aproveitamento hidroeléctrico na ilha de São Vicente (10 MW).....	85
Figura 7.1 - Identificação das ZDER por tecnologia .....	87
Figura 7.2 - Identificação dos projectos prioritários por tecnologia .....	88
Figura 7.3 - Identificação de projectos por ilha e por tecnologia.....	89
Figura 7.4 – Evolução do preço das emissões de CO <sub>2</sub> (Fonte: <i>Bloomberg New Energy Finance</i> ).....	93
Figura 7.5 – Evolução do preço de combustíveis fósseis (Fonte: (Agência de Regulação Económica, 2010) e(Organization of the Petroleum Exporting Countries)) .....	99
Figura 7.6 – Hierarquização dos projectos identificados de acordo com o LCOE .....	101



Figura 7.7 – Variação do número de horas de produção e investimento consoante o projecto eólico .....	104
Figura 8.1 - Índice de cobertura de ponta – ilha de Santiago.....	112
Figura 8.2 - Índice de cobertura de ponta – ilha de São Vicente.....	113
Figura 8.3 - Índice de cobertura de ponta – ilha do Sal.....	113
Figura 8.4 - Índice de cobertura de ponta – ilha de Santo Antão.....	114
Figura 8.5 - Índice de cobertura de ponta – ilha do Fogo .....	114
Figura 8.6 – Índice de cobertura de ponta – São Nicolau.....	115
Figura 8.7 - Índice de cobertura de ponta – Boavista .....	115
Figura 8.8 - Índice de cobertura de ponta – Maio.....	116
Figura 8.9 - Análise global do índice de cobertura de ponta para os anos de 2012, 2015 e 2020 .....	117
Figura 8.10 – Metodologia de análise e selecção dos cenários.....	118
Figura 8.11 - Percentagem da produção com base em energias renováveis, <i>Cenário Mercado, Cenário Económico e Cenário 50% Renováveis</i> .....	120
Figura 8.12 - Evolução dos custos médios de geração das cinco ilhas nos três cenários.....	121
Figura 8.13 - Resumo dos impactos sócio-económicos dos três cenários .....	123
Figura 9.1 - Projectos em 2020 – <i>Cenário 50% Renováveis</i> .....	126
Figura 9.2 - Análise económica da interligação marítima São Vicente / Santo Antão .....	129
Figura 9.3 – Plano de acção Cabo Verde – 50% Renovável .....	130
Figura 9.4 – Investimento em infra-estruturas renováveis e investimento em capacidade de geração térmica .....	130

## ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 2.1 - Características técnicas das centrais produtoras de energia eléctrica .....	16
Quadro 2.2 - Características técnicas das micro centrais eléctricas.....	20
Quadro 3.1 - Comparação da TCMA sectorial (2000-09 vs. 2009-20) .....	29
Quadro 4.1 - Parques Eólicos CabEólica .....	35
Quadro 4.2 - Projecto “Microgeração em Edifícios Públicos” – Fase I .....	38
Quadro 4.3 - Características técnicas do aproveitamento hidroeléctrico.....	40
Quadro 4.4 - Características técnicas do projecto fotovoltaico .....	40
Quadro 5.1 – Zonas para Desenvolvimento de Energias Renováveis (Eólica).....	49
Quadro 5.2 – Potencial das Zonas para Desenvolvimento de Energias Renováveis (Solar).....	55
Quadro 5.3 - Zonas para Desenvolvimento de Energias Renováveis (Geotérmico).....	70
Quadro 5.4 - Zonas para Desenvolvimento de Energias Renováveis (Marítimo).....	73
Quadro 6.1 - Projectos Eólicos identificados.....	78
Quadro 6.2 - Projectos Eólicos - Ranking .....	81
Quadro 6.3 - Projectos fotovoltaicos identificados.....	83
Quadro 6.4 – Projectos geotérmicos identificados .....	86
Quadro 6.5 – Projectos marítimos identificados.....	86
Quadro 7.1 – Repartição por ilha/tecnologia da potência dos projectos de energias renováveis identificados.....	88
Quadro 7.2 – Potência e produção anual prevista dos projectos de energias renováveis identificados .....	89
Quadro 7.3 – Condições de financiamento e taxas de actualização .....	93
Quadro 7.4 – Investimento e custos de O&M dos projectos eólicos .....	94



Quadro 7.5 – Investimento e custos de O&M dos projectos solares fotovoltaicos .....	96
Quadro 7.6 – Investimento e custos de O&M das centrais RSU .....	97
Quadro 7.7 – Investimento e custos de O&M dos aproveitamentos hidroeléctricos de bombagem .....	98
Quadro 7.8 – Investimento e custos de O&M dos projectos de ondas.....	98
Quadro 7.9 – Pressupostos assumidos para determinação do LCOE de centrais fuelóleo e gasóleo .....	100
Quadro 7.10 – LCOE dos projectos de energias renováveis identificados .....	103
Quadro 8.1 - Cenários 2015 que permitem a integração de 50% RES em 2020 .....	108
Quadro 8.2 - Cenários 2020 que permitem 50% de RES .....	109
Quadro 8.3 - Pressupostos assumidos para a utilização de <i>flywheels</i> .....	111
Quadro 9.1 - Plano de implementação proposto.....	127



## 1 SUMÁRIO EXECUTIVO

**A elevada dependência face aos combustíveis fósseis é uma das principais razões para as dificuldades sentidas no sector eléctrico de Cabo Verde.**

Em 2009, mais de 95% da electricidade foi produzida a partir de combustíveis fósseis, pelo que o aumento do preço do petróleo representou um aumento significativo dos custos da concessionária do sector – a Electra.

De modo a reflectir os custos de geração acrescidos, a Agência de Regulação Económica (ARE) aumentou em cerca de 30% as tarifas da electricidade entre 2005 e 2009. No entanto, no mesmo período, as perdas de energia aumentaram substancialmente (tendo passado de 17% em 2005, para 26% em 2009) devido a razões técnicas e não técnicas.

Em conjunto, o aumento dos custos e a redução das receitas limitam a capacidade da Electra de investir na rede eléctrica e em capacidade de geração, originando apagões e aumentando exponencialmente os custos de operação, criando-se uma espiral negativa e insustentável.

**Prevê-se que o consumo de electricidade duplique até 2020, atingindo os 670 GWh. Com a duplicação do consumo e, apenas com os projectos renováveis em curso, o consumo de combustíveis fósseis continuará a aumentar.**

O consumo de electricidade em Cabo Verde cresceu a uma taxa anual média de 8,7% entre 2000 e 2009, ficando parte significativa desse crescimento a dever-se ao esforço de electrificação que tem vindo a ser desenvolvido - a taxa de cobertura territorial da rede eléctrica está actualmente nos 95%.

Não obstante a forte aposta na eficiência energética, que tem vindo a verificar-se, a melhoria das condições de vida e o crescimento económico esperados até 2020 resultarão num significativo aumento do consumo de electricidade.

Com os projectos renováveis em curso, Cabo Verde atingirá 25% de renováveis em 2012. No entanto, sem projectos adicionais esse valor deverá passar para os 16% em 2020, o que resultará numa importação de combustíveis fósseis 1,9 vezes superior à verificada em 2009.

**Cabo Verde tem um potencial estimado de 2.600 MW de Energias Renováveis, tendo sido estudados mais de 650 MW em projectos concretos com custos de produção inferiores aos dos combustíveis fósseis.**

O maior recurso renovável de Cabo Verde é o solar que, recorrendo ao financiamento através de linhas de crédito concessionais, é já uma tecnologia de geração de energia competitiva face aos combustíveis fósseis.

O recurso renovável mais económico é o eólico, tendo sido estudados 241 MW em potenciais projectos com custos de geração inferiores a metade do custo do fuelóleo (€50/MWh vs. €131/MWh).

Também os resíduos sólidos urbanos podem ser uma fonte de energia competitiva em Santiago e São Vicente.

A energia das ondas e geotérmica apresentam uma elevada incerteza associada à tecnologia e ao recurso.

**Os estudos realizados demonstram que é possível superar os 50% de taxa de penetração de Energias Renováveis na produção de electricidade em Cabo Verde até 2020 de forma tecnicamente viável e economicamente competitiva, desde que se cumpram um conjunto de requisitos ao nível das infra-estruturas de suporte e do financiamento.**



Nas ilhas de Santiago e São Vicente é possível atingir uma penetração de Energias Renováveis próxima dos 60% com investimentos em sistemas de armazenamento de energia inercial, numa central hidroeléctrica de bombagem pura em Santiago e na ligação eléctrica São Vicente e Santo Antão.

Nestas três ilhas torna-se necessário financiar os projectos com recurso a linhas de crédito concessional, beneficiando, de um menor custo. Esta redução permite compensar os investimentos em infra-estruturas de gestão e armazenamento necessários, bem como, as perdas de produção associadas ao excesso de energia nas horas de maior produção renovável e menor consumo.

Nas restantes ilhas, a dimensão do consumo limita o potencial de integração de renováveis com segurança e de forma economicamente vantajosa, a valores próximos dos 30%, pelo que pela escala e dispersão dos projectos recomenda-se uma aposta na produção independente.

De forma a atingir os 50% de Energias Renováveis e reduzir significativamente a dependência face aos combustíveis fósseis, o Governo decidiu lançar um ambicioso Programa de Acção assente em 5 eixos principais:

**Eixo 1: Preparar as infra-estruturas** – A introdução de 50% de Energias Renováveis requer um conjunto de investimentos ao nível das infra-estruturas, de forma a minimizar as restrições associadas à dimensão dos sistemas eléctricos e garantir a segurança e fiabilidade do abastecimento de energia.

**Eixo 2: Garantir o financiamento e envolver o sector privado** – A necessidade de investimentos iniciais elevados e de conhecimentos técnicos especializados, requer a disponibilização de financiamento e o envolvimento do sector privado.

**Eixo 3: Implementar os projectos** – A meta assumida requer a concretização de um plano ambicioso de investimentos em projectos de Energias Renováveis.

**Eixo 4: Maximizar a eficiência** – Existe um potencial elevado para melhoria da eficiência, particularmente ao nível das perdas, que limitam o potencial de rentabilização e recuperação dos fortes investimentos assumidos no Plano de Acção.

**Eixo 5: Lançar o Cluster das Energias Renováveis** – Além de consumidor, pretende-se transformar Cabo Verde num produtor de equipamentos nesta área e, num país modelo em toda a região oeste africana, com capacidade de exportar tecnologia e know-how.

Até 2020, o Plano de Acção resultará na instalação em Cabo Verde de mais de 140 MW de Energias Renováveis através de um plano de investimentos superior a 300 milhões de EUROS. Este plano permitirá a criação de mais de 800 postos de trabalho directos e indirectos e permitirá atingir, em 2020, custos de geração de energia 20% inferiores aos actuais.

Serão também economizados cerca de 37 milhões de EUROS de importações, o equivalente a cerca de 75 milhões de litros de fuelóleo ou gasóleo e, 225.000 toneladas de emissões de CO<sub>2</sub>.

Cabo Verde assume a ambição de, até 2020, estar no “Top 10” dos países com maior taxa de penetração de Energias Renováveis



## 2 CARACTERIZAÇÃO DO SISTEMA ELÉCTRICO

### 2.1 INTRODUÇÃO

O conhecimento detalhado do Parque Electroprodutor é essencial para a análise de cenários de penetração de energias renováveis e da adequabilidade de futuros projectos renováveis, quer ao nível da produção de energia (Solar, Eólica, Geotérmica, Hídrica, Bombagem, entre outros), quer ao nível da expansão e gestão da rede eléctrica.

De forma a proceder a uma análise detalhada das características e limitações do Parque Electroprodutor de Cabo Verde e, após uma recolha exaustiva de todas as informações relevantes para a mesma, foi realizada uma auditoria a todas as instalações de produção de energia eléctrica, nas Ilhas de Santiago, São Vicente, Santo Antão, Sal, Fogo, entre os dias 17 de Junho e 3 de Julho de 2010 e às ilhas da Boavista, São Nicolau, Maio e Brava, entre os dias 9 de Fevereiro e 3 de Março de 2011. Nesta campanha, foram recolhidas as características técnicas mais relevantes para a análise do Parque Electroprodutor procedendo-se à sua georreferenciação, de forma a permitir o seu mapeamento em Sistemas de Informação Geográfica – SIG. Os resultados destas auditorias encontram-se detalhados nos Anexos A e B do documento *Plano de Investimentos*.

O sistema eléctrico Cabo-Verdiano caracteriza-se por apresentar, actualmente, uma taxa de cobertura territorial das redes de electricidade na ordem dos 95%. O aumento da cobertura das redes eléctricas tem-se revelado um processo progressivo, registando-se (com base nos registos da ELECTRA), uma cobertura de 100% nas ilhas do Sal e Brava, no ano de 2006, Boavista e São Vicente, em 2007 e, São Nicolau, em 2008.

O Parque Electroprodutor Cabo-Verdiano assenta, predominantemente, em centrais termoeléctricas alimentadas por combustíveis fósseis. A economia energética Cabo-Verdiana encontra-se, desta forma, dependente da volatilidade dos mercados petrolíferos, ficando, assim, sujeita às constantes variações do preço dos combustíveis.

O plano de investimentos para a modernização e ampliação do parque electroprodutor e, reforços e expansão das redes de distribuição e transporte que a ELECTRA tem em curso, foi alvo de um estudo detalhado, sendo apresentados, no *Plano de Investimentos*, os principais projectos identificados.

O actual sistema produtor de energia eléctrica regista uma instabilidade considerável, no que diz respeito à garantia de fornecimento de energia às populações, causada, essencialmente, pela ocorrência de falhas e avarias nos grupos geradores, bem como pela ocorrência de defeitos nas redes de transporte e distribuição. Neste âmbito, é objectivo da ELECTRA centralizar a produção de energia eléctrica na maioria das ilhas que se encontram no âmbito do presente estudo e, constituir sistemas únicos de geração térmica de electricidade que garantam segurança no abastecimento de energia eléctrica.

### 2.2 SECTOR ELÉCTRICO ACTUAL

#### 2.2.1 ENQUADRAMENTO

Actualmente, a potência total instalada em centrais, micro centrais eléctricas e projectos renováveis é de, aproximadamente, 114 MW. Quanto à produção de energia eléctrica, durante o ano de 2009, foram gerados cerca de 307 GWh, valor que regista uma tendência crescente de ano para ano.

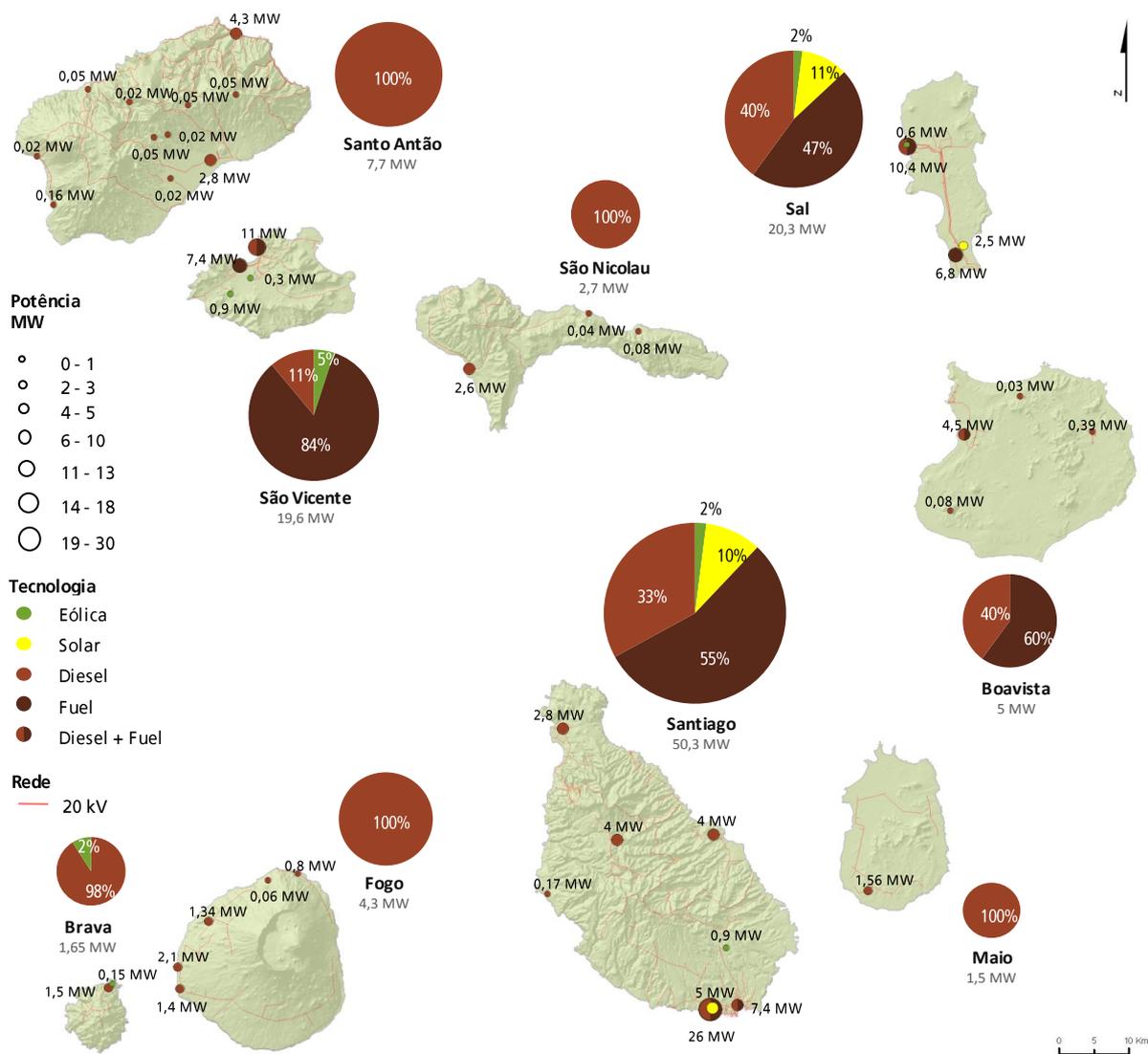
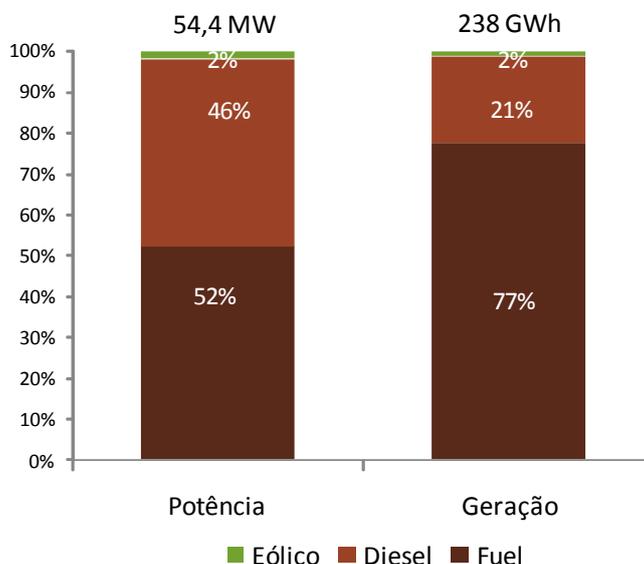


Figura 2.1 - Localização das centrais produtoras de energia eléctrica (2010)

Na Figura 2.1 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, representando, o seu valor total, 9% da potência total instalada, no ano considerado. De referir que este valor contempla já os parques solares fotovoltaicos instalados durante o ano de 2010 nas ilhas de Santiago e Sal.

A Figura 2.2 apresenta a repartição da potência instalada e da geração de electricidade por tipo de fonte, em 2009.



**Figura 2.2 - Potência instalada e energia gerada através de centrais eléctricas a fuelóleo (2009)**

Na Figura 2.2 pode constatar-se a forte dependência de Cabo Verde, da utilização de combustíveis fósseis na produção de energia eléctrica, particularmente a geração com recurso a fuelóleo, que representa, em potência instalada e, em produção, cerca de 52% (54,4 MW) e 77% (238 GWh) da energia total produzida, respectivamente.

Reflexo desta dependência dos combustíveis fósseis, as tarifas de electricidade praticadas em Cabo Verde registam valores bastante superiores à média das referências utilizadas neste estudo, nomeadamente, Portugal, Senegal, Costa do Marfim, Camarões, Gana, Guiné-Bissau e Nigéria (Figura 2.4).

O estabelecimento das tarifas encontra-se intrinsecamente associado ao custo de geração de energia, custo esse que, dada a composição do parque electroprodutor de Cabo Verde, depende fortemente do custo dos combustíveis consumidos para a geração de energia.

Com base nos dados publicados pela Agência de Regulação Económica (ARE), a evolução da tarifa no período compreendido pelos anos 1990 e 2009, a preços constante e preços correntes, registou uma evolução semelhante à ilustrada na Figura 2.3.

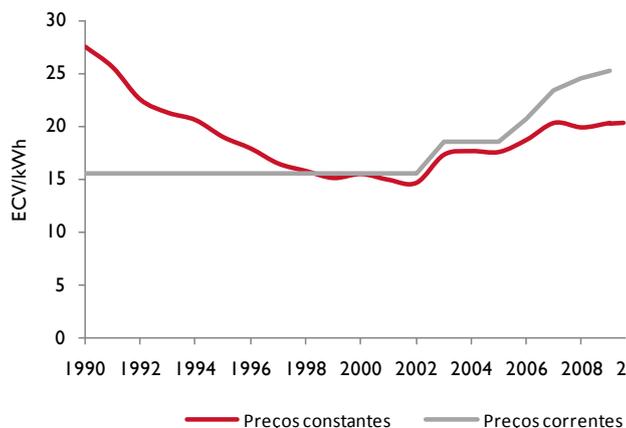


Figura 2.3 – Evolução da tarifa de electricidade ente 1990 e 2020<sup>1</sup> (Agência de Regulação Económica, 2010)

Na Figura 2.4 apresentam-se os custos estimados<sup>2</sup> de geração de electricidade para cada uma das ilhas com maior número de habitantes, onde se evidencia a relevância da parcela relativa aos combustíveis utilizados no custo global da geração e as restantes parcelas associadas ao investimento em equipamentos, perdas técnicas e consumos dos serviços auxiliares.

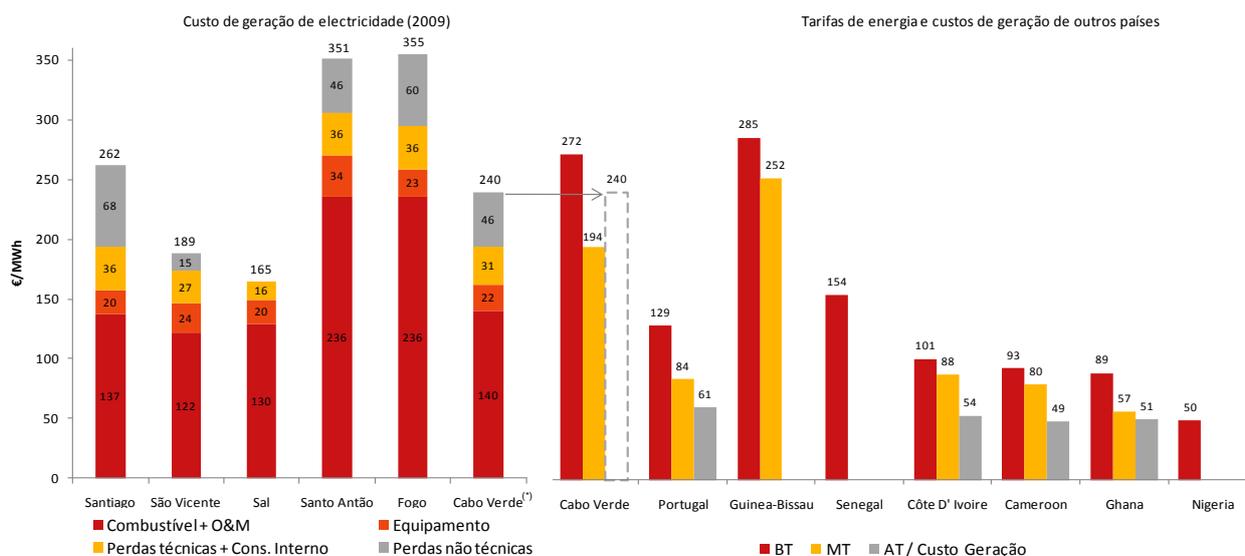


Figura 2.4 – Comparação dos custos de geração em Cabo Verde com as tarifas praticadas em vários países Africanos

<sup>1</sup> Neste estudo foi considerada a média das tarifas Baixa Tensão (BT) Doméstica e BT Doméstica Social.

<sup>2</sup> Os valores dos custos de geração no Arquipélago foram estimados considerando um custo actual dos combustíveis, fuelóleo (380) e gasóleo de, respectivamente, 55 ECV/kg e 89 ECV/l o que corresponde, aproximadamente, à média de 2010 e, assumindo uma taxa de crescimento destes custos de 2% por ano. O custo do equipamento foi definido com base nos valores correntes de mercado.



Através da análise dos custos de geração do sistema, é possível distinguir as ilhas de Cabo Verde em dois grupos: as ilhas de Santiago, São Vicente e Sal que evidenciam custos de geração (designadamente, equipamento, combustível e operação e manutenção) bastante semelhantes entre si e que se prendem com a circunstância do parque electroprodutor destas ilhas ser constituído, maioritariamente, por geradores alimentados por fuelóleo; as ilhas de Santo Antão e Fogo, cujo parque electroprodutor é baseado em geradores gasóleo, cujo custo se reflecte em custos de geração mais elevados.

Considerando o incremento correspondente ao consumo interno e às perdas, obtém-se um custo de, aproximadamente, 240 €/MWh para o custo de geração de energia em Cabo Verde. Este valor situa-se entre as tarifas de BT (baixa tensão) e MT (média tensão) praticadas no Arquipélago.

Importa, ainda, salientar a contribuição relevante das perdas não técnicas para o custo de geração, parcela que, a ser eliminada, poderia reduzir o custo de geração para valores próximos de 194€/MWh.

Ainda na Figura 2.4 apresenta-se a análise comparativa entre os custos de geração e as tarifas<sup>3</sup> praticadas nos diferentes níveis de tensão nos países tomados como referência neste estudo<sup>4</sup>. Esta análise evidencia o facto de Cabo Verde praticar tarifas bastante elevados mas que, ainda assim, parecem insuficientes (MT) para suportar os custos de geração.

Constituindo as elevadas tarifas um problema socioeconómico e um entrave ao desenvolvimento da economia do país, considera-se urgente atingir uma redução substancial dos custos de geração de energia.

Embora a insularidade dos vários sistemas possa justificar um custo acrescido, em particular no valor dos combustíveis, esta análise, embora simplificada, permite concluir que existem formas de atingir uma drástica redução no custo de geração de energia no Arquipélago:

- Alterar a composição do parque electroprodutor actualmente assente em geradores gasóleo e fuelóleo, investindo em tecnologias renováveis com custos de exploração reduzidos;
- Identificar e eliminar as perdas não técnicas, actualmente responsáveis por uma substancial quota-parte do custo de geração de energia no Arquipélago.

## 2.2.2 CENTRAIS ELÉCTRICAS

Actualmente, o parque electroprodutor de Cabo Verde é composto por doze centrais produtoras de energia eléctrica que representam, no total, cerca de 102 MW de potência instalada. Os Concelhos abrangidos por estas redes têm acesso contínuo a energia, com uma qualidade e fiabilidade do sistema condicionada pelos recorrentes *blackouts*, que ficam a dever-se, essencialmente, à ocorrência de falhas e defeitos nos grupos e redes de distribuição.

Analisando os investimentos no equipamento do parque electroprodutor nos últimos anos por tipo de tecnologia e combustível verifica-se, de acordo com a Figura 2.5, uma clara aposta no recurso a grupos geradores alimentados a *fuelóleo*, permitindo um custo de geração bastante inferior dado o custos do combustível ser substancialmente inferior ao do gasóleo.

---

<sup>3</sup> Para a tarifa de BT praticada em Cabo Verde, considerou-se a tarifa referente a consumos superiores a 60 kWh (29,94 ECV/kWh) e, para média tensão (MT), considerou-se apenas a componente variável (21,40 ECV/kWh), ambas as tarifas publicadas pela Agência de Regulação Económica (Agência de Regulação Económica, 2009). A informação referente aos restantes países foi recolhida num documento publicado pela organização alemã GTZ (GTZ, 2009).

<sup>4</sup> Dada a escassez de dados relativos ao custo de geração considerou-se, em alguns casos, a tarifa praticada para alta ou muito alta tensão (AT) como uma aproximação do custo de geração (por excesso) que, em geral, não difere em grande medida dos custos de geração.

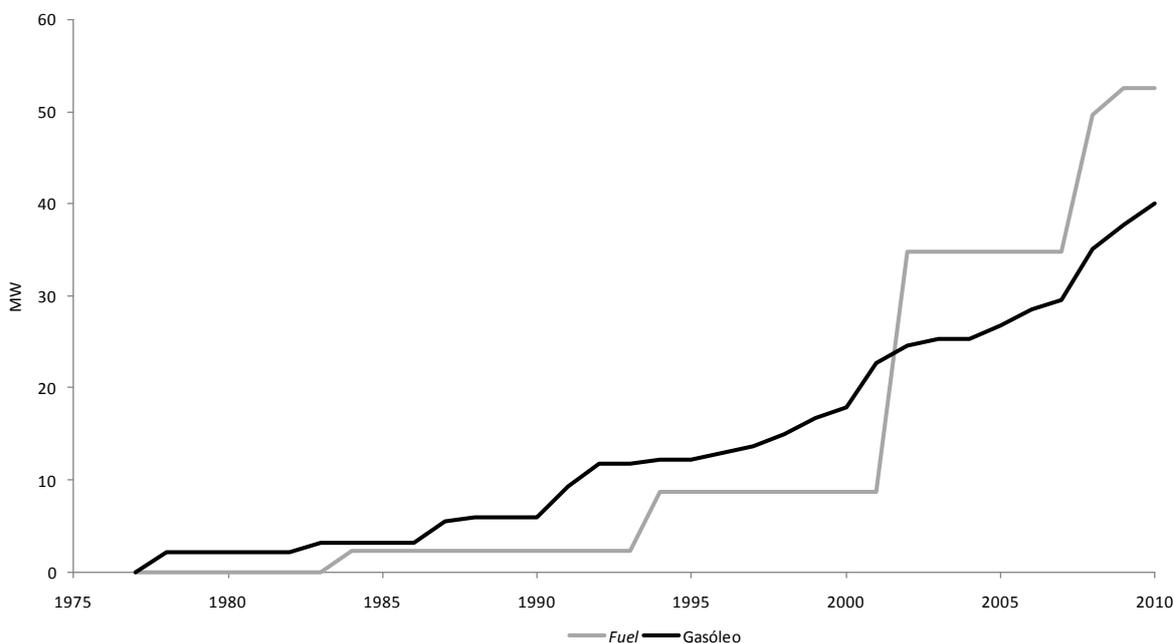


Figura 2.5 – Investimentos realizados no equipamento do Parque Electroprodutor, Fonte: (ELECTRA E. e., 2009), Análise Gesto

O Quadro 2.1 apresenta as principais características do actual parque electroprodutor do arquipélago de Cabo Verde. Toda a informação apresentada tem, por base, o levantamento realizado nas auditorias efectuadas, tendo sido validado com os registos facultados pela ELECTRA (relativos ao ano de 2010), de forma a garantir a consistência e fiabilidade dos dados apresentados.

Quadro 2.1 - Características técnicas das centrais produtoras de energia eléctrica

ILHA	CENTRAL	Designação	Ano ent. em funcion. (motor)	Cons. Espec. (g/kwh)	Combustível	Armaz. Combust. (m <sup>3</sup> )	Marca do Grupo	Ano fabrico	Potência (kVA)	Produção anual energia (2009) (kWh)	
S. Antão	Porto Novo	CE.SA.PN.GVII	2008	230	GASÓLEO	30	CUMMINS	2008	1.600	4.088.465	
	N 17° 01,092'	CE.SA.PN.GVI	2010	220	GASÓLEO		CATERPILLAR	2008	1.200		
	W 25° 05, 896'	CE.SA.PN.GV	2001	246	GASÓLEO		CATERPILLAR	2000	810		
									<b>Total PN</b>	<b>3.610</b>	
Ribeira Grande		CE.SA.RG.GVI	1998	250	GASÓLEO	30	DEUTZ / MECC ALTE	1998	750	7.903.209	
	N 17°00,184'	CE.SA.RG.GVII	1996	223	GASÓLEO		CUMMINS / MARELLI	1994	1.000		
	W 25° 00,065'	CE.SA.RG.GVIII	2000	243	GASÓLEO		PERKINS / LEROY SOMER	1999	1.000		
		CE.SA.RG.GX	2006	220	GASÓLEO		CATERPILLAR	2006	1.360		
		CE.SA.RG.GXI	2002	252	GASÓLEO		CATERPILLAR	1997	500		
		CE.SA.RG.GXII	2002	240	GASÓLEO		PERKINS	2000	800		
									<b>Total RG</b>	<b>5.410</b>	
<b>TOTAL</b>									<b>9.373</b>	<b>11.991.674</b>	

# CARACTERIZAÇÃO DO SISTEMA ELÉCTRICO



ILHA	CENTRAL	Designação	Ano ent. em funcion. (motor)	Cons. Espec. (g/kwh)	Combustível	Armaz. Combust. (m <sup>3</sup> )	Marca do Grupo	Ano fabrico	Potência (kVA)	Produção anual energia (2009) (kWh)		
S.VICENTE	Matiota	CE.SV.MT.GIII	1978	245	GASÓLEO	150	DEUTZ / GARBE-LAHMEYER	1977	2.750	22.784.719		
	N 16° 53,773'	CE.SV.MT.GIV	1984	239	FUEL / GAS.	250	DEUTZ / GARBE-LAHMEYER	1983	2.950			
	W 24° 59,494'	CE.SV.MT.GV	1994	225	FUEL / GAS.		MAK / RELIANCE ELECTRIC	1993	3.968			
		CE.SV.MT.GVI	1994	270	FUEL / GAS.		MAK / RELIANCE ELECTRIC	1993	3.968			
	Lazareto	CE.SV.LZ.GVII	2002	218	FUEL / GAS.	460	CATERPILLAR / AVK	2001	4.650			
	N 16° 52,301'	CE.SV.LZ.GVIII	2002	220	FUEL / GAS.		CATERPILLAR / AVK	2001	4.650			
	W 25° 00,883'											
TOTAL SV									22.936	61.634.784		
SAL	Palmeira	CE.SL.PL.GI	1983	247	GASÓLEO	600	CUMMINS / STAMFORD	1980	620	37.429.180		
	N 16°45,430'	CE.SL.PL.GII	1983	259	GASÓLEO		CUMMINS / STAMFORD	1980	620			
	W 22°59,105'	CE.SL.PL.GIII	-	248	GASOLEO		CUMMINS	-	1.250			
		CE.SL.PL.GVI	2001	229	GASÓLEO		CUMMINS / LEROY SOMER	2000	1.140			
		CE.SL.PL.GVII	2002	223	FUEL / GAS.	50	CATERPILLAR / AVK	2001	4.650			
		CE.SL.PL.GVIII	2002	220	FUEL / GAS.		CATERPILLAR / AVK	2001	4.650			
	Total PL										12.930	37.429.180
	Ponta Preta	CE.SL.PP.GI	2006	-	GASOLEO	30	CATERPILLAR / LEROY SOMER	-	3.125		-	
	N 16°36,914'	CE.SL.PP.GII	2006	-	GASOLEO		CATERPILLAR / LEROY SOMER	-	3.125			
	W 22°55,289'	CE.SL.PP.GIII	2004	-	FUEL	200	CATERPILLAR	-	750			
		CE.SL.PP.GIV	2004	-	FUEL		CATERPILLAR	-	750			
		CE.SL.PP.GV	2004	-	FUEL		CATERPILLAR	-	750			
	Total PP										8.500	-
TOTAL SL									21.430			
SANTIAGO PRAIA	Cidade da Praia (Gamboa)	CE.ST.PR.GIII	1991	216	GASOLEO	120	MAK	1989	3.166	5.178.000		
	N 14° 54,925'	CE.ST.PR.GIV	1992	216	GASOLEO		MAK	1989	3.166			
	W 23° 30,618'	CE.ST.PR.GII	1987	240	GASOLEO		DEUTZ	1987	2.950			
	Palmarejo	CE.ST.PL.GXIV	2002	220	FUEL/GAS.	2.200	CATERPILLAR / AVK	2001	6.977			
	N 14° 54,563'	CE.ST.PL.GXV	2002	220	FUEL/GAS.		CATERPILLAR / AVK	2001	6.977			
W 23° 32,803'	CE.ST.PL.GIII	2008	215	FUEL/GAS.		CATERPILLAR / AVK	2007	9.296				



ILHA	CENTRAL	Designação	Ano ent. em funcion. (motor)	Cons. Espec. (g/kwh)	Combustível	Armaz. Combust. (m <sup>3</sup> )	Marca do Grupo	Ano fabrico	Potência (kVA)	Produção anual energia (2009) (kWh)
SANTIAGO INTERIOR		CE.ST.PL.GIV	2008	215	FUEL/GAS.		CATERPILLAR / AVK	2007	9.296	
								Total PL	32.546	131.941.712
		TOTAL ST Praia							38.796	137.119.712
	Central Arribada	CE.ST.AS.GI	2006	230	GASOLEO	25	PERKINS / STAMFORD	1998	700	
	(Sta. Cat.)	CE.ST.AS.GII	2002	251	GASOLEO		CUMMINS / ANSALDO	2002	1.000	
	(Assomada)	CE.ST.AS.GIII	2009	190	GASOLEO		CATERPILLAR	2008	1.600	
	N 15° 07,889'	CE.ST.AS.GIV	2009	190	GASOLEO		CATERPILLAR	2008	1.600	
	W 23° 40,185'							Total AS	4.900	9.319.341
	Tarrafal Santiago	CE.ST.TR.GXI	2000	256	GASÓLEO	71	VOLVO PENTA / LEROY SOMER	2000	500	
	N 15° 16,602'	CE.ST.TR.GVI	1998	251	GASÓLEO		CUMMINS / ANSALDO	1997	1.000	
	W 23° 44,526'	CE.ST.TR.GXII	2001	230	GASÓLEO		CATERPILLAR	2000	2.000	
								Total TR	3.500	5.150.906
	(Sta. Cruz)	CE.ST.SC.GXIV	2007	227	GASÓLEO	32	CATERPILLAR	2006	1.360	
	N 15° 08,289'	CE.ST.SC.GXIII	2001	230	GASÓLEO		CATERPILLAR	2000	2.000	
	W 23° 32,468'	CE.ST.SC.GXV	2010	220	GASOLEO		CATERPILLAR	-	1.700	
							Total SC	5.060	6.556.699	
	TOTAL ST Int							13.510	21.026.946	
FOGO	S. Filipe	CE.FG.SF.GIII	1994	250	GASÓLEO	10	MERCEDES BENZ / AVK	1994	500	
	N 14° 53,615'	CE.FG.SF.GIV	1999	253	GASÓLEO		CATERPILLAR	1998	600	
	W 24° 29,837'	CE.FG.SF.GI	-	-	GASOLEO		CATERPILLAR	-	700	
								Total SF	1.800	7.477.350
	CE Mosteiros	CE.FG.MT.GXII	2003	239	GASOLEO	10	VOLVO PENTA / STAMFORD	2002	250	
	N 15° 02,653'	CE.FG.MT.GXIII	2003	239	GASOLEO		VOLVO PENTA / STAMFORD	2002	250	
	W 24° 20,476'	CE.FG.MT.GV	2003	245	GASÓLEO		DEUTZ / STAMFORD	2002	500	
								Total MT	1.000	1.505.558
	CE João Pinto	CE.FG.JP.GI	1999	230	GASOLEO	75	CUMMINS	-	1.000	
	N 14° 55,311'	CE.FG.JP.GII	2008	255	GASOLEO		CUMMINS	-	1.600	
W 24° 30,009'							Total JP	2.600	-	
	TOTAL FOGO							5.400		
BOAVISTA	Sal-Rei	CE.BV.SR.GI	2009	200	Fuel		WARTSILA	2009	1.875	
	N 16° 08,129'	CE.BV.SR.GII	2009	200	Fuel		WARTSILA	2009	1.875	
	W 22° 53,832'	CE.BV.SR.GIII	2005	250	GASÓLEO		CATERPILLAR	2009	625	
		CE.BV.SR.GIV	2005	250	GASÓLEO		CATERPILLAR	2009	625	



ILHA	CENTRAL	Designação	Ano ent. em funcion. (motor)	Cons. Espec. (g/kwh)	Combustível	Armaz. Combust. (m <sup>3</sup> )	Marca do Grupo	Ano fabrico	Potência (kVA)	Produção anual energia (2009) (kWh)
		CE.BV.SR.GV	2005	250	GASOLEO		CATERPILLAR	2009	625	
	Total BOAVISTA								5.625	13.916.259
MAIO	Turril	CE.MA.TR.GI	2008	227	GASÓLEO	10	CUMMINS / STAMFORD	2008	860	
	N 15° 08,606'	CE.MA.TR.GII	2008	227	GASÓLEO		CUMMINS / STAMFORD	2008	860	
	W 23° 11,788'	CE.MA.TR.GIII	1999	-	GASOLEO		VOLVO-PENTA	1998	250	
	Total MAIO								1.970	2.579.016
SÃO NICOLAU	Tarrafal	CE.SN.TR.GV	1988	-	GASÓLEO		CATERPILLAR / UNELEC	1987	130	
	N 16° 33,746'	CE.SN.TR.GVI	1988	-	GASÓLEO		CTERPILLAR	1994	320	
	W 24° 21,289'	CE.SN.TR.GII	1991	232	GASÓLEO		CUMMINS / LEROY SOMER	1990	1250	
		CE.SN.TR.GIV	1997	231	GASÓLEO		CUMMINS / LEROY SOMER	1989	775	
		CE.SN.TR.GVII	2008	230	GASOLEO		CUMMINS / STAMFORD	2007	1000	
	Total SÃO NICOLAU								3.475	4.773.927
BRAVA	Favatal	CE.BRV.FV.GI	1999	235	GASÓLEO	30	CATERPILLAR	1987	320	
	N 14° 53,329'	CE.BRV.FV.GII	2008	206	GASÓLEO		PERKINS / STAMFORD	1994	500	
	W 24° 41,467'	CE.BRV.FV.GIII	2008	227	GASÓLEO		PERKINS / LEROY SOMER	1990	500	
		CE.BRV.FV.GIV	2011	-	GASOLEO		CUMMINS / ALKMAAR	2007	563	
	Total BRAVA								1.883	2.295.601

No Anexo A do documento PLANO DE INVESTIMENTOS, apresenta-se, para cada central eléctrica, uma ficha técnica onde, além da respectiva caracterização técnica, constam também alguns registos fotográficos dos vários grupos que compõem cada uma das instalações, bem como as suas coordenadas (sistema WGS 84).

## 2.2.3 MICRO CENTRAIS ELÉCTRICAS

Ao contrário do que se verifica nos centros urbanos, que são alimentados por grandes centrais eléctricas, as povoações alimentadas por micro centrais têm disponibilidade de electricidade apenas durante algumas horas do dia, de acordo com as necessidades dos habitantes (tipicamente 5 horas por dia). A intermitência da disponibilidade de electricidade leva a que, para além das limitações inerentes a este tipo de regime de operação, as populações abastecidas através deste tipo de centrais não disponham de equipamentos essenciais à conservação de alimentos, tais como, frigoríficos ou arcas congeladoras.



Aos habitantes com acesso a electricidade é cobrada uma taxa fixa mensal (avença), com o valor de cerca de 300 ECV, não existindo qualquer tipo de limitação de potência instalada ou sistema de contagem de energia (salvo raras excepções). Este tipo de sistema, além de precário, representa um custo avultado para os Municípios, tendo em conta a reduzida taxa cobrada aos beneficiários, face aos custos de operação e manutenção das micro centrais Quadro 2.2 apresenta um resumo do levantamento realizado nas auditorias levadas a cabo às micro centrais produtoras de energia eléctrica.

**Quadro 2.2 - Características técnicas das micro centrais eléctricas**

ILHA	MICRO - CENTRAL localização	Designação	Ano ent. em func.	Cons. Espec. (g/kWh)	Combustível	Marca do Grupo	Ano fabrico	Potência (kVA)	Horas ao serviço /dia	
SANTO ANTÃO	Ribeira Fria N 17° 03,038' W 25° 09,372'	CM.SA.RF.GI	2003	400l/mês	Gasóleo	PRAMAC	2002	27,5	2,5	
	Ribeira dos Bodes N 17° 02,833' W 25° 10,497'	CM.SA.RB.GI	2003	451 l/mês	Gasóleo	SPARK	1994	59	4,5	
	Chã de Matos N 16° 59,631' W 25° 09,136'	CM.SA.CM.GI	2004	201 l/mês	Gasóleo	LISTER PETER	1999	25	4	
	Chã do Norte N 17° 06,568' W 25° 15,847'	CM.SA.CN.GI	2008	501 l/mês	Gasóleo	GRUPEL	-	60	5	
	Tarrafal N 16° 57,523' W 25° 18,590'	CM.SA.TR.GI	-	75 l/dia	Gasóleo	MECC ALTE SPA	2001	105	6	
		CM.SA.TR.GII	-	75 l/dia	Gasóleo	-	2007	100		
	Monte Trigo N 17° 01,318' W 25° 19,945'	CM.SA.MT.GI	-	401 l/mês	Gasóleo	GRUPEL	-	20	5	
	Lagoa N 17° 05,386' W 25° 07,779'	CM.SA.LG.GI	-	451 l/mês	Gasóleo	-	1983	63	4	
	Lombo Figueira 17° 06,004' N 25° 03' 03,015' W	CM.SA.LF.GI	2007	401 l/mês	Gasóleo	STAMFORD	-	42,5	7	
	Dominguinhas N 17° 05,605' W 25° 12,501'	CM.SA.DM.GI	2008	-	Gasóleo	DEUTZ STAMFORD	/	-	27,5	5
	TOTAL SA								530	

# CARACTERIZAÇÃO DO SISTEMA ELÉCTRICO



ILHA	MICRO - CENTRAL localização	Designação	Ano ent. em func.	Cons. Espec.	Combustível	Marca do Grupo	Ano fabrico	Potência (kVA)	Horas ao serviço /dia
<b>SANTIAGO</b>	Rincon N 15° 03,011' W 23° 45,014'	CM.ST.RC.GXVI	-	1000 l/semana	Gasóleo	EUGOGER	-	207	-
								207	
	TOTAL ST Int								207
<b>FOGO</b>	CM Mosteiros N 15° 02,112' W 24° 22,857'	CM.FG.MT.GI	-	500 l/mês	Gasóleo	STAMFORD	-	78	10
	CM Ponta Verde N 14° 58,893' W 24° 27,565'	CM.FG.PV.GI	-	260	Gasóleo	CAMPAGNIA TECNICA MOTOR	2005	250	
		CM.FG.PV.GII	-	260	Gasóleo	LEROY SOMER	-	660	16
		CM.FG.PV.GIII	-	260	Gasóleo	LEROY SOMER	1988	690	
	TOTAL FOGO								1678
<b>BOAVISTA</b>	CM Bofareira N 16° 11,108' W 22° 49,394'	CM.BV.BF.GI	1995	1600 l/mês	Gasóleo	ATLAS COPCO	2003	39,8	11,5
	Povoação Velha N 16° 02,141' W 22° 55,036'	CM.BV.PV.GI	2002	-	Gasóleo	PERKINS	2002	100	11,5
	Fundo de Figueiras N 16° 08,310' W 22° 43,576'	CM.BV.FF.GI	2010	1600 l/mês	Gasóleo	CATERPILLAR	1999	275	
		CM.BV.FF.GII	-	-	Gasóleo	ZWART THECNIIEC	1987	140	24
		CM.BV.FF.GIII	-	-	Gasóleo	VENDYSSEL	195	76	
<b>SÃO NICOLAU</b>	Morro Brás N 16° 38,105' W 24° 11,700'	CM.SN.MB.GI	2005	249	Gasóleo	PERKINS	2005	50	6
	Juncalinho N 16° 36,714' W 24° 07,725'	CM.SN.JC.GI	2010	243	Gasóleo	PERKINS	2008	100	6

No Anexo B do documento PLANO DE INVESTIMENTOS apresentam-se as fichas relativas à auditoria realizada a cada uma das micro-centrais.





## 3 ESTUDO DA EVOLUÇÃO DA PROCURA

### 3.1 INTRODUÇÃO

O presente capítulo contém as principais conclusões do estudo autónomo da procura de energia eléctrica denominado ESTUDO DE EVOLUÇÃO DA PROCURA. Este estudo pretende representar uma ferramenta basilar na definição de um sistema eléctrico e respectiva integração de projectos de energias renováveis na rede.

A metodologia utilizada para o estabelecimento de cenários de evolução da procura de energia eléctrica encontra-se descrita de forma detalhada no relatório ESTUDO DE EVOLUÇÃO DA PROCURA. Sinteticamente, as estimativas efectuadas basearam-se numa análise exaustiva da evolução da procura de cada ilha e, de cada sector, tendo-se constatado que, não só o comportamento da evolução de cada um dos sectores apresenta características diferenciadas, como também estas variam de ilha para ilha. Após a análise do histórico de cada ilha, em cada sector, ensaiaram-se vários modelos econométricos com diversas variáveis explicativas, tendo-se estabelecido três cenários distintos para evolução da procura nas cinco ilhas que constituem o âmbito do estudo.

### 3.2 SITUAÇÃO ACTUAL

Nos últimos 10 anos, o consumo de energia eléctrica total do arquipélago de Cabo Verde registou um crescimento médio superior a 8%, atingido em 2009 os 302 GWh.

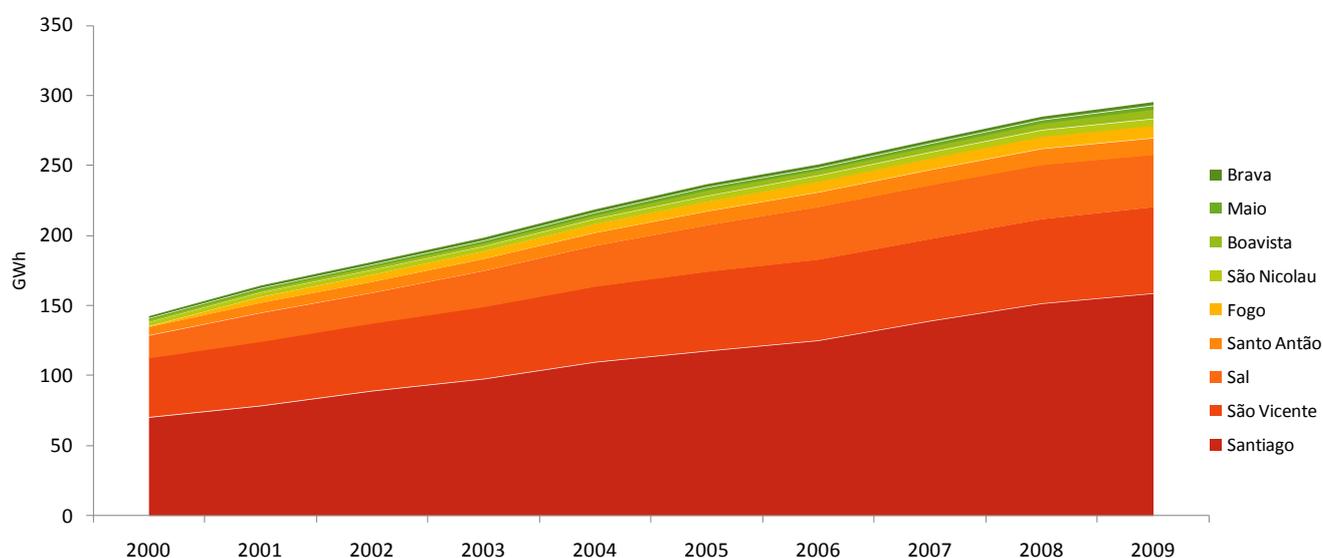


Figura 3.1 - Evolução histórica do consumo das cinco ilhas de estudo por sector, (ELECTRA)

Na sequência do estudo detalhado dos balanços produção/consumo de energia eléctrica para cada sector e ilha foi elaborada o gráfico *infra*, que permite obter uma visão global de como se decompõe o consumo total de energia pelos vários sectores (Figura 3.2).

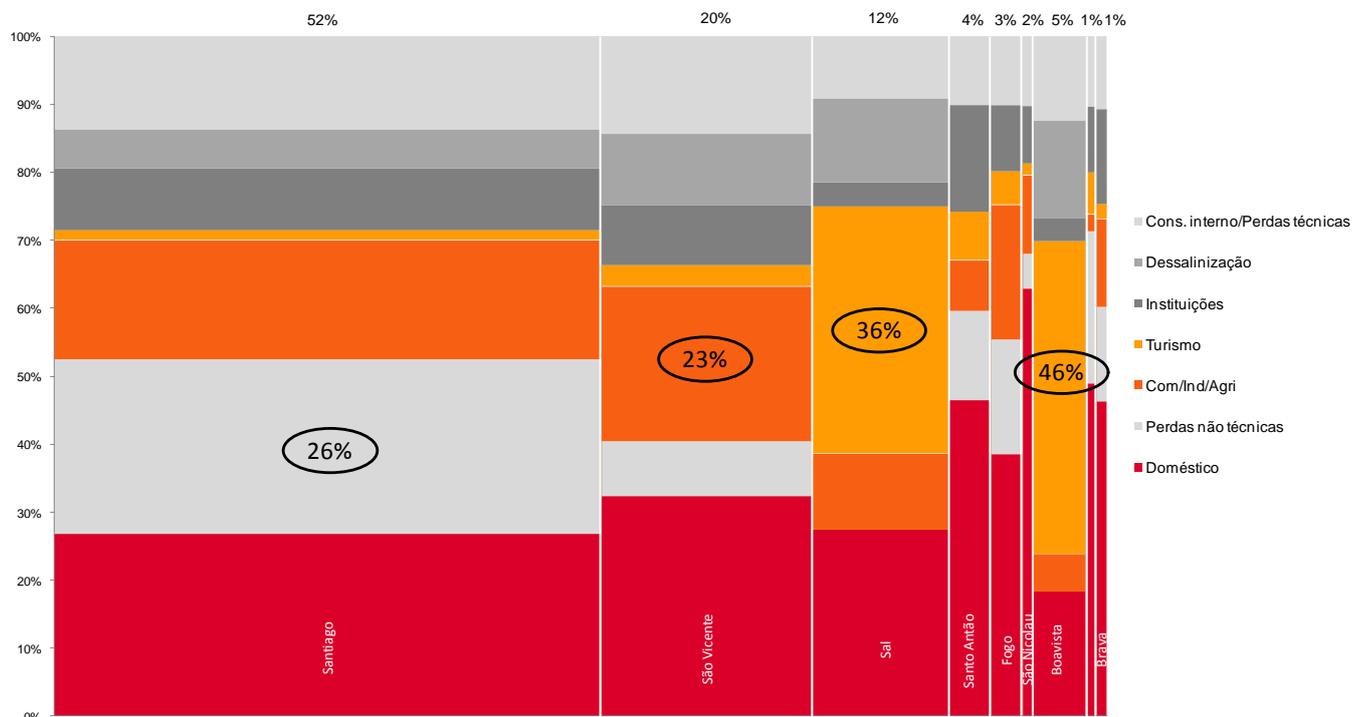


Figura 3.2 - Repartição da procura de energia eléctrica por sector e por ilha (2009)

Da análise do gráfico anterior, torna-se evidente o peso das principais ilhas, Sal, São Vicente e Santiago no que respeita à procura de energia eléctrica, sendo que, a ilha de Santiago representou, em 2009, cerca de 50% da procura total das ilhas em estudo. É, igualmente notório, que as ilhas apresentam perfis de consumo bem distintos. Cumpre referir que a ilha da Boavista apresenta já um consumo assinalável, sendo, evidente, que o sector do turismo representa quase metade do consumo total da ilha no referido ano.

O gráfico apresentado é, ainda, bastante elucidativo no que se refere ao peso das perdas não técnicas. Tomando como exemplo a ilha de Santiago, estas perdas representam cerca de 25% o que, em conjunto com o sector doméstico, constitui mais de 50% da procura total.

De uma perspectiva global, como seria expectável, constata-se que as ilhas apresentam perfis de consumo bem distintos.

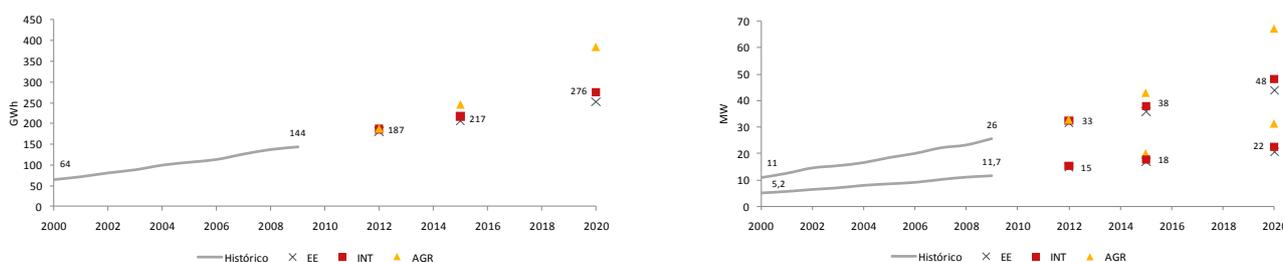
### 3.3 EVOLUÇÃO DA PROCURA EM CADA ILHA

De forma a definir diferentes comportamentos de crescimento da procura de energia eléctrica para as várias ilhas foram desenvolvidos três cenários, neste estudo:

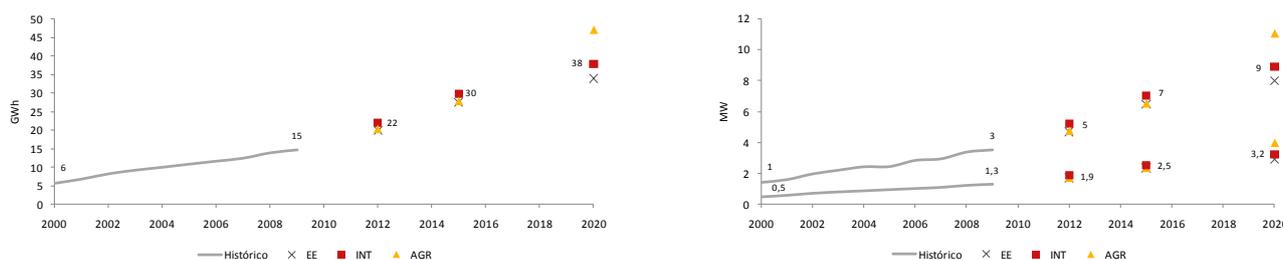
- Um cenário Intermédio, que pressupõe uma abordagem *business as usual* (BAU), ou seja, suportada por previsões demográficas, macroeconómicas e sectoriais, que mantêm a tendência dos últimos anos. Os detalhes referentes a esta análise podem encontrar-se no ESTUDO DE EVOLUÇÃO DA PROCURA.

- Um cenário de Eficiência Energética, arquitectado com base no cenário Intermédio, que prevê a implementação de medidas de eficiência energética nos vários sectores, conduzindo a um crescimento da procura mais moderado. Estas medidas e os pressupostos assumidos encontram-se também no ESTUDO DE EVOLUÇÃO DA PROCURA.
- Um cenário Agressivo, no qual considerou-se que a taxa de crescimento anual da procura total da ilha registada no período 2000-2009, assim permanecerá ao longo dos seguintes anos. É, portanto, um cenário que traduz um crescimento da procura mais ambicioso.

Na secção seguinte apresentam-se os resultados obtidos para os vários cenários de evolução da procura das várias ilhas que se encontram no âmbito deste estudo, para os anos 2012, 2015 e 2020. De referir que a ilha de Santiago foi dividida em dois sistemas independentes, o Sistema Praia e o Sistema Interior. O Sistema Praia contempla os concelhos de São Lourenço de Órgãos, Praia, Ribeira Grande de Santiago, São Domingos, São Miguel e Santa Cruz. O Sistema Interior abarca os restantes concelhos, ou seja, Tarrafal, Santa Catarina e São Salvador do Mundo. A justificação que conduziu a esta divisão encontra-se detalhada no ESTUDO DE EVOLUÇÃO DA PROCURA.



**Figura 3.3 - Evolução da procura, ponta e vazio para os cenários estudados (Praia Santiago)**



**Figura 3.4 - Evolução da procura, ponta e vazio para os cenários estudados (Interior Santiago)**

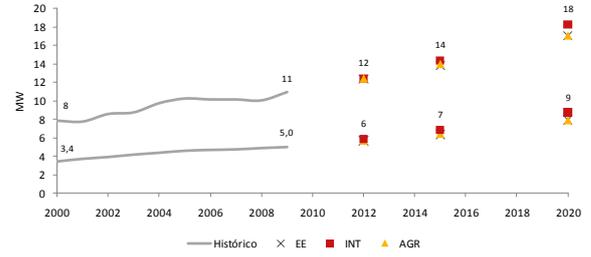
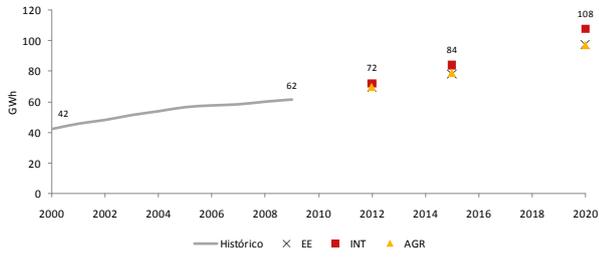


Figura 3.5 - Evolução da procura, ponta e vazio para os cenários estudados (São Vicente)

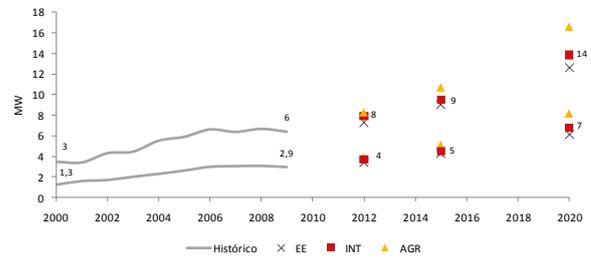
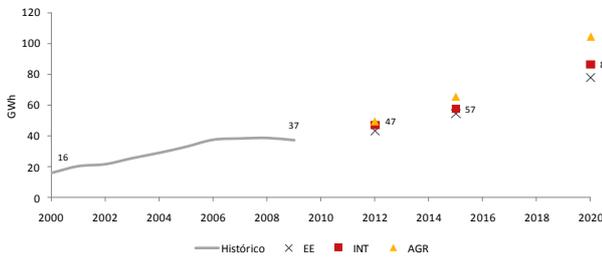


Figura 3.6 - Evolução da procura, ponta e vazio para os cenários estudados (Sal)

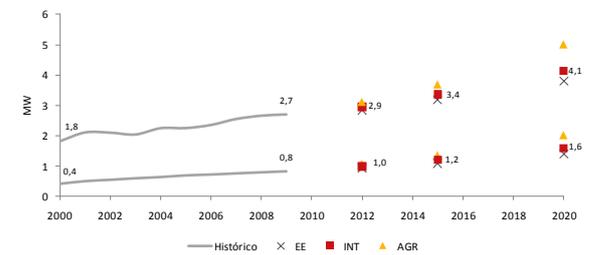
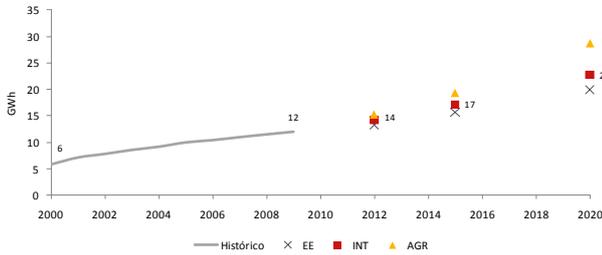


Figura 3.7 - Evolução da procura, ponta e vazio para os cenários estudados (Santo Antão)

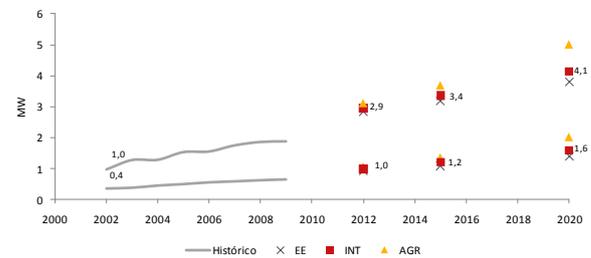
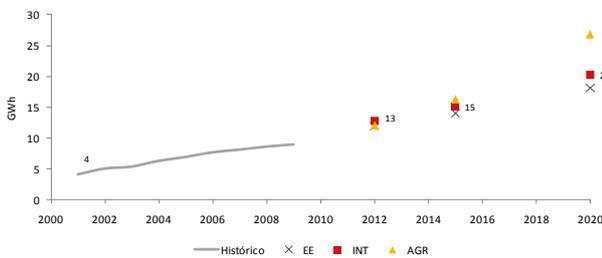


Figura 3.8 - Evolução da procura, ponta e vazio para os cenários estudados (Fogo)

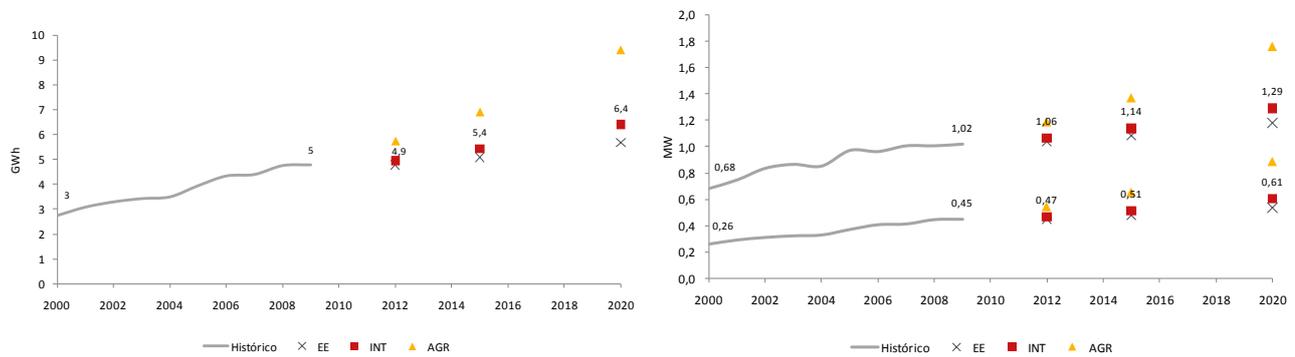


Figura 3.9 - Evolução da procura, ponta e vazio para os cenários estudados (São Nicolau)

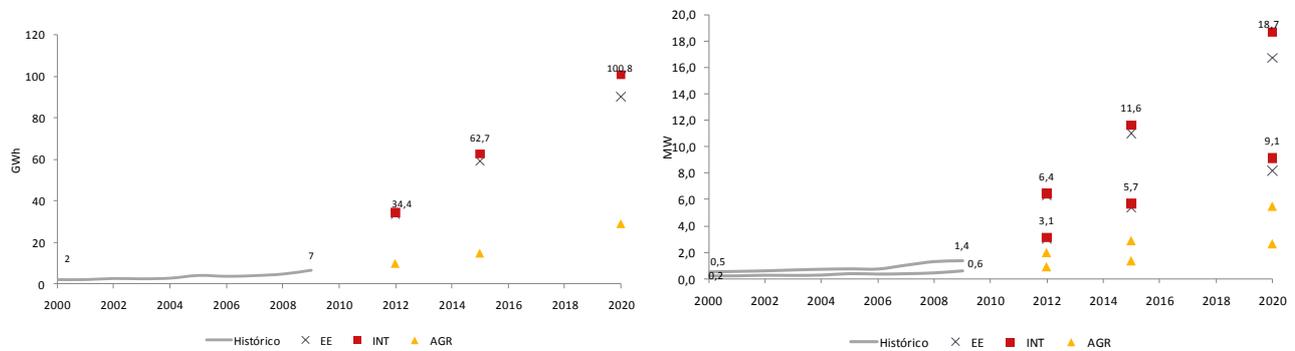


Figura 3.10 - Evolução da procura, ponta e vazio para os cenários estudados (Boavista)

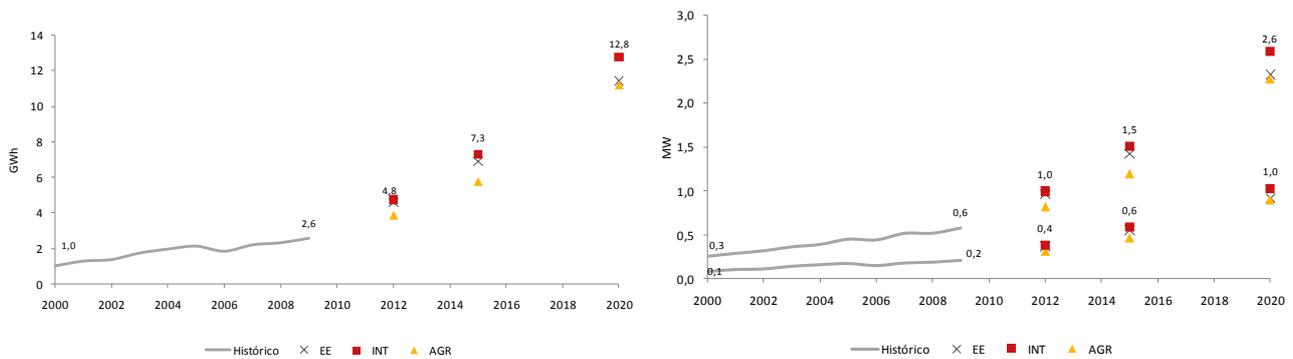
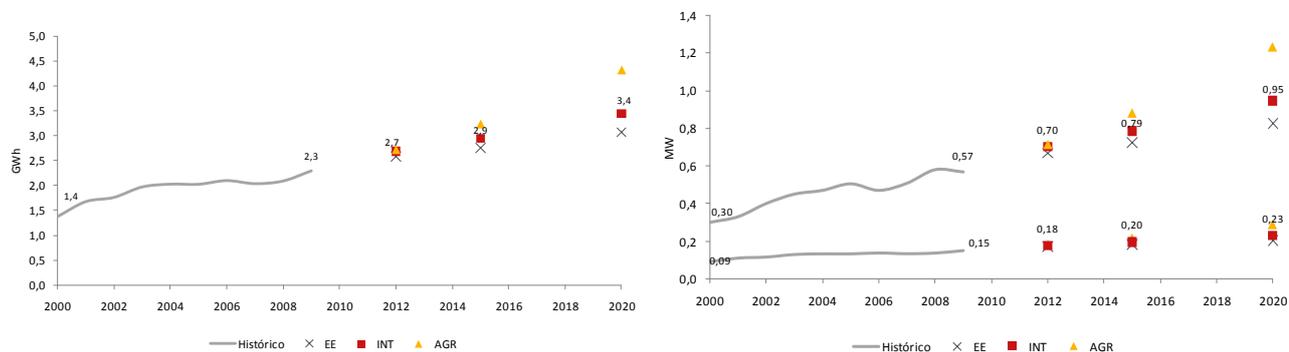


Figura 3.11 - Evolução da procura, ponta e vazio para os cenários estudados (Maio)



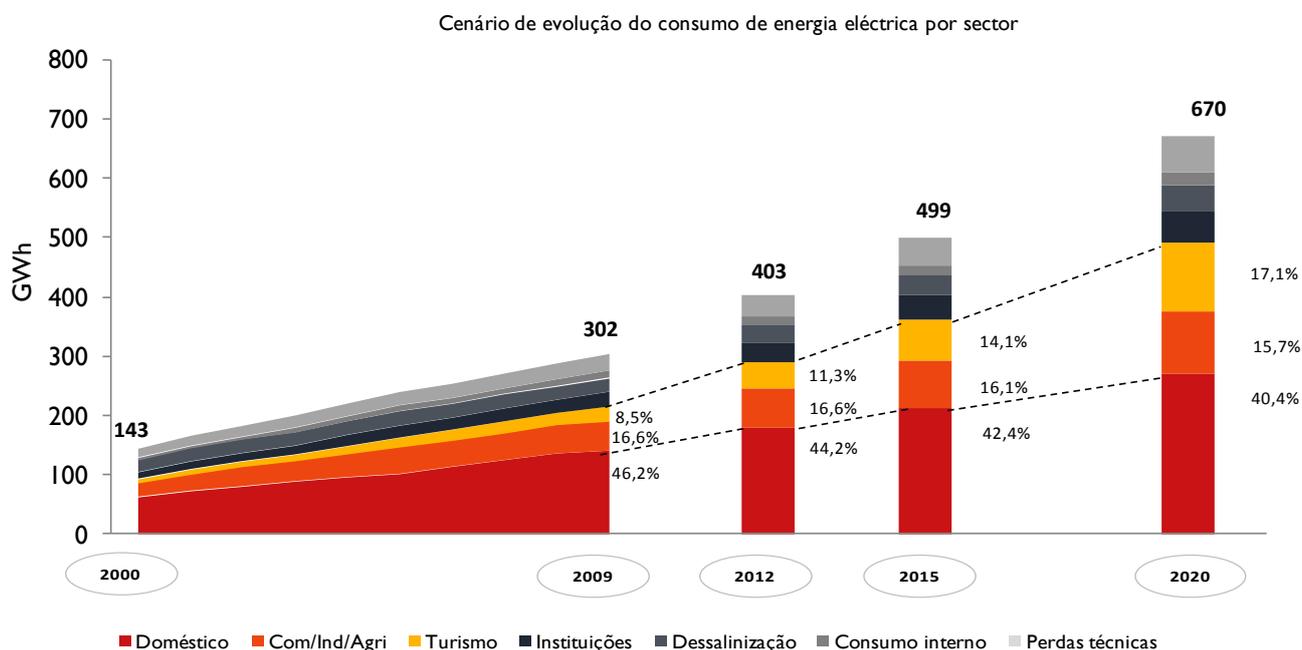
**Figura 3.12 - Evolução da procura, ponta e vazio para os cenários estudados (Brava)**

Analisando o cenário intermédio, para todas as ilhas, verificam-se três tendências de crescimento diferentes, uma mais moderada, uma intermédia e outra mais agressiva. As ilhas de São Nicolau e Brava vêem o seu crescimento evoluir com uma TCMA entre os 3 e os 4%, enquanto as ilhas da Boavista e Maio crescem a um ritmo mais agressivo, com taxas na ordem dos 19% e 16%, respectivamente, fruto do desenvolvimento económico que o sector do turismo irá sofrer. Por último, tem-se as restantes ilhas, onde se observa um crescimento moderado, com taxas entre os 6% e os 7%.

As projecções para a evolução da ponta e vazio, dada a metodologia utilizada para a sua determinação registam um crescimento médio anual idêntico à evolução da procura.

### 3.4 EVOLUÇÃO DA PROCURA DE CABO VERDE

Feita a apresentação individual, para cada ilha, dos cenários de evolução da procura, torna-se necessário proceder à consolidação da procura de energia eléctrica, por sector, de acordo com o cenário intermédio, tal como é ilustrado pela Figura 3.13.



**Figura 3.13 – Consolidação da procura por sector de acordo com o cenário intermédio (ilhas em estudo)**

Partindo, em 2009, dos 302 GWh, o cenário intermédio prevê que a procura total das nove ilhas em estudo possa atingir os 403 GWh, 499 GWh e 670 GWh, respectivamente, em 2012, 2015 e 2020. O crescimento previsto entre 2009 e 2020 corresponde a uma TCMA de, aproximadamente, 7,5% face aos 8,7% registados entre 2000 e 2009.

Procedendo a uma análise sectorial, constata-se que o sector doméstico apresenta uma ligeira redução no que respeita à sua representatividade face ao consumo total, passando de 46,2%, em 2009, para 40,4%, em 2020. O total dos sectores Comércio/Indústria/Agricultura e Turismo, durante o período compreendido pelos anos 2009 a 2020, regista um aumento da representatividade face ao consumo total, fruto, essencialmente, do desenvolvimento económico do país, como é possível confirmar através da Figura 3.13.

De um modo geral, prevê-se um ligeiro abrandamento na evolução da procura, na maioria dos sectores considerados conforme sintetiza o Quadro 3.1.

**Quadro 3.1 - Comparação da TCMA sectorial (2000-09 vs. 2009-20)**

Sector	TCMA 2000-2009	TCMA 2009-2020
Doméstico	10%	6%
Comércio/Indústria/Agricultura	8%	7%
Turismo	17%	15%
Instituições	10%	7%
Dessalinização	0%	6%
Consumo interno	12%	6%
Perdas técnicas	8%	7%



Da análise do quadro anterior destacam-se os seguintes aspectos:

- A previsão moderada para o crescimento da procura do sector doméstico, pode ser justificada pelo reduzido crescimento da população com acesso a electricidade, à medida que se atingem taxas de cobertura próximas dos 100%. Não obstante a previsão do aumento do consumo *per capita*, este não será suficiente para se atingirem níveis de crescimento semelhantes aos que foram registados no passado, devido ao incremento das taxas de cobertura da rede. No entanto, este sector continuará a representar mais de 40% da procura total.
- Prevê-se uma atenuação do crescimento, em especial no sector turístico, sendo contudo, expectável, que o consumo deste sector continue a registar o ritmo mais elevado, quando comparado com os restantes sectores.
- Por último, destaque para o crescimento da procura referente à dessalinização, depois de uma quase estagnação registada entre 2000 e 2009 (atribuível ao investimento na melhoria da eficiência dos equipamentos associados ao processo de dessalinização nos últimos anos), prevê-se que as necessidades de água, de forma a responder ao desenvolvimento económico e ao aumento das taxas de cobertura da rede de abastecimento, conduzam a um aumento da produção de água sendo, por isso, de esperar que a tendência se altere, assistindo-se ao aumento significativo do consumo de electricidade neste sector.

### 3.5 EVOLUÇÃO DA PROCURA EM CABO VERDE

Na Figura 3.14 apresenta-se a evolução histórica da procura agregada do arquipélago de Cabo Verde, bem como as previsões para os anos 2012, 2015 e 2020 segundo os três cenários definidos.

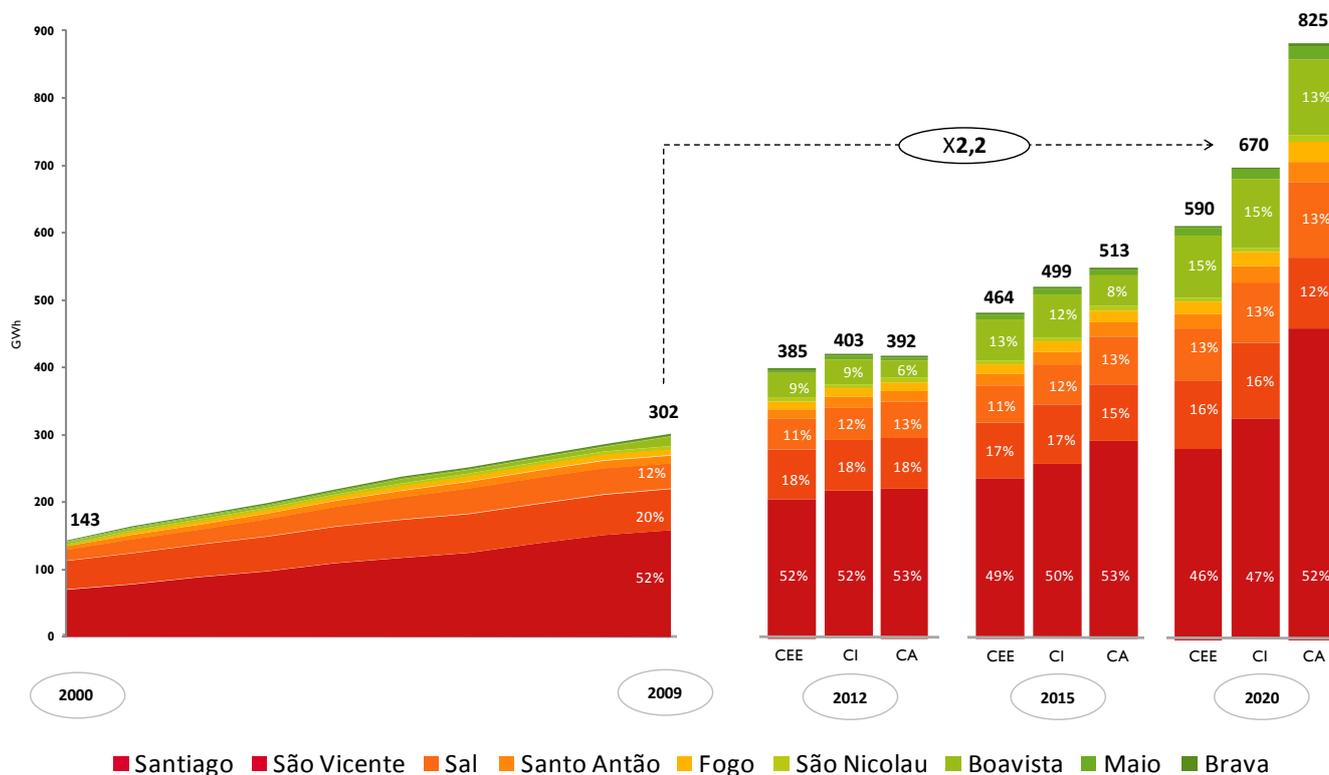


Figura 3.14 – Consolidação da procura

Prevê-se que as três principais ilhas continuem a registar procuras muito superiores às restantes ilhas, em especial no que diz respeito à ilha de Santiago que, em 2020, representará cerca de 52% da procura total de Cabo Verde. De salientar a categórica evolução da ilha da Boavista que verá o seu peso aumentar de 5% para 13% da procura total do Arquipélago, igualando, assim, a ilha do Sal em 2020.

Da análise do gráfico anterior constata-se que, de acordo com o cenário intermédio, e à semelhança do que se registou entre 2000 e 2009, prevê-se que a procura mais do que duplique, evoluindo dos 295 GWh (2009) para 670 GWh (2020).

### 3.6 COMPARAÇÃO COM OUTROS PAÍSES

Nesta secção apresenta-se um estudo que visa enquadrar o arquipélago de Cabo Verde no conjunto dos países da África Subsaariana, no que concerne à evolução da procura de electricidade face ao desenvolvimento económico.

Na Figura 3.15, apresenta-se, para o arquipélago de Cabo Verde, a evolução histórica da relação entre o consumo *per capita* e o PIB *per capita*. Para os restantes países identificados, a informação refere-se, maioritariamente, a 2007. Com este gráfico pretende validar-se as estimativas de evolução da procura obtidas neste estudo, e permitir uma análise comparativa com os outros países.

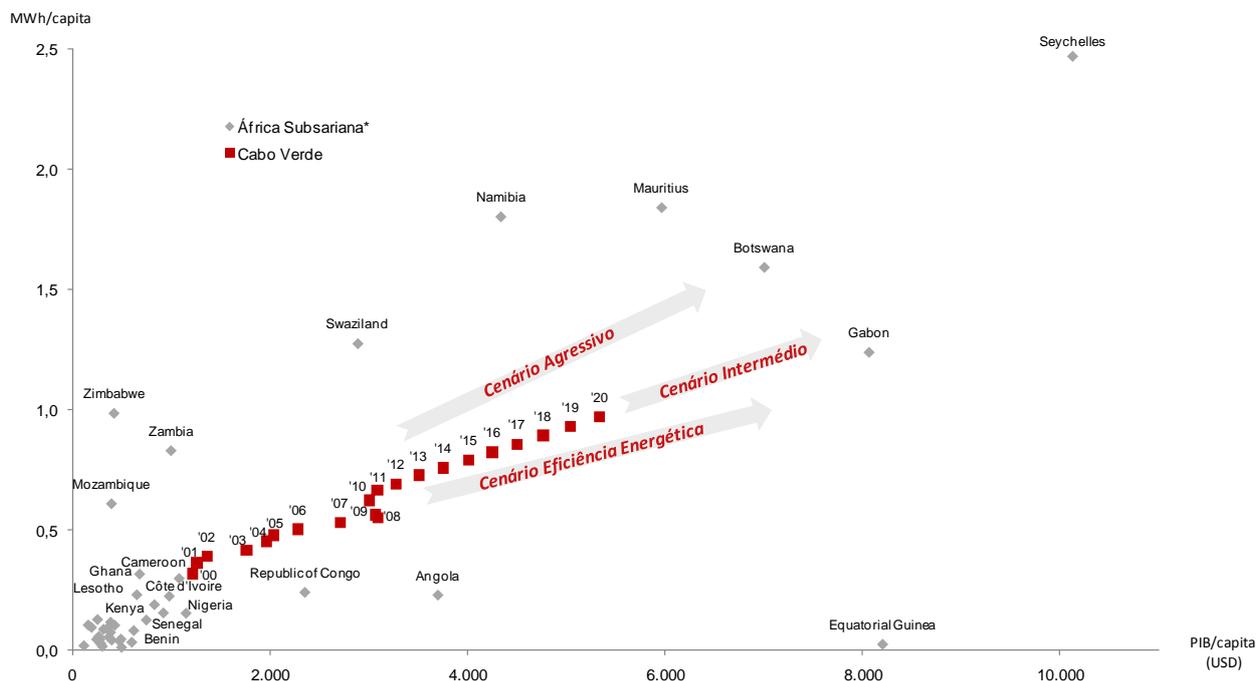


Figura 3.15 – Relação entre desenvolvimento económico e procura de energia eléctrica (\* excepto África do Sul)

A evolução histórica de Cabo Verde assemelha-se à que se regista em países cujo desenvolvimento económico assenta, essencialmente, no sector terciário, ou seja, actividades com um consumo energético associado moderado. Isto significa que, por cada unidade de riqueza gerada, o incremento no consumo eléctrico é reduzido.

O sector do turismo tem tido uma influência importante no desenvolvimento económico do País, o que justifica a tendência de crescimento apresentada no gráfico. Em economias em que a actividade principal seja a indústria pesada, como a indústria petrolífera, a situação geralmente inverte-se.

### 3.7 CONCLUSÃO

As estimativas apresentadas neste estudo apontam para uma duplicação do consumo de energia eléctrica no arquipélago Cabo Verde para os próximos anos, sustentada por uma TCMA de 7,5%<sup>5</sup> na próxima década. Antevê-se, ainda, que a ilha da Boavista ganhe uma importante posição no *ranking* das ilhas com maior consumo de electricidade, fruto do desenvolvimento económico subjacente ao sector do turismo.

O cenário *intermédio* indicia um abrandamento do ritmo de crescimento em todos os sectores, excepto no que respeita à dessalinização de água. Destaque para o sector do turismo que, apesar do abrandamento previsto, evidencia a TCMA mais elevada dos sectores considerados. Este abrandamento do ritmo de crescimento do consumo energético fica a dever-se, essencialmente, à aproximação do final do plano de electrificação, intrinsecamente associado ao crescimento do consumo energético no Arquipélago, nos últimos anos.

<sup>5</sup> tomando como base o cenário intermédio



O cenário *eficiência energética* é o que regista uma taxa de crescimento do consumo de energia mais reduzida (7,1%), fruto da implementação de medidas de eficiência energética nos diversos sectores de consumo. Neste cenário prevê-se uma redução em termos de energia total consumida nas várias ilhas de, aproximadamente, 80 GWh relativamente ao cenário *Intermédio* em 2020, o que se traduz numa poupança de mais de 10 mil toneladas de combustível<sup>6</sup>.

Note-se que, apesar de a implementação de medidas de eficiência energética ser um factor importante no que toca ao consumo energético do País, a redução do consumo de energia conseguida por esta via não será representativa face aos aumentos de consumo esperados para o arquipélago, podendo apenas representar um abrandamento do crescimento mas nunca uma manutenção ou redução dos valores actuais.

Dado o elevado peso que os sectores do comércio e turismo representam no consumo de energia do arquipélago de Cabo Verde, os resultados obtidos neste estudo estão dependentes, em grande medida, da verificação das projecções do FMI para a evolução da economia, nomeadamente no que respeita ao crescimento do PIB do País. O sector do turismo, um dos principais vectores de crescimento da economia cabo-verdiana, é um claro exemplo da exposição e dependência relativa à conjuntura económica internacional, influenciando um grande número de actividades económicas, directa e indirectamente associadas, e que contribuem, também, para o desenvolvimento económico e criação de emprego no Arquipélago.

O cenário agressivo apresenta um crescimento da procura de energia eléctrica mais optimista face aos restantes cenários projectados, espelhando os efeitos de uma aguardada recuperação económica e social, impulsionando o crescimento do consumo energético para níveis semelhantes aos registados no período histórico estudado (TCMA de 9,6%).

De uma forma geral, e conforme evidencia a Figura 3.15, Cabo Verde regista um consumo *per capita* ligeiramente superior ao que se verifica na maioria dos países da África subsaariana, prevendo-se que a sua evolução, nos próximos anos, conduzirá a uma aproximação dos países mais desenvolvidos daquela região.

---

<sup>6</sup> *Heavy Fuel*





## 4 PROJECTOS EM CURSO

### 4.1 CONSIDERAÇÕES PRÉVIAS

Encontram-se, actualmente, em curso, alguns projectos de aproveitamentos de energias renováveis, nomeadamente eólica e solar.

Neste capítulo analisam-se, de forma sucinta, cada um destes projectos.

### 4.2 PARQUES EÓLICOS

#### 4.2.1 PROJECTOS CABEÓLICA - SANTIAGO, SÃO VICENTE, SAL E BOAVISTA

Ainda em fase inicial de construção encontram-se quatro Parques Eólicos cujas principais características se encontram especificadas no Quadro 4.1.

Quadro 4.1 - Parques Eólicos CabEólica

Ilha	Potência (MW)	Tipo de Turbina	Nº de Turbinas	Localização
Santiago	9,35	Vestas - V-52	11	Monte São Filipe (8 km a norte da cidade da Praia)
São Vicente	5,95	Vestas - V-52	7	Monte Flamengo (6 km sudoeste de Mindelo)
Sal	7,65	Vestas - V-52	9	Lagedo (6 km de Espargos)
Boavista	2,55	Vestas - V-52	3	Extremo Nordeste da ilha (5 km da vila Sal-Rei)
<b>Total</b>				<b>25,5 MW</b>

Estes projectos são resultado de uma PPP (Parceria Público Privada) entre três instituições (ELECTRA, InfraCo e Governo de Cabo Verde), estando prevista uma produção anual de 80 a 110 GWh/ano, correspondendo a uma contribuição de cerca de 25% da produção total de electricidade entre 2011-2015. Esta produção traduzir-se-á numa poupança anual de 20 mil toneladas de combustível, representando assim, uma diminuição de, aproximadamente, 12 milhões de euros anuais na balança comercial. Estima-se, ainda, que estes projectos permitam uma redução superior a 20 mil toneladas de CO<sub>2</sub> por ano<sup>7</sup>.

Os supra-citados projectos vêm de encontro à necessidade de reforçar o Parque Electroprodutor nos quatro centros de consumo nos quais serão inseridos.

<sup>7</sup> Fonte: ELECTRA



A exploração destes parques eólicos terá por base um acordo comercial de longo prazo, vigorando uma tarifa *feed-in*, com uma cláusula *take-your-pay* sempre que a rede não disponha de capacidade para absorver a totalidade da produção eólica disponível. Embora necessário do ponto de vista do financiamento dos projectos, este tipo de contrato poderá vir a penalizar a empresa concessionária da rede, dada a instabilidade e frequentes indisponibilidades das redes em que se inserem alguns destes projectos.

## 4.2.2 ELECTRIC - SANTO ANTÃO

Actualmente em curso, encontra-se o projecto de implementação de um Parque Eólico na ilha de Santo Antão, que será instalado junto à nova via rodoviária que liga Porto Novo a Pontinha da Janela<sup>8</sup>.

Trata-se de um projecto com uma potência instalada de 1 MW (quatro turbinas de com uma potência nominal de 250 kW). Os aerogeradores serão da marca *Micon*, modelo M530-250/50kW com regulação "*Stall*", adquiridos em segunda mão.

O promotor do projecto, a empresa ELECTRIC, construirá o parque em duas fases, estando prevista a conclusão da primeira fase em 2011, com a instalação de dois aerogeradores, prevendo-se a realização da segunda fase após a conclusão da Central Única de Santo Antão.



Figura 4.1 - Parque Eólico ELECTRIC

## 4.3 PARQUES SOLARES

### 4.3.1 PROJECTOS SOLARES FOTOVOLTAICOS + *BACKUP* TÉRMICO - SANTIAGO E SAL

#### 4.3.1.1 ENQUADRAMENTO

Durante o ano de 2010 foram construídos dois Parques Solares Fotovoltaicos nas ilhas de Santiago e Sal, com um *backup* térmico (*fuel*).

<sup>8</sup> A cerca de 6 km de Pontinha de Janela / 16 km de Porto Novo

Estes projectos foram desenvolvidos pelo Governo de Cabo Verde e financiados pela linha de crédito do Estado Português para as energias renováveis, sendo a exploração das instalações da responsabilidade da ELECTRA.

### 4.3.1.2 CENTRAL FOTOVOLTAICA DA ILHA DE SANTIAGO

O projecto da Central Solar Fotovoltaica da ilha de Santiago, com uma potência instalada de 5 MWp, situa-se junto à central eléctrica do Palmarejo, ocupando uma área de 12 hectares. Como *backup* térmico, foram instalados, dentro dos limites da central do Palmarejo, três grupos *fuel*, marca MAN com uma potência nominal de 1.635 kW.

A instalação fotovoltaica é composta por 21.696 painéis solares fotovoltaicos, estando prevista uma produção anual de cerca de 8.120 MWh.

Este projecto foi inaugurado no dia 2 de Novembro de 2010.



Figura 4.2 - Localização e implantação da Central Solar Fotovoltaica de Santiago

### 4.3.1.3 CENTRAL FOTOVOLTAICA DA ILHA DO SAL

O projecto da Central Solar Fotovoltaica da ilha do Sal, com uma potência instalada de 2,5MWp (correspondente à primeira fase), ocupa uma área de 10 hectares. Como *backup* térmico, foram instalados, dentro dos limites da central da Palmeira, três grupos *Fuel*, marca MAN com uma potência nominal de 1,635 kW.

A instalação fotovoltaica é composta por 11.016 painéis solares fotovoltaicos, estando prevista uma produção anual de cerca de 3.960 MWh.

Este projecto foi inaugurado no dia 1 de Outubro de 2010.

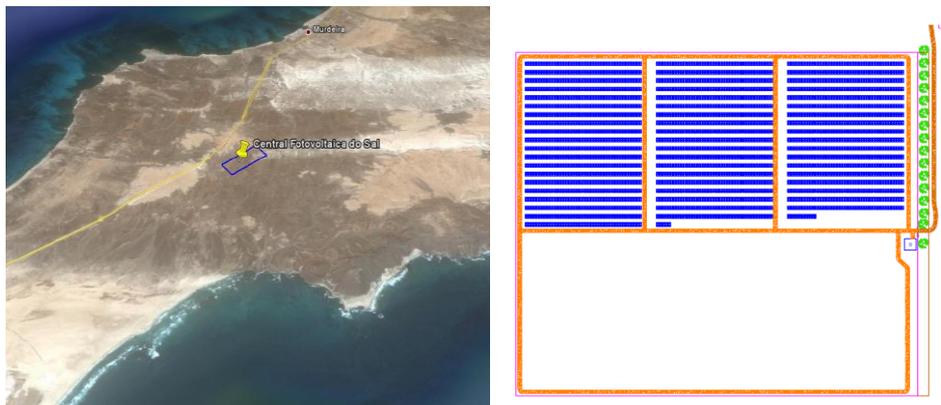


Figura 4.3 - Localização e implantação da Central Solar Fotovoltaica do Sal

### 4.3.2 MICROGERAÇÃO EM EDIFÍCIOS PÚBLICOS

Tendo sido aprovada, em Conselho de Ministros, a nova legislação da microgeração para Cabo Verde, o Governo lançou o concurso público da primeira fase do projecto de instalação de “Microgeração em Edifícios Públicos”, que será financiado pela linha de crédito concedida pelo Estado Português para as Energias Renováveis

Nesta primeira fase serão instalados os sistemas de microprodução listados no quadro seguinte.

Quadro 4.2 - Projecto “Microgeração em Edifícios Públicos” – Fase I

Edifício	Potência a Instalar
Palácio do Governo	15 kWp
Palácio da Assembleia	15 kWp
Palácio das Comunidades	15 kWp
Ministério das Finanças	8 kWp
Ministério das Infra-estruturas Telecomunicações e Transportes	8 kWp
INIDA	2 kWp
Escola Secundária Abílio Duarte	5 kWp
Escola Secundária Picos	5 kWp
Escola Técnica Assomada	5 kWp
Escola Profissional de Santa Cruz	1 kWp
Escola de Hotelaria e Turismo de Cabo Verde	5 kWp

Edifício	Potência a Instalar
Hospital Agostinho Neto	15 kWp
Hospital Regional Norte	15 kWp
Cadeia Central da Praia	5kWp
Forte da Cidade Velha	5kWp
Laboratório de Engenharia Civil	5 kWp

## 4.4 SISTEMAS OFF-GRID

### 4.4.1 SERVIÇO ENERGÉTICO SUSTENTÁVEL PARA POVOAÇÕES RURAIS ISOLADAS (SESAM-ER)

#### 4.4.1.1 PROJECTO

O projecto SESAM-ER (Serviço Energético Sustentável para Povoações Rurais Isoladas, mediante a utilização de Micro-Redes com Energias Renováveis na ilha de Santo Antão) consiste na construção de dois sistemas de micro-redes híbridas, uma hídrica na localidade do Tarrafal e uma solar com grupo electrogéneo na localidade de Monte Trigo.

#### TARRAFAL

No Tarrafal, dada a existência da ribeira do Tarrafal (curso de água permanente), preconiza-se um aproveitamento hídrico associado a um gerador *diesel* de *backup*.

A arquitectura do sistema encontra-se apresentada na Figura 4.4.

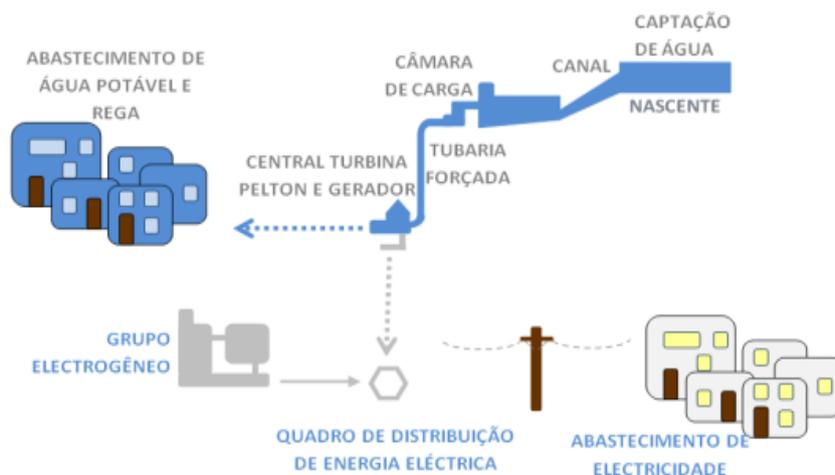


Figura 4.4 - Esquema representativo do projecto de micro redes no Tarrafal

As principais características técnicas deste projecto são apresentadas no Quadro 4.3.



Quadro 4.3 - Características técnicas do aproveitamento hidroelétrico

Características Técnicas	
Turbina	<i>Pelton</i> - eixo vertical
Potência Máxima [kW]	82
Caudal Máximo [l/s]	45
Potência Nominal [kW]	30
Caudal Médio [l/s]	15
Queda Neta [m]	250
Produção Média Diária [kWh]	650
Existência de Reservatório	Sim
Tensão de Geração [V]	400/230 AC Trifásica

## MONTE TRIGO

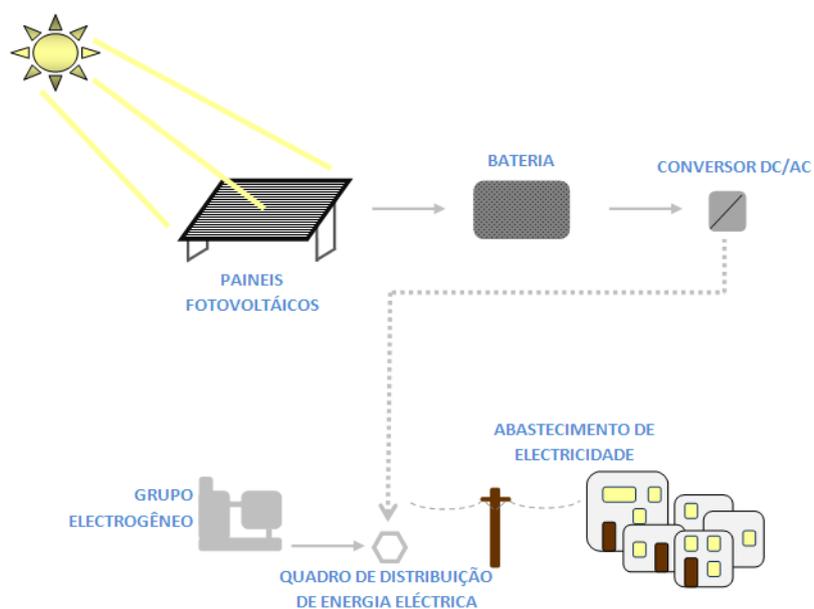


Figura 4.5 - Esquema representativo do projecto de micro redes em Monte Trigo

O projecto preconizado para Monte Trigo baseia-se no aproveitamento da energia solar através do recurso a módulos fotovoltaicos, auxiliado por um grupo eletrogéneo.

A arquitectura do sistema encontra-se apresentada na Figura 4.5.

Principais características técnicas do projecto:

Quadro 4.4 - Características técnicas do projecto fotovoltaico

Características Técnicas
--------------------------



Potência Instalada [kWp]	25
Tipo de Painel	P120/6+
Potência Máxima (módulo)	120
Número de módulos	208
Número de Baterias	48
Capacidade da bateria [Ah]	7 200

#### 4.4.1.2 OBJECTIVOS E BENEFÍCIOS DO PROJECTO

O projecto SESAM-ER tem como objectivo dar resposta ao difícil abastecimento de energia eléctrica nas localidades de Tarrafal e Monte Trigo, na ilha de Santo Antão, através da implementação de micro-redes com integração de energias renováveis.

A localização remota de ambas as povoações dificulta o acesso à rede eléctrica da Ilha, tornando-se, desta forma, necessário, recorrer a geradores *diesel* para produção de electricidade (micro-centrais). A distância destas povoações à cidade mais próxima (Porto Novo), bem como a falta de condições da única via rodoviária que serve estas localidades, torna o transporte de combustível um desafio que se reflecte no custo de exploração e, por conseguinte, conduz a um estrito regime de funcionamento dos geradores (média de 6 horas por dia).

Desta forma, o projecto SESAM-ER visa cobrir as necessidades básicas de electrificação destas comunidades, estimular o desenvolvimento sustentável das duas localidades a nível sócio-económico, potenciando as actividades pesqueira e agrícola, estimular na região o fornecimento de energia com um mínimo de impacte ambiental, local e global, e reduzir a dependência de combustíveis fósseis e, conseqüentemente, o custo de produção de electricidade.

De forma a garantir a sustentabilidade do projecto, está prevista a criação de uma empresa operadora do serviço eléctrico, a qual ficará responsável pela manutenção e gestão administrativa e financeira adequada à realidade local.

#### 4.4.2 CHÃ DAS CALDEIRAS – ILHA DO FOGO

##### 4.4.2.1 ENQUADRAMENTO

Encontra-se, actualmente, em processo de concurso público, a empreitada de instalação de iluminação pública fotovoltaica, sistemas autónomos fotovoltaicos e construção de uma micro rede de baixa tensão para abastecimento da população da localidade de Chã das Caldeiras.

##### 4.4.2.2 FINANCIAMENTO

O projecto, promovido pelo Governo de Cabo Verde, é financiado pela linha de crédito do Estado Português para as energias renováveis.

##### 4.4.2.3 OBJECTIVOS

Este projecto visa cobrir as necessidades básicas de electrificação desta comunidade e estimular o seu desenvolvimento sustentável a nível socioeconómico, através do fornecimento de energia eléctrica com um mínimo de impacte ambiental.



#### 4.4.2.4 CARACTERÍSTICAS

O sistema de iluminação pública será instalado ao longo dos cerca de 2km de estrada que unem Portela a Bangaeira. Serão utilizados candeeiros com iluminação LED, equipados com painéis fotovoltaicos e baterias que garantirão uma autonomia apropriada ao funcionamento do sistema.

### 4.5 CONCLUSÃO

Com base nos investimentos em curso constata-se que, até 2012, as energias renováveis representarão 25% do consumo total de energia, como é possível verificar através da Figura 4.6.

De forma a alcançar uma penetração de 50% de energias renováveis no Arquipélago, é fundamental dar seguimento à implementação de novos empreendimentos de energias renováveis bem como em infra-estruturas (conforme indicam os estudos técnicos e científicos elaborados pelo INESC) de forma a garantir a estabilidade e segurança da exploração das redes, caso contrário, e conforme evidencia a Figura 4.6, Cabo Verde registará, com base nos estudos realizados, uma penetração de energias renováveis próxima dos 16%.

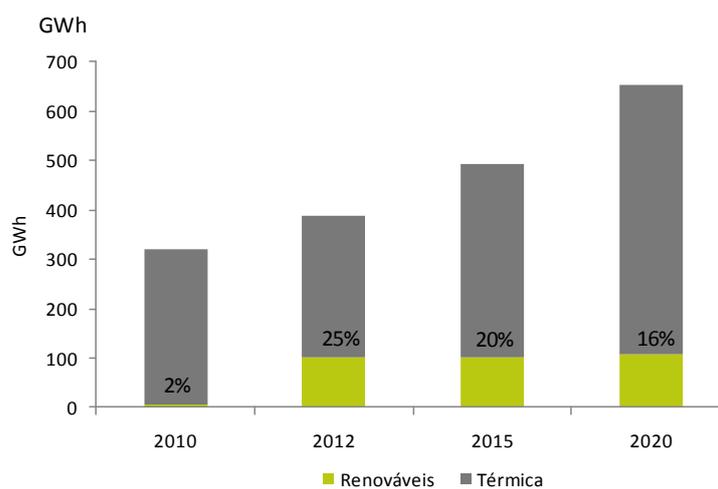


Figura 4.6 - Produção de origem renovável (% da geração total)



## 5 ANÁLISE E CARACTERIZAÇÃO DOS RECURSOS RENOVÁVEIS

### 5.1 ENQUADRAMENTO

O arquipélago de Cabo Verde encontra-se numa fase de desenvolvimento, marcada por importantes mudanças na sua estrutura económica, com relevância para as perspectivas do forte crescimento do sector terciário, com especial ênfase para o turismo, bem como pelos investimentos públicos realizados em infra-estruturas e equipamentos, que procuram reforçar a integração e coesão do território nacional. Estas mudanças têm fortes implicações, tanto ao nível da estruturação e funcionamento do espaço nacional (nomeadamente, das relações inter-ilhas), como ao nível da distribuição geográfica da população, das formas de povoamento e, das condições de vida proporcionadas pela expansão dos centros urbanos.

Na verdade, o Arquipélago atravessa um período no qual o ENOT (Esquema Nacional de Ordenamento do Território ou Directiva Nacional), os EROTs (Esquema Regional de Ordenamento do Território) e os PDM (Planos Directores Municipais) poderão constituir instrumentos de intermediação entre as estratégias de implementação dos projectos e políticas que enquadram o desenvolvimento do País, e os processos de gestão territorial que a Administração Central e o Poder Local utilizem para a orientação das dinâmicas de mudança.

Desta forma, pretende-se com este relatório identificar as áreas e propor o respectivo zonamento ao nível da gestão territorial que, de acordo com a estratégia de uso e ocupação do solo definida pelo Governo de Cabo Verde, poderá servir de catalisador para o desenvolvimento de projectos na área das energias renováveis.

Assim, são propostas Zonas de Desenvolvimento das Energias Renováveis – ZDER, zonas estas vocacionadas para acolher projectos solares, eólicos, hídricos, geotérmicos, de resíduos sólidos urbanos - RSU e marítimos.

A definição das ZDER e respectivas potências estimadas (MW), dentro das tecnologias mencionadas, para as nove ilhas em estudo – Santiago, Fogo, Sal, Santo Antão, São Vicente, São Nicolau, Boavista, Maio e Brava, obedeceu, assim, a um conjunto de requisitos técnicos, legais, logísticos e ambientais, diferente para cada tecnologia e ilha, sendo a primeira premissa desta análise a existência de recurso.

### 5.2 RECURSO EÓLICO

#### 5.2.1 INTRODUÇÃO

Este capítulo resume os resultados obtidos no ESTUDO DO RECURSO EÓLICO, elaborado no âmbito do PLANO ENERGÉTICO RENOVÁVEL. No referido estudo encontram-se todos os pressupostos assumidos, metodologias aplicadas e resultados obtidos, que neste capítulo são apresentados de forma sumária.

O conhecimento das características do recurso é a base para realização dos estudos de viabilidade económica de qualquer projecto de fontes de energias renováveis, onde se incluem os projectos eólicos. Assim, para uma boa caracterização do potencial eólico, de uma determinada área, é necessária a obtenção de uma série temporal de registos de medições da velocidade do vento, assim como, reunir um conjunto relevante de informação que depois de coligida, tratada e validada, permitiram a tomada de decisão sobre a viabilidade técnica e financeira de um projecto desta natureza.

O potencial eólico do arquipélago de Cabo Verde foi recentemente caracterizado pelo *Risø National Laboratory (RISØ)*, com recurso a uma metodologia KAMM/WASP. Um estudo anterior do recurso eólico em Cabo Verde, *Mortensen et al (2002)*, foi



também utilizado neste relatório para apenas “validar” os resultados obtidos pela RISØ , tendo-se verificado concordância nos dois estudos.

Em síntese, a RISØ realizou medições de recurso em quatro locais, a saber: Selada do Flamengo e Selada de São Pedro, Ilha de São Vicente, Monte de São Filipe, Ilha de Santiago e, Palmeira, Ilha do Sal.

De igual modo, o presente relatório apresenta o mesmo enquadramento, uma vez que, não tendo realizado quaisquer medições de recurso, as análises que se apresentam foram baseadas no relatório da RISØ, nos trabalhos de campo realizados e em regras e procedimentos empíricos.

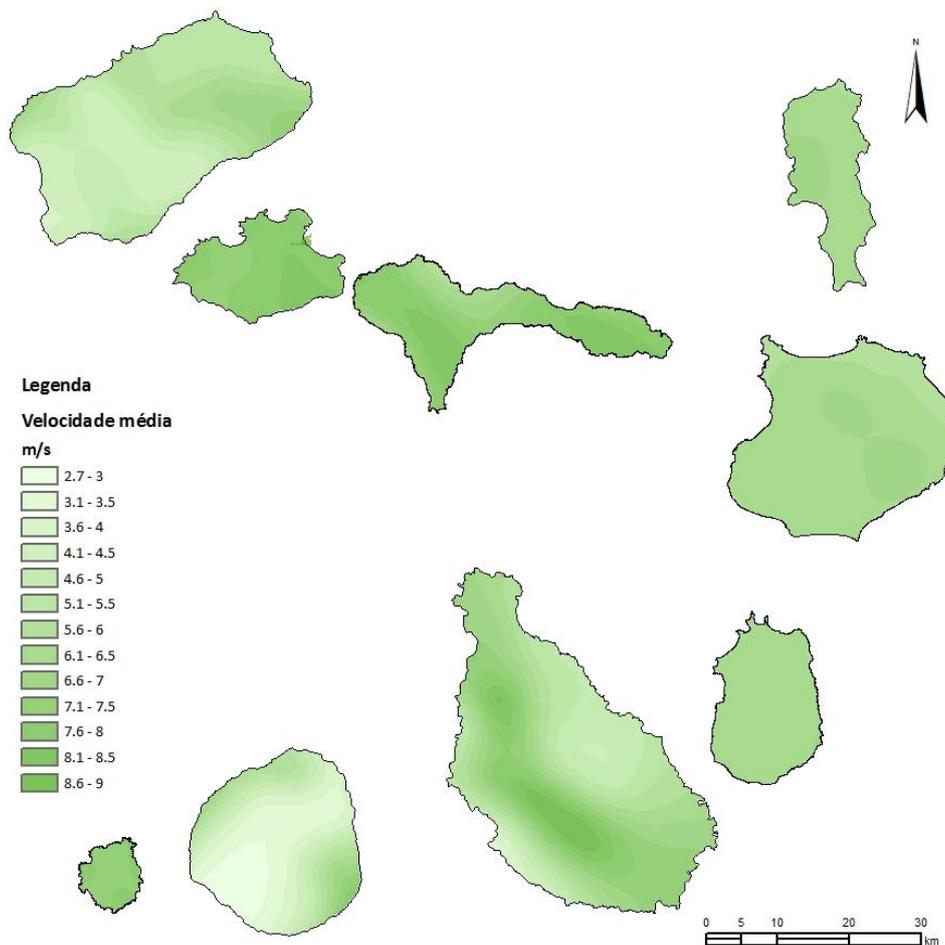
A RISØ recorreu ao método KAMM/WAsP<sup>9</sup> e considerou uma área de 400 km x 400 km, cobrindo, aproximadamente, a região 26°W – 22°W, 14°N – 18°N. Do processamento destes dados resultam mapas de média da velocidade do vento e densidade de potência a 50 metros, para condições de vento simuladas e generalizadas.

### 5.2.2 CARACTERIZAÇÃO DO RECURSO

O recurso eólico foi estudado pelo RISØ através da metodologia apresentada no documento ESTUDO DO RECURSO EÓLICO onde se apresenta a análise realizada pela Gesto aos resultados da caracterização do recurso eólico daquele laboratório. Na figura 5.1 encontra-se representado o mapeamento da velocidade média do vento (m/s).

---

<sup>9</sup> Combinação do modelo numérico de mesoscala *Karlsruhe Atmospheric Mesoscale Model* (KAMM) e o modelo de microescala WAsP. Esta combinação permite estimar o recurso energético para parques eólicos situados em regiões de topografia complexa. Estudos preliminares deste método apontam desvios da ordem dos 25% para o fluxo de potência incidente em terreno fortemente complexo.



**Figura 5.1 – Velocidade média do vento (resultado de simulação)**

Não obstante a mesoescala a que se reporta o relatório da RISØ, este contém informação relevante, nomeadamente no que concerne à sazonalidade e orientação predominante do recurso eólico.

No que respeita à sazonalidade, verifica-se uma clara assimetria anual, com dois períodos distintos:

- De Janeiro a Junho registam-se velocidades médias de vento elevadas
- De Julho a Dezembro, meses em que se regista um decréscimo significativo das velocidades de vento.

Outro dado importante resultante presente no relatório da RISØ consiste na orientação predominante do vento em Cabo Verde. Segundo este relatório, 90% dos ventos provém de NE. Esta foi também uma evidência comprovada com os trabalhos de campo realizados, através dos quais se observou uma clara orientação NE da vegetação arbórea e arbustiva, fortemente deformada pelo constante regime de ventos.

No que respeita ao recurso eólico, e com as necessárias reservas resultantes das lacunas de informação já referidas, poder-se-á caracterizar cada uma das ilhas da seguinte forma:

- i) Ilha de Santiago – esta ilha apresenta velocidades médias de recurso eólico que variam entre os 6 m/s e os 8 m/s, consoante a elevação do terreno, informação esta corroborada pelas medições e simulações efectuadas



pela RISØ no Monte de São Filipe. Estas medições confirmam também a orientação predominante do vento determinada pela mesoescala, ou seja, uma predominância do quadrante NE.

É a cerca de 1.200 m de altitude que se registam as velocidades de vento mais elevadas nesta Ilha. No entanto, as zonas de cumeada onde se registam estas velocidades de vento são escarpadas, sem amplitude para instalação de aerogeradores e de difícil acesso. Nas cotas mais baixas, entre os 500 m e os 900 m de altitude, registam-se velocidades de vento assinaláveis (na ordem dos 7m/s), apresentando áreas disponíveis para acolher projectos eólicos de maior dimensão.

- ii) Ilha de São Vicente – A ilha de São Vicente será, porventura, do conjunto de nove ilhas objecto do presente estudo, aquela que dispõe do maior potencial eólico, como pode ser comprovado das medições realizadas pela RISØ na Selada de São Pedro e Selada de Flamengo.

Não obstante a sua orografia acidentada, apresenta uma estrutura de cumeadas bem definida, com declives acentuados, mas não abruptos (escarpados), condições favoráveis a uma aceleração do recurso eólico aumentando, conseqüentemente, as velocidades médias nas cotas mais elevadas. A estes dados acrescenta-se uma orientação da linha de cumeadas predominante de SE, ou seja, perfeita, em função dos ventos dominantes de NE. A ilha de São Vicente apresenta vastas áreas com velocidades médias superiores a 8,5 m/s, o que demonstra o elevado potencial eólico da Ilha, podendo ser considerada uma das Ilhas com melhor recurso eólico do Arquipélago.

- iii) Ilha do Sal – dada a sua morfologia praticamente plana, a ilha do Sal apresenta um potencial eólico muito homogéneo em toda a Ilha, sendo negligenciável, à mesoescala, os poucos acidentes orográficos identificados.

Ainda assim, aponta-se a costa Este da Ilha como a área com o melhor potencial, atingindo os 7 m/s de velocidade de vento a cotas na ordem dos 60 m, como demonstram as medições realizadas pela RISØ.

Os restantes locais da ilha apresentarão velocidades médias de cerca de 6,5 m/s, o que significa que se trata de uma ilha com um bom potencial eólico.

- iv) Ilha de São Antão – em contraposição, e apesar da proximidade com a ilha de São Vicente, a Ilha de Santo Antão é, das ilhas estudadas pela RISØ, aquela que apresenta teoricamente um menor potencial eólico, com uma velocidade média inferior a 5 m/s em quase toda a extensão da ilha. De salientar que não existem medições nesta Ilha que corroborem esta análise. Este menor recurso pôde ser confirmado nas visitas efectuadas a diversos locais onde, contrariamente ao que sucede nas restantes ilhas, a vegetação não se apresenta deformada pelo vento.

A razão que poderá apontar-se para este facto é o da orografia extremamente acidentada e complexa da Ilha, gerando um microclima específico, responsável pela diminuição do potencial eólico.



- v) Ilha do Fogo – esta Ilha apresenta, pela sua orografia peculiar, um potencial eólico claramente dividido em dois quadrantes: no quadrante NO-SE apresenta um potencial médio/elevado, na ordem dos 7,0 m/s de velocidade média, sendo que, no quadrante oposto (NE – SO) apresenta um baixo potencial, com velocidades médias que não ultrapassam os 5 m/s, também nesta Ilha não existem dados de medição que validem a mesoescala apresentada.

Esta análise é coerente com a orientação predominante dos ventos no Arquipélago, *i.e.*, as vertentes NO e SE encontram-se expostas ao recurso eólico, estando as restantes sobre o efeito esteira da orografia da ilha.

- vi) Ilha de São Nicolau – com uma morfologia muito acidentada, apresenta vertentes com melhor exposição ao recurso eólico e consequentemente zonas com maior potencial. Neste sentido, destacam-se duas áreas com elevado potencial (velocidades médias acima dos 8 m/s), nomeadamente, a área do parque natural do Monte Gordo e a área adjacente à localidade da Jalunga.

À semelhança da ilha adjacente de São Vicente, São Nicolau poder-se-á considerar como uma das ilha com maior potencial eólico em todo o arquipélago, apesar de nesta ilha também não haver registos de medições de recurso, pelo que a informação disponível resulta somente do modelo de mesoescala existente.

- vii) Ilha da Boavista – a ilha da Boavista de acordo com a análise de mesoescala existente, apresenta um potencial eólico médio/elevado, na ordem dos 6,0 a 7,0 m/s de velocidade média. No entanto, esta informação poderá estar subestimada de acordo com informações recolhidas localmente, não confirmadas, mas que apontam para velocidades médias da ordem dos 9 m/s.

Apesar da informação não confirmada, os trabalhos de campo realizados identificaram algumas evidências de que o recurso eólico nesta ilha poderá ser mais elevado do que o apontado pelo estudo da mesoescala. Essas evidências centram-se fundamentalmente em alguns fenómenos biofísicos identificados no terreno, como sendo, evidências de forte erosão eólica ao nível das formações rochosas com exposição a NE, assim como, a ausência de vegetação e/ou vegetação muito esparsa e deformada devido à acção do vento.

Estes indicadores corroboram a ideia de que a mesoescala subestima claramente o recurso eólico existente nesta ilha e que se poderá classificar vir a classificar como de elevado potencial.

- viii) Ilha do Maio – esta ilha apresenta uma morfologia pouco acidentada sendo que a cota mais alta e pontual se encontra nos 388 m no Monte Penoso. Esta morfologia, e uma vez que a presente análise assenta sobre um estudo realizado à mesoescala, justifica um recurso eólico muito homogéneo em toda a ilha, da ordem dos 6,5 m/s.



Uma vez que nesta ilha não existem dados de medição de recurso eólico que corroborem a mesoescala analisada, outros indicadores como a perturbação da vegetação e o contraditório com habitantes locais, confirmam a homogeneidade em termos de vento em todo o território, assim como, a orientação predominante de NE.

Ilha do Brava – esta ilha apresenta na generalidade do seu território velocidades médias de vento superiores a 7,5 m/s, de acordo com o estudo de mesoescala da RISØ.

No entanto, apesar das velocidades médias de vento elevadas previstas no modelo de mesoescala para toda a ilha, a orografia muito acidentada da mesma determina um factor de incerteza muito grande quanto à representatividade dos valores apresentados para a generalidade do território.

Assim, é expectável que se confirmem para esta ilha velocidades de vento muito elevadas em algumas zonas, eventualmente superiores a 9 m/s, nomeadamente nas vertentes com exposição a NE, sendo também expectável que contrariamente à homogeneidade apresentada pelo modelo de mesoescala ocorram áreas com velocidades médias de vento muito inferiores.

### 5.2.3 METODOLOGIA PARA A DEFINIÇÃO DE ZDERS

A definição das ZDER para projectos de aproveitamento de recurso eólico resultou, numa primeira fase, do cruzamento de toda a informação recolhida em termos de ambiente, ordenamento do território, orografia do terreno e informação sobre o potencial eólico (com especial relevância para a orientação predominante do recurso - NE) e, numa segunda fase, a aferição no campo da informação recolhida.

No que respeita ao recurso, e com a informação recolhida no relatório da *Risø National Laboratory, et al (2007)*, procurou-se a de linhas de cumeada desimpedidas com exposição a NE, independentemente da sua orientação. Procurou-se, simultaneamente, que estas cumeadas tivessem as cotas elevadas, na expectativa de maximizar o recurso, sendo esta a primeira directriz para a identificação de locais para a constituição das ZDER.

A análise ambiental foi também considerada onde as principais preocupações consistiram em evitar zonas classificadas como áreas naturais, reservas e/ou parques naturais e áreas urbanas, uma vez que os impactes sobre a população devido ao ruído produzido pelos aerogeradores constituem um dos principais focos de perturbação dos projectos eólicos.

Após esta análise, os trabalhos de campo na vertente ambiental foram, sobretudo, dirigidos no sentido de evitar o povoamento disperso e a afectação do coberto vegetal existente nas ilhas.

No que concerne ao ordenamento do território, a principal preocupação foi a não afectação de classes de uso e ocupação do solo que colidam com interesses e dinâmicas de desenvolvimento do Arquipélago, que passa, em larga escala, pelo desenvolvimento turístico e consolidação demográfica. Assim, foram evitadas classes de espaço classificadas como urbanas e ou de desenvolvimento turístico.

Por último, a análise da orografia, realizada em gabinete, teve como principal critério identificar locais com exposição desimpedida a NE nos potenciais *sites*.

Assim, os trabalhos de campo tiveram como objectivo, não apenas a validação desta situação, mas também a aferição da viabilidade técnica, no que respeita a condicionantes orográficas. Neste sentido, foram analisadas as seguintes condicionantes:

- declives a vencer em termos de acessibilidade às cumeadas;
- dimensões, sobretudo largura, das cumeadas, de forma a perceber se as mesmas podem acolher a construção dos aerogeradores.

O coligir de toda esta informação permitiu a definição das ZDER que se apresentam neste relatório.

## 5.2.4 PROPOSTA DE ZONAS DE DESENVOLVIMENTO DE ENERGIAS RENOVÁVEIS PARA PROJECTOS EÓLICOS

De acordo com a metodologia supra citada é proposta a criação das seguintes ZDER eólicas nas ilhas alvo deste estudo:

ILHA	ZDER	Potência [MW]	Área [Km <sup>2</sup> ]
Santiago	ZDER.ST.1 Terras Altas	96,9	36,31
	ZDER.ST.2 Praia Baixo	6,8	0,52
	ZDER.ST.3 Monte da Chaminé	5,95	0,43
Sal	ZDER.SL.1 Cascanhal	45,9	20,85
Fogo	ZDER.FG.1 Cova Figueira	17,85	2,91
	ZDER.FG.2 Monte Ledo	1,7	0,04
S. Antão	ZDER.SA.1 Lombo da Torre	11,05	1,05
	ZDER.SA.2 João Daninha	11,05	0,64
	ZDER.SA.3 Galheteiro	12,75	1,92
S. Vicente	ZDER.SV.1 João D'Évora	10,2	0,64
	ZDER.SV.2 Areia Branca	7,65	0,53
	ZDER.SV.3 Pé de Verde	2,55	0,12
S. Nicolau	ZDER.SN1 Jalunga	14,45	3,16
Boavista	ZDER.BV1 Picos da Boavista	20,4	13,67
Maio	ZDER.MA.1 Batalha	14,45	1,72
Brava	ZDER.BR1 Furna	5,95	0,37

**Quadro 5.1 – Zonas para Desenvolvimento de Energias Renováveis (Eólica)**

Nas ZDER em causa, tendo como base a utilização de turbinas de média dimensão (850 KV), verifica-se que existe um potencial para cerca de 220 MW. No Anexo A encontram-se representadas especialmente em carta militar (1:25 000) as ZDER propostas para cada uma das 9 ilhas.



## **5.3 RECURSO SOLAR**

### **5.3.1 INTRODUÇÃO**

Este capítulo resume os resultados obtidos no ESTUDO DO RECURSO SOLAR, elaborado no âmbito do PLANO ENERGÉTICO RENOVÁVEL. No referido estudo encontram-se todos os pressupostos assumidos, metodologias aplicadas e resultados obtidos, que neste capítulo são apresentados de forma sumária.

O ESTUDO DO RECURSO SOLAR tem como principal objectivo a determinação do potencial da energia solar nas ilhas, permitindo a integração de projectos desta natureza nos cenários propostos no presente Plano.

Para o efeito foi elaborado um mapeamento do recurso com base na cartografia da Direcção Geral do Ordenamento do Território à escala 1:10 000 e em dados de satélite que permitam parametrizar o modelo no que respeite a questões atmosféricas.

Subsequentemente, elaborou-se um zonamento de nebulosidade, com base na morfologia do terreno e no princípio do ponto de condensação. Esta classificação visa suprimir a ausência de dados distribuídos que possibilitem uma melhor definição dos parâmetros atmosféricos, ou seja, face à ausência de dados de base que permitam uma melhor parametrização dos modelos, reconhece-se que os erros nos resultados obtidos possam conduzir à identificação de zonas com o potencial sobrestimado por efeitos de nebulosidade.

Com base nestes elementos, procede-se à identificação de zonas com elevado potencial, tendo igualmente em consideração as condicionantes territoriais existentes, sejam a nível da rede eléctrica, dos acessos, sejam relativas ao declive do terreno para a implementação de projectos fotovoltaicos, ou às condicionantes ambientais e de ordenamento do território.

Após a identificação das zonas de elevado potencial fotovoltaico, propõe-se uma melhor avaliação do recurso, através da optimização da orientação dos painéis e da aplicação de uma modelação com maior detalhe no que respeita a parâmetros atmosféricos. É a partir desta modelação que se propõe avaliar o potencial fotovoltaico das zonas de elevado potencial.

Foram ainda consideradas as tecnologias emergentes de concentração solar, nomeadamente a adequação das mesmas e as perspectivas de desenvolvimento no território em estudo.

### **5.3.2 CARACTERIZAÇÃO DO RECURSO**

O resultado sumário da caracterização do recurso solar nas ilhas em estudo trata-se do mapeamento da radiação global, que consta da Figura 5.2.

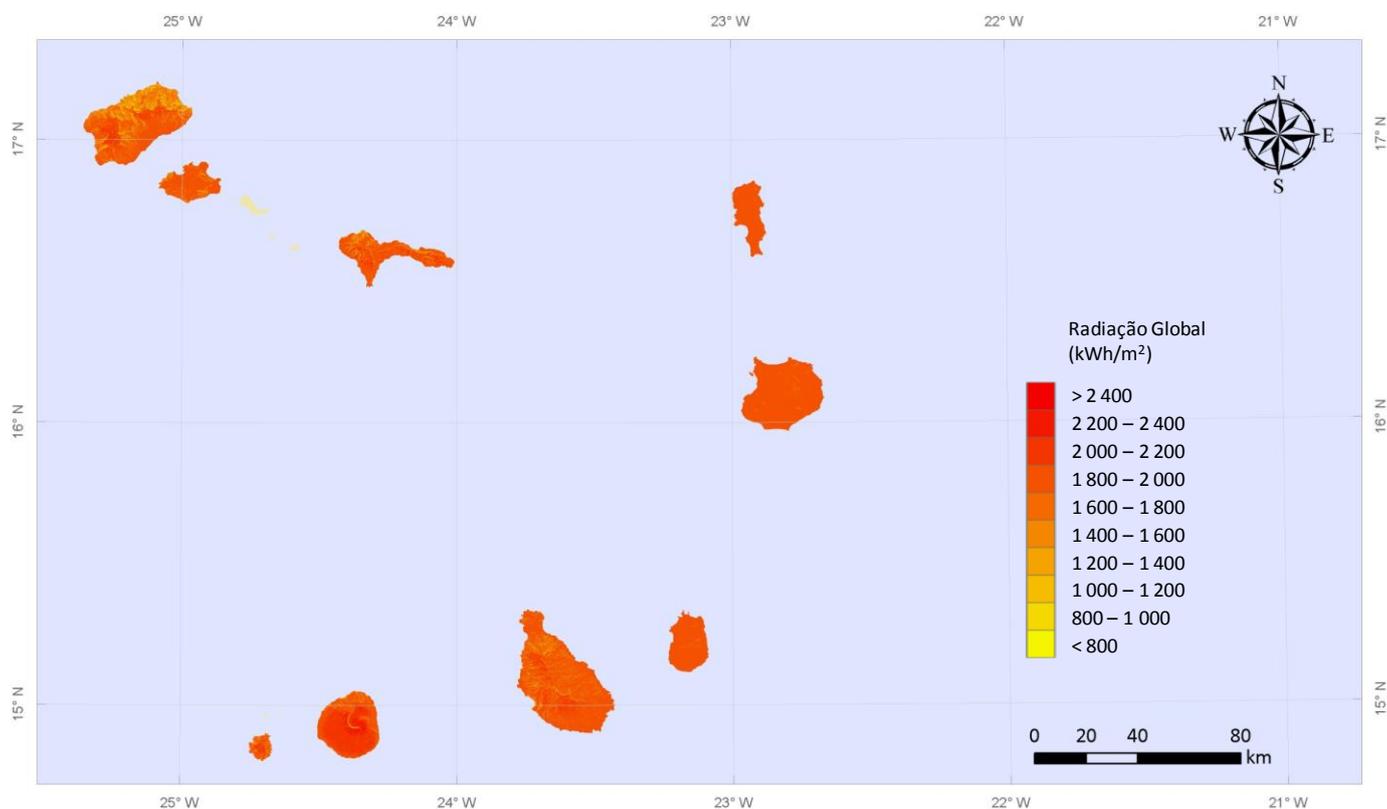


Figura 5.2 – Radiação global nas ilhas em estudo.

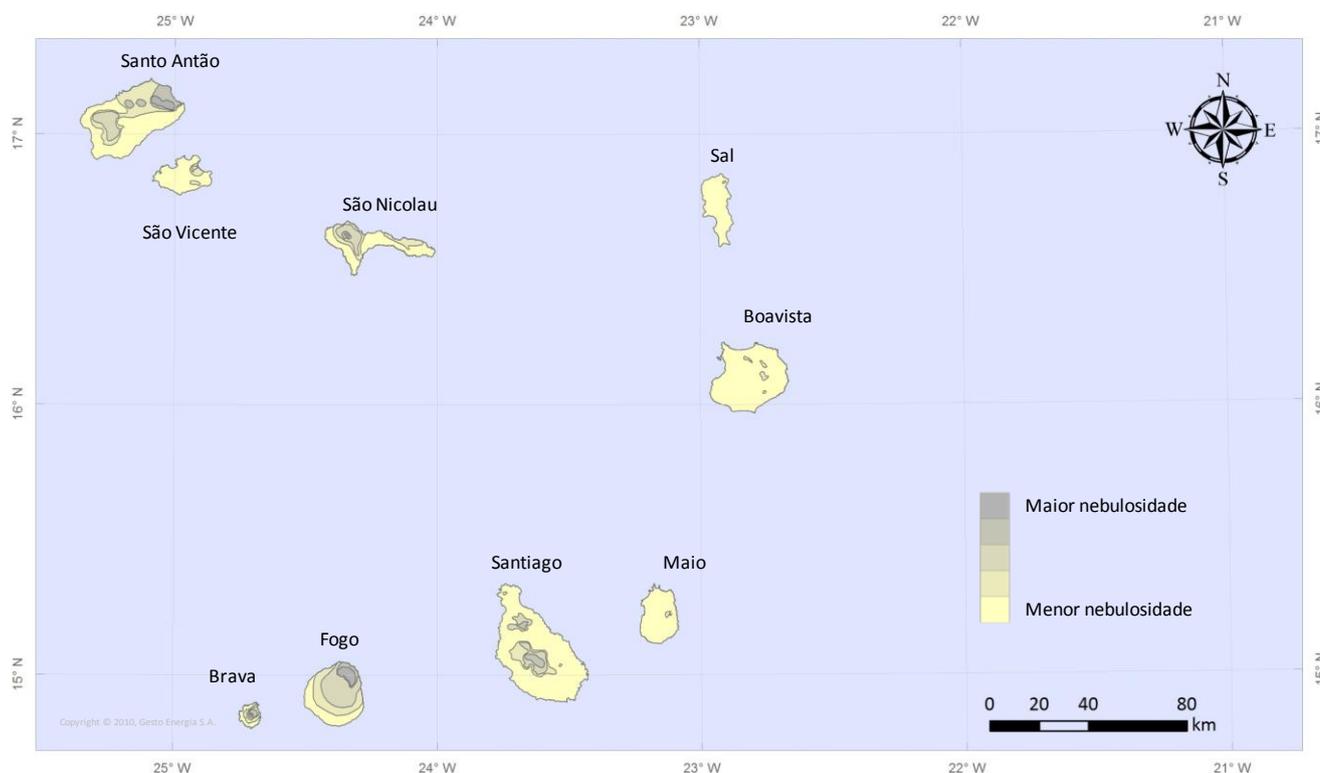
Do mapeamento do recurso solar pode afirmar-se que Cabo Verde tem um recurso solar abundante. Em termos de média anual, grande parte do território apresenta uma radiação global entre os 1.800 e os 2.000 kWh/m<sup>2</sup>/ano, para a inclinação e exposição natural do terreno.

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.

Este forte recurso solar proporcionou a identificação de diversas áreas de elevado potencial, identificadas de acordo com o método descrito no subcapítulo Zonas de Desenvolvimento de Energias Renováveis, presente no Relatório Final do PLANO ENERGÉTICO RENOVÁVEL.

As melhores áreas das ilhas em estudo apresentam níveis de radiação global em plano horizontal entre 2.070 kWh/m<sup>2</sup>/ano e 2.175 kWh/m<sup>2</sup>/ano, assumindo-se um valor indicativo para as zonas com potencial do arquipélago de 2.130 kWh/m<sup>2</sup>/ano. Refira-se que as máximas radiações globais em plano horizontal na Europa registam valores na ordem dos 1.700 kWh/m<sup>2</sup>/ano, ou seja, 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.

Para contrapor os resultados obtidos de radiação, de forma a identificar as melhores zonas de radiação, elaborou-se um mapeamento das zonas com que apresentem maior nebulosidade, que se apresenta na Figura 5.3



**Figura 5.3 – Zonas de nebulosidade.**

De acordo com a classificação de nebulosidade, verifica-se que as ilhas de Santo Antão e Fogo registam os maiores índices de nebulosidade, enquanto o menor índice de nebulosidade se verifica, de forma mais abrangente, na ilha do Sal.

A partir dos resultados de radiação e da definição das ZDER, caracterizada no subcapítulo seguinte, determinou-se a radiação incidente em plano 15°S, otimizado para a incidência anual da radiação, para cada uma das ZDER solares. Apresenta-se um gráfico com os níveis da radiação anual incidente e m cada uma na Figura 5.4.

A radiação máxima entre as ZDER estudadas é a da ZDER.SA.4, em Santo Antão, característica que não é esperado de forma empírica, dado ser conhecida a maior nebulosidade e amenidade da ilha. Com efeito, esta ZDER encontra-se calibrada pelo posto de medição de radiação do Mindelo, o que pode sobrestimar a radiação nesta ilha.

Ainda assim, a variação de valores não é excessivamente acentuada, registando-se o valor máximo de 2.258 kWh/m<sup>2</sup>/ano e o valor mínimo de 2.116 kWh/m<sup>2</sup>/ano, uma diferença inferior a 6% entre o valor máximo e o valor mínimo, para a radiação incidente em plano otimizado.

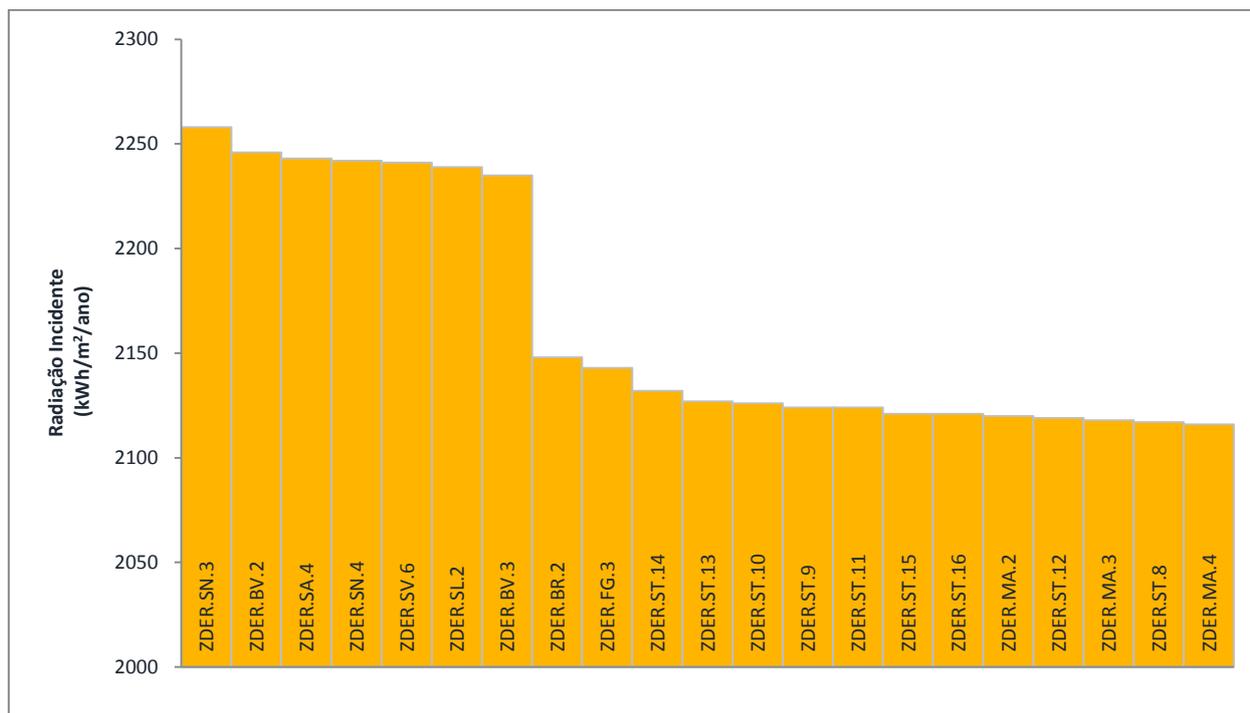


Figura 5.4 – Radiação anual incidente em planos de 15ºS (kWh/m<sup>2</sup>/ano)

A partir da radiação solar incidente e com recurso ao *software PVSyst* foram aferidas as produções específicas das ZDER, considerando um parque padrão de 1 MW de potência. No gráfico da Figura 5.5 representa-se produção anual para cada ZDER de projectos de energia solar fotovoltaica.

Da aplicação do *PVSyst* para a aferição da conversão fotovoltaica para cada um dos locais, em função da radiação global e difusa em plano horizontal, bem como das temperaturas e da configuração de parque solar adoptada (configuração padrão), verificam-se produções específicas entre 1.705 kWh/kWp/ano e 1.828 kWh/kWp/ano, ou seja, em termos de referência pode assumir-se que as zonas de potencial do Arquipélago terão produções específicas da ordem dos 1.750 kWh/kWp/ano.

Como perspectiva de desenvolvimento futuro, pode concluir-se que o potencial solar do Arquipélago sugere a mesma manifestação nas tecnologias emergentes de solar concentrado. Contudo, dos dados disponíveis e face à exposição do Arquipélago às brumas secas do Norte de África, só medições da espessura óptica de aerossóis permitiria validar os valores de radiação directa obtidos. A reduzida maturidade tecnológica, ao nível dos sistemas de CSP de média dimensão (10 a 20 MW), que poderiam ser consideradas para aplicação nas maiores ilhas de Cabo Verde, aconselham a um acompanhamento da evolução desta tecnologia e à realização de estudos complementares da sua adequação às condições particulares de Cabo Verde.

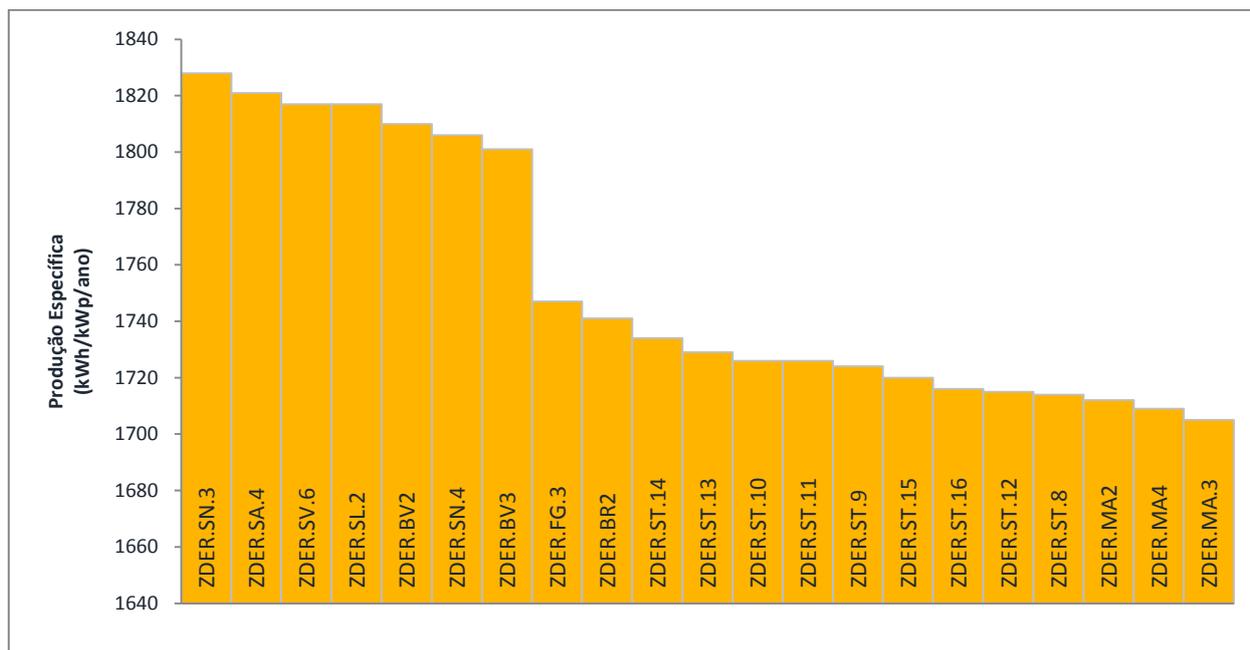


Figura 5.5 – Produção específica (kWh/kWp/ano).

### 5.3.3 METODOLOGIA PARA A DEFINIÇÃO DE ZDER

A definição das ZDER para projectos relativos a energia solar fotovoltaica resultou, numa primeira fase, do cruzamento de toda a informação recolhida em termos de ambiente, ordenamento do território, orografia do terreno e estimativa de recurso, tendo como base simulações efectuadas pela Gesto. Numa segunda fase, procedeu-se à aferição, no campo, da informação recolhida.

No que respeita ao recurso propriamente considerado, o primeiro passo consistiu na delimitação das áreas onde o recurso se mostra, expectavelmente, mais favorável. Esta análise focalizou as análises precedentes.

Assim, em função da informação recolhida sobre o território de Cabo Verde, com especial ênfase para os dados do ESTUDO DA PROCURA realizado pela Gesto, algumas das ZDER identificadas numa primeira fase foram redimensionadas, adaptando-se, desta forma, aos cenários de evolução expectáveis para o Arquipélago.

De referir, ainda, a situação particular da ilha de Santiago onde as ZDTI preenchem grande parte do território com as melhores condições para acolher projectos solares, nomeadamente, em termos de orografia e proximidade ao principal centro de consumo – cidade da Praia.

Neste sentido, esta classe de espaço não foi considerada como uma condicionante proibitiva por duas razões: *i)* a grande disponibilidade de áreas classificadas como ZDTI permite ponderar a desafectação de uma pequena percentagem da mesma, em detrimento do estabelecimento de áreas reservadas a projectos solares sem comprometer os objectivos de desenvolvimento do sector turístico da Ilha; *ii)* as áreas propostas como ZDER solares são compatíveis, do ponto de vista técnico, com o desenvolvimento de complexos turísticos, por exemplo, na utilização de telhados e/ou coberturas de parques de estacionamento. Considera-se, portanto, compatível em termos de ordenamento do território, o sobreposição de ZDTI e ZDER solar para a mesma área.

### 5.3.4 PROPOSTA DE ZONAS DE DESENVOLVIMENTO DE ENERGIAS RENOVÁVEIS PARA PROJECTOS SOLARES

De acordo com a metodologia apresentada é proposta a criação das seguintes ZDER solares. No Quadro 5.2 apresenta-se o potencial das zonas para desenvolvimento de energias renováveis, através do número de horas equivalentes de produção (solar).

Quadro 5.2 – Potencial das Zonas para Desenvolvimento de Energias Renováveis (Solar)

Ilha	ZDER	Produção específica (kWh/kWp)	Área (ha)
Santiago	ZDER.ST.8	1714	108
	ZDER.ST.9	1724	178
	ZDER.ST.10	1726	146
	ZDER.ST.11	1726	293
	ZDER.ST.12	1715	62
	ZDER.ST.13	1729	35
	ZDER.ST.14	1734	105
	ZDER.ST.15	1720	167
	ZDER.ST.16	1716	324
São Vicente	ZDER.SV.6	1817	124
Sal	ZDER.SL.2	1817	192
Santo Antão	ZDER.SA.4	1821	353
Fogo	ZDER.FG.3	1747	1858
São Nicolau	ZDER.SN.3	1828	15
	ZDER.SN.4	1806	13
Boavista	ZDER.BV.2	1810	69
	ZDER.BV.3	1801	79
Maio	ZDER.MA.2	1712	13
	ZDER.MA.3	1705	7
	ZDER.MA.4	1709	6
Brava	ZDER.BR.2	1741	6

No Anexo A apresentam-se as ZDER propostas para cada uma das ilhas em cartografia à escala 1:25 000.



## 5.4 RECURSO HÍDRICO

### 5.4.1 INTRODUÇÃO

Este capítulo resume os resultados obtidos no ESTUDO DO RECURSO HÍDRICO, elaborado no âmbito do PLANO ENERGÉTICO RENOVÁVEL. No referido estudo encontram-se todos os pressupostos assumidos, metodologias aplicadas e resultados obtidos, que neste capítulo são apresentados de forma sumária

A cabal caracterização do recurso hídrico tem uma evidente importância num território como o de Cabo Verde, com um clima árido e caracterizado por um historial de secas e ocorrências torrenciais de precipitação, o que significa que a precipitação anual é reduzida, ocorrendo de forma concentrada em curtos períodos, pelo que o eficaz aproveitamento do escoamento gerado por tais acontecimentos pluviométricos é de extrema relevância.

Para esse efeito, o ESTUDO DO RECURSO HÍDRICO foca-se na determinação e caracterização temporal e espacial do escoamento superficial no território, que deve ser entendido como elemento caracterizador do recurso hídrico e sua principal manifestação.

Ainda assim, e visto o ESTUDO DO RECURSO HÍDRICO estar englobado num plano focado nas energias renováveis, complementou-se com uma estimativa do potencial hidroeléctrico nas ilhas analisadas; estimativa conseguida através da análise conjunta dos mapas de escoamentos obtidos e das características morfológicas do terreno. Esta análise constituiu uma avaliação adicional à caracterização das disponibilidades hídricas que eram objecto do estudo.

### 5.4.2 CARACTERIZAÇÃO DO RECURSO

Para a análise de escoamentos nas ilhas em estudo do arquipélago de Cabo Verde utilizaram-se três metodologias indirectas<sup>10</sup>: o método de *Turc*, uma relação de precipitação-escoamento e o balanço hídrico.

---

<sup>10</sup> Não foi possível a utilização de uma metodologia directa para determinação do escoamento devido à ausência de dados de escoamento ou caudal no território.

Apresenta-se da Figura 5.6 à

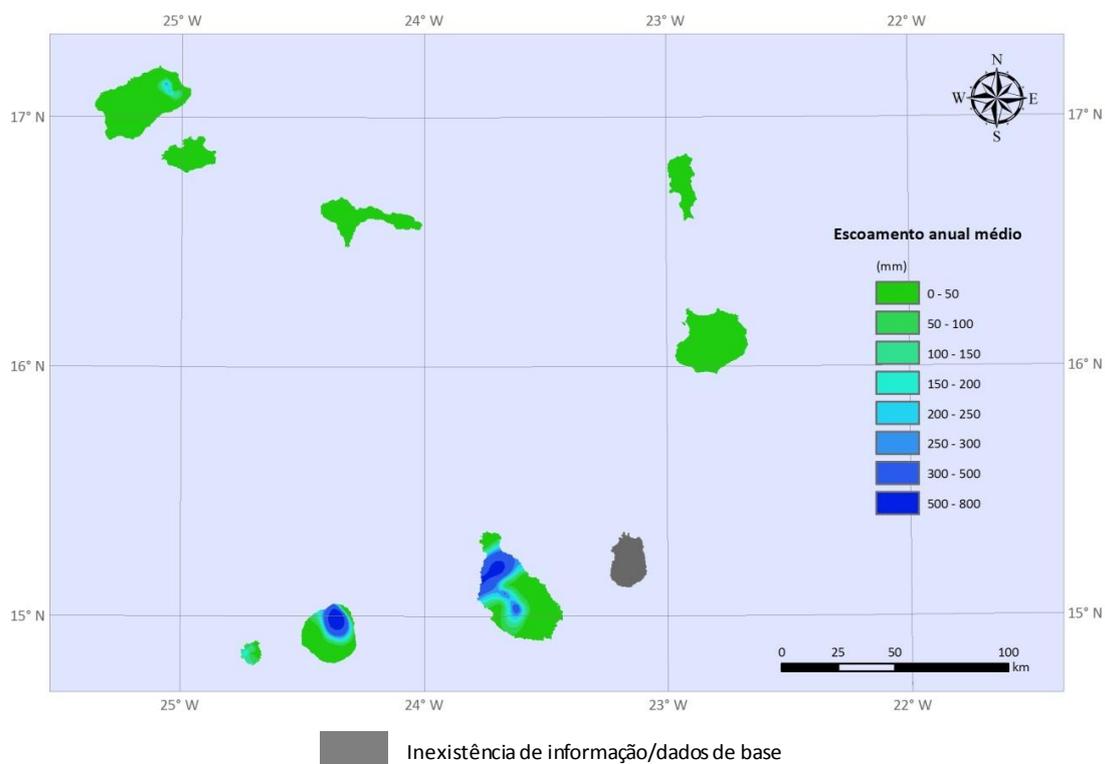


Figura 5.8 os resultados obtidos por cada uma das metodologias.

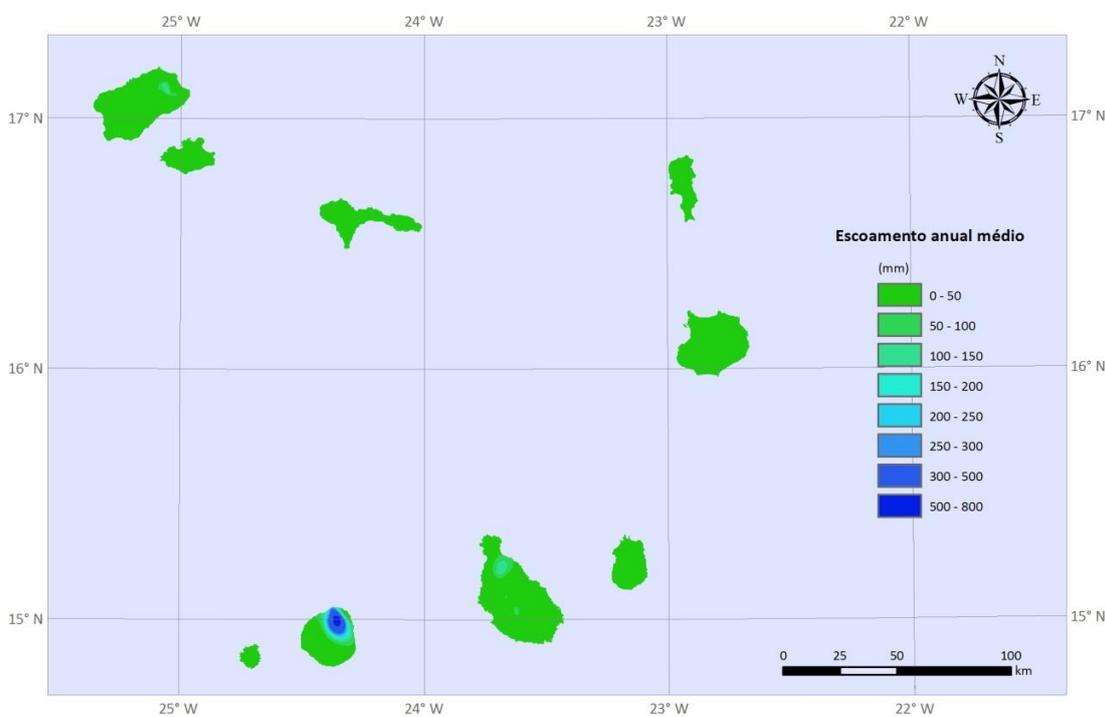


Figura 5.6 – Mapa de escoamento anual médio nas ilhas estudadas do Arquipélago obtido por aplicação da fórmula de Turc.

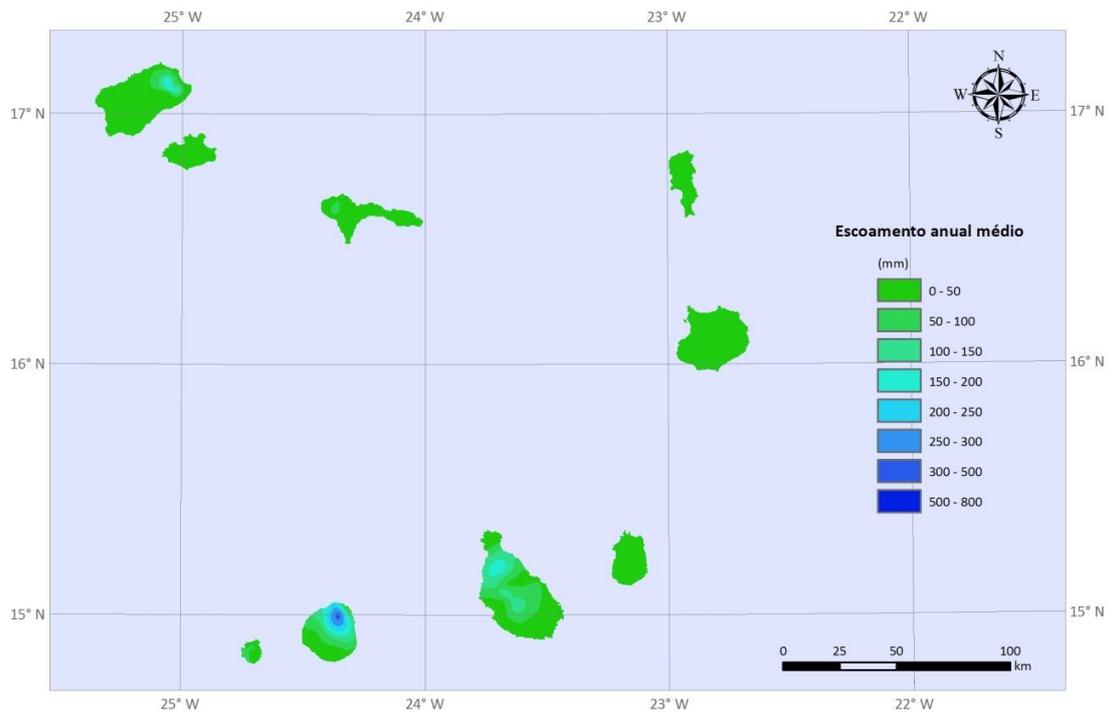


Figura 5.7 – Mapa de escoamento anual médio nas ilhas estudadas do Arquipélago obtido por aplicação de uma relação precipitação escoamento.

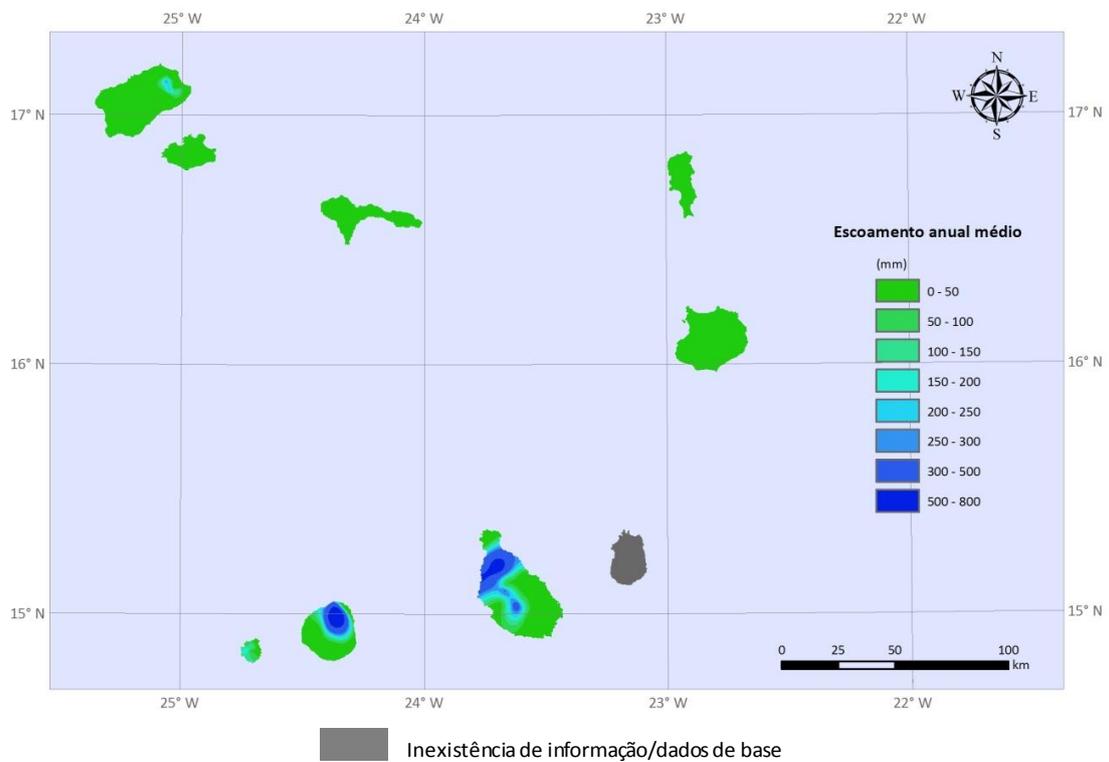


Figura 5.8 – Mapa de escoamento anual médio do Arquipélago obtido por aplicação do balanço hídrico.

Analisando e comparando os resultados obtidos por cada uma das metodologias aplicadas, conclui-se que a aplicação da fórmula de *Turc* é, de entre as três metodologias utilizadas, a que conduz a menores valores de escoamento, enquanto a aplicação do balanço hídrico conduz a valores mais elevados. A aplicação da relação precipitação-escoamento, não tendo conduzido a valores de escoamento tão elevados com o balanço hídrico, permitiu, no entanto, obter valores de escoamento num maior número de postos, revelando-se o método mais equilibrado.

Observa-se que das nove ilhas analisadas, apenas quatro (Santiago, Santo Antão, Fogo e Brava) apresentam áreas com capacidade de geração de escoamento anual médio superior a 100 mm. Contudo, tal geração de escoamento encontra-se concentrada em períodos anuais muito reduzidos (cerca de três meses), sendo nos restantes meses, em regra, nula. Aliada à sazonalidade do escoamento gerado está, ainda, uma elevada torrencialidade. No que concerne às restantes ilhas, estas apresentam reduzidos valores de escoamento anual médio.

### 5.4.3 ESTIMATIVA DO POTENCIAL TEÓRICO

A potência de um aproveitamento hidroeléctrico depende directamente do caudal,  $Q$ , e da queda disponível,  $H$ . Assim, de modo a avaliar o potencial hidroeléctrico das ilhas em estudo do arquipélago de Cabo Verde propõe-se a análise destas duas variáveis de forma sistemática, determinando-se em cada ponto território a potência máxima teórica que se poderia obter, caso aí fosse implantada uma barragem que criasse condições para uma tomada de água.

Os resultados da aplicação da metodologia anteriormente descrita apresentam-se da Figura 5.9 à Figura 5.17.

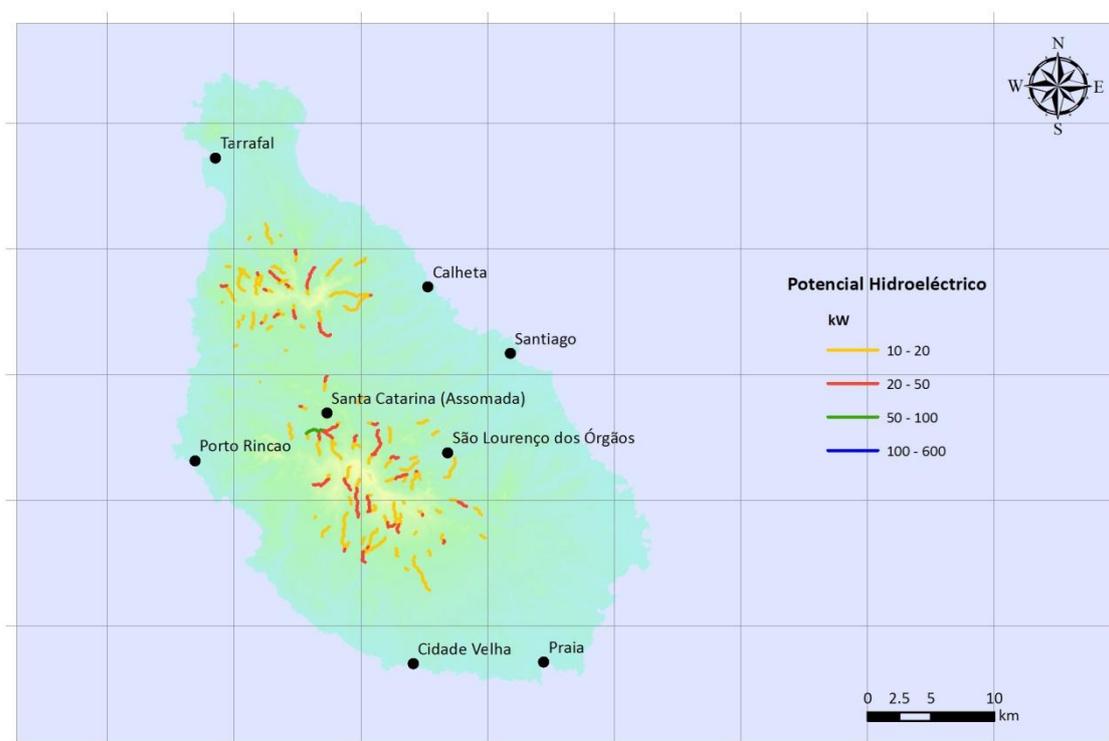


Figura 5.9 – Potencial hidroeléctrico teórico na ilha de Santiago.

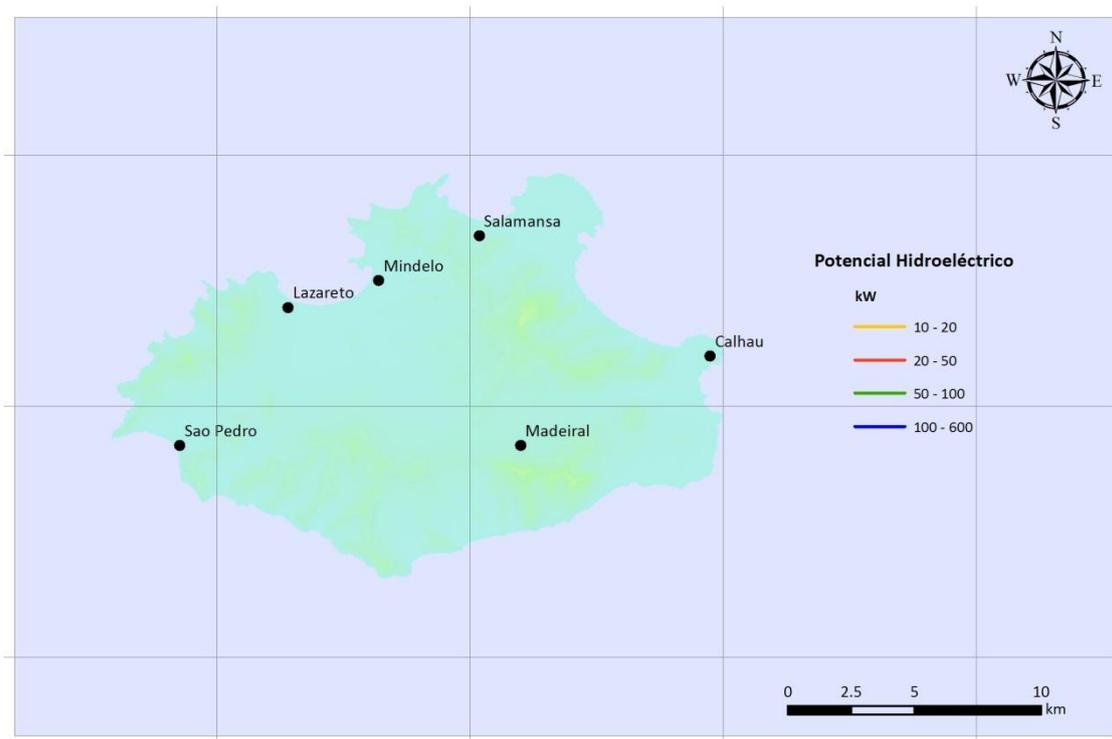


Figura 5.10 – Potencial hidroeléctrico teórico na ilha de São Vicente.

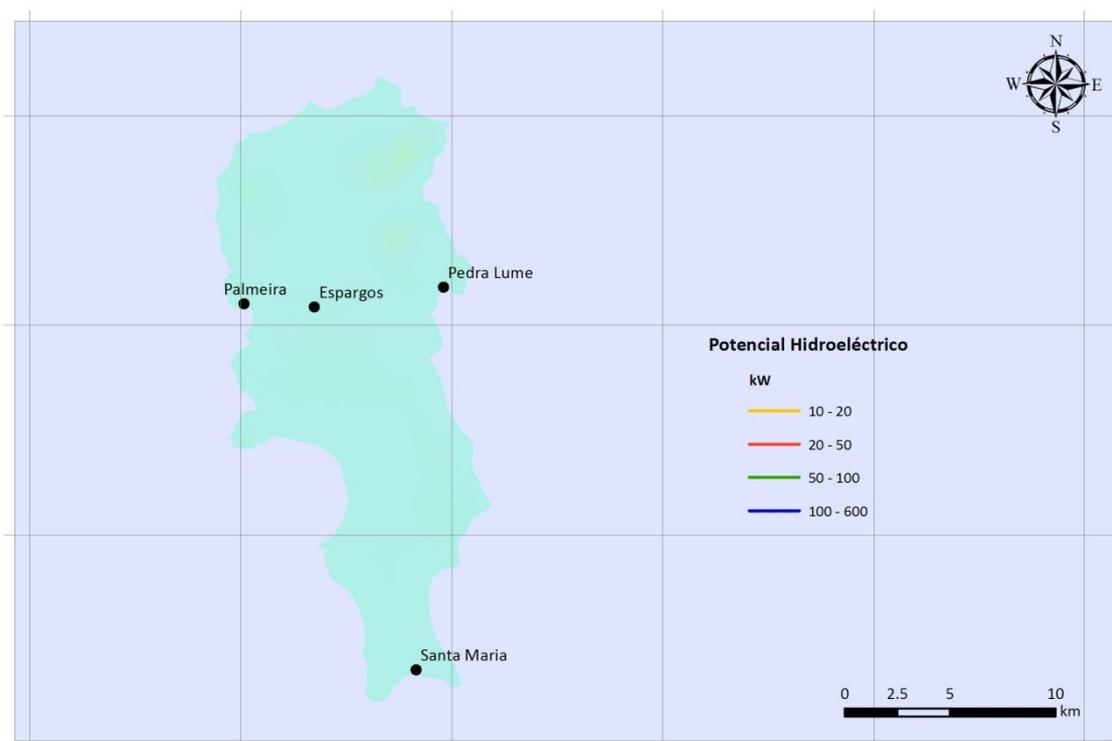


Figura 5.11 – Potencial hidroeléctrico teórico na ilha do Sal.

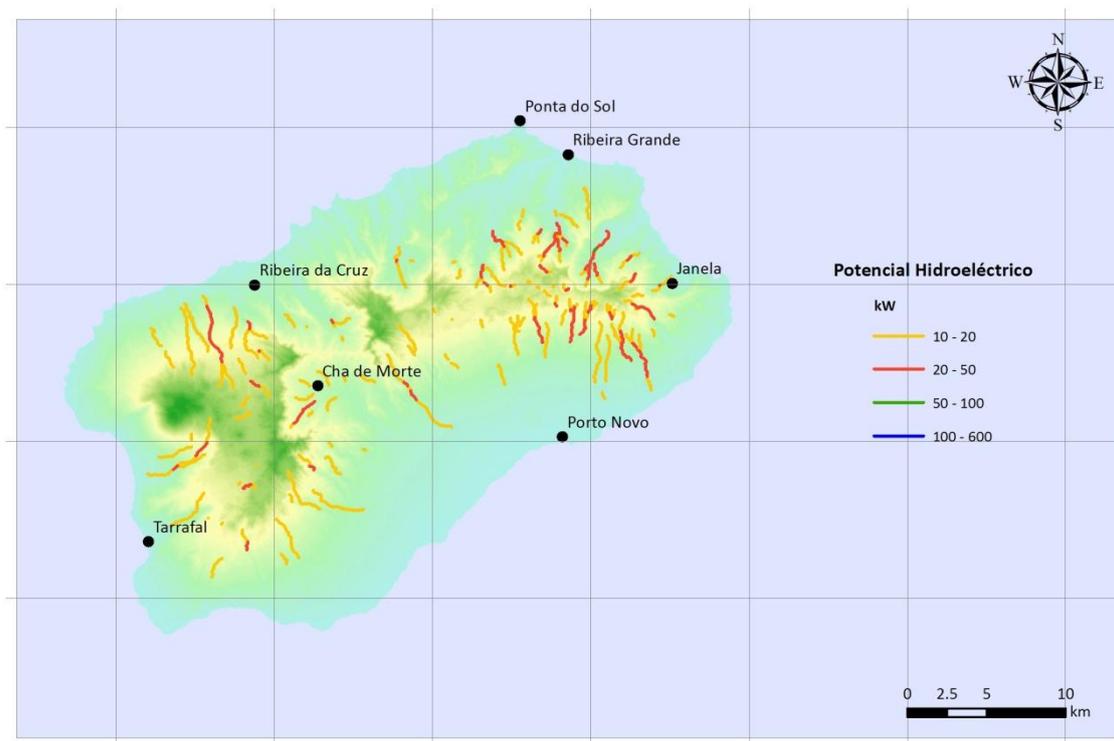


Figura 5.12 – Potencial hidroeléctrico teórico na ilha de Santo Antão.

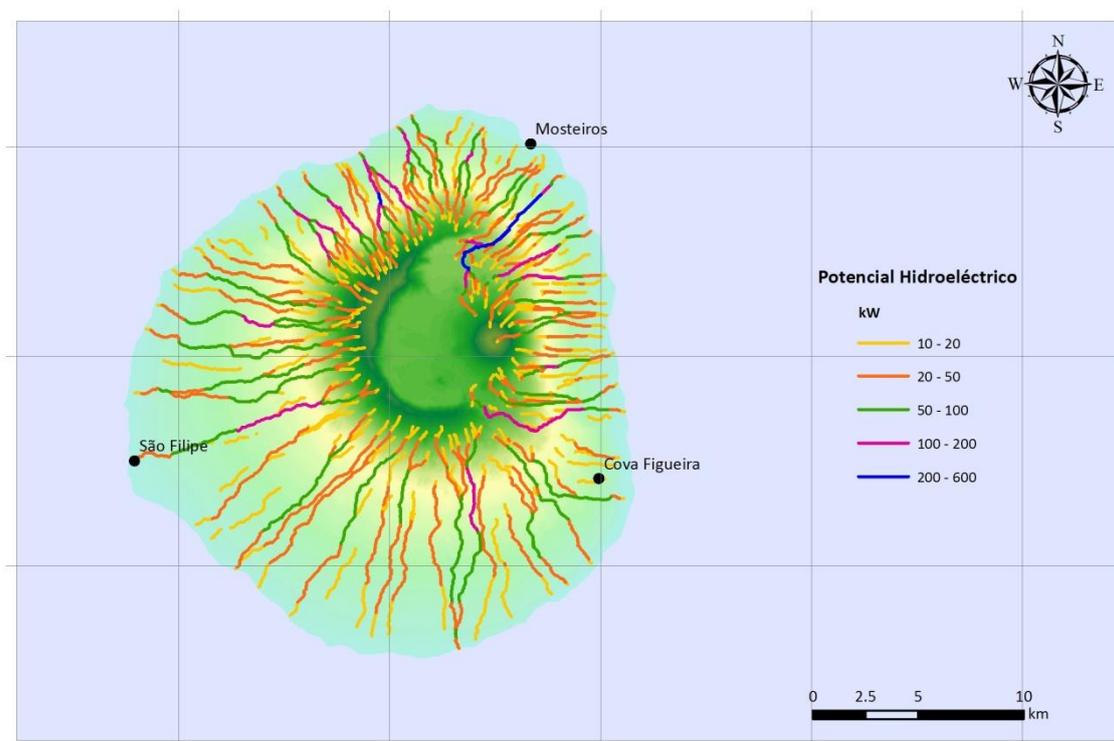


Figura 5.13 – Potencial hidroeléctrico teórico na ilha do Fogo.

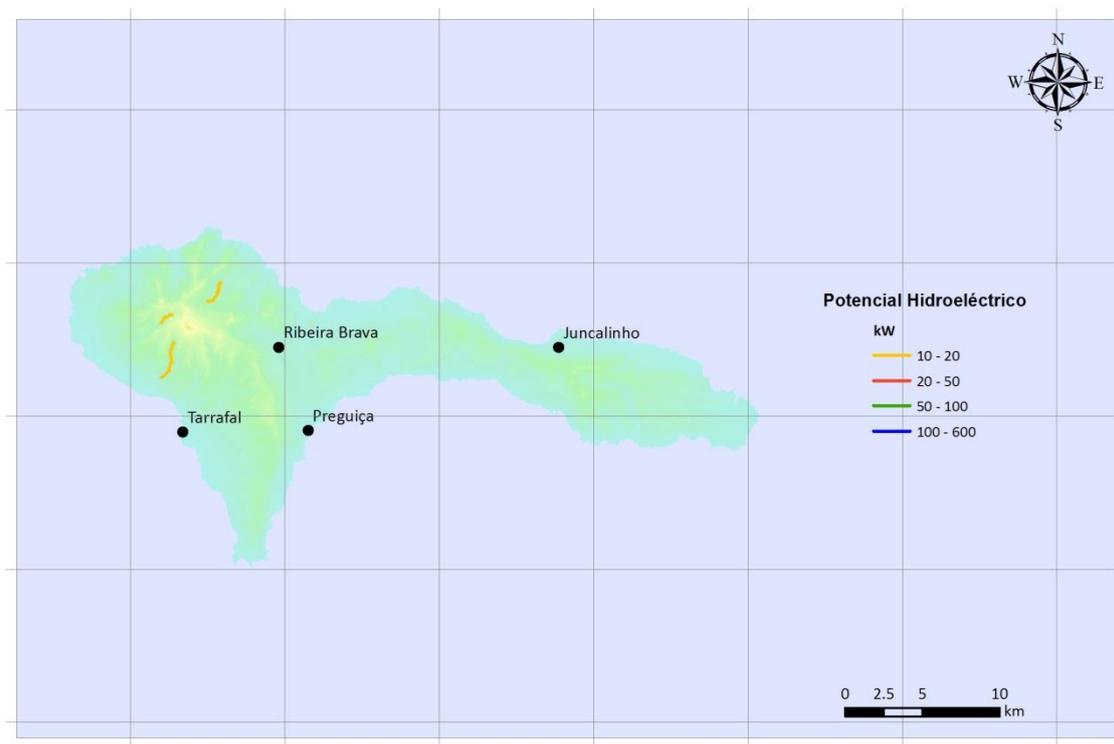


Figura 5.14 – Potencial hidroelétrico teórico na ilha de São Nicolau.

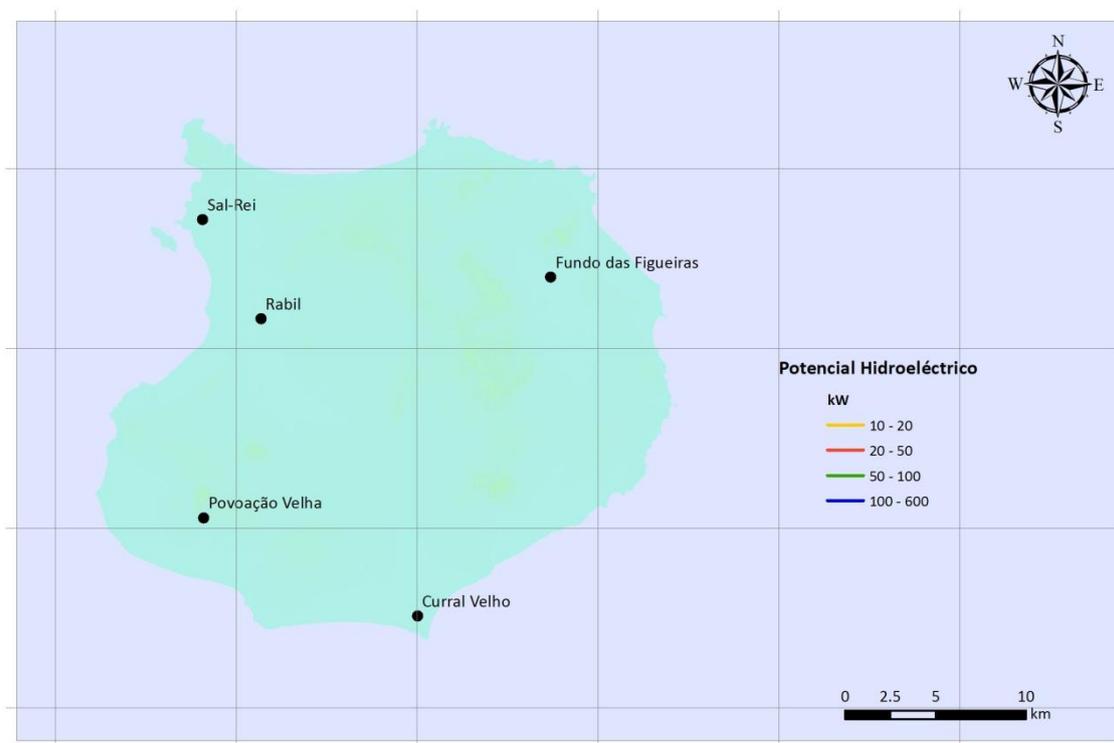


Figura 5.15 – Potencial hidroelétrico teórico na ilha da Boavista.

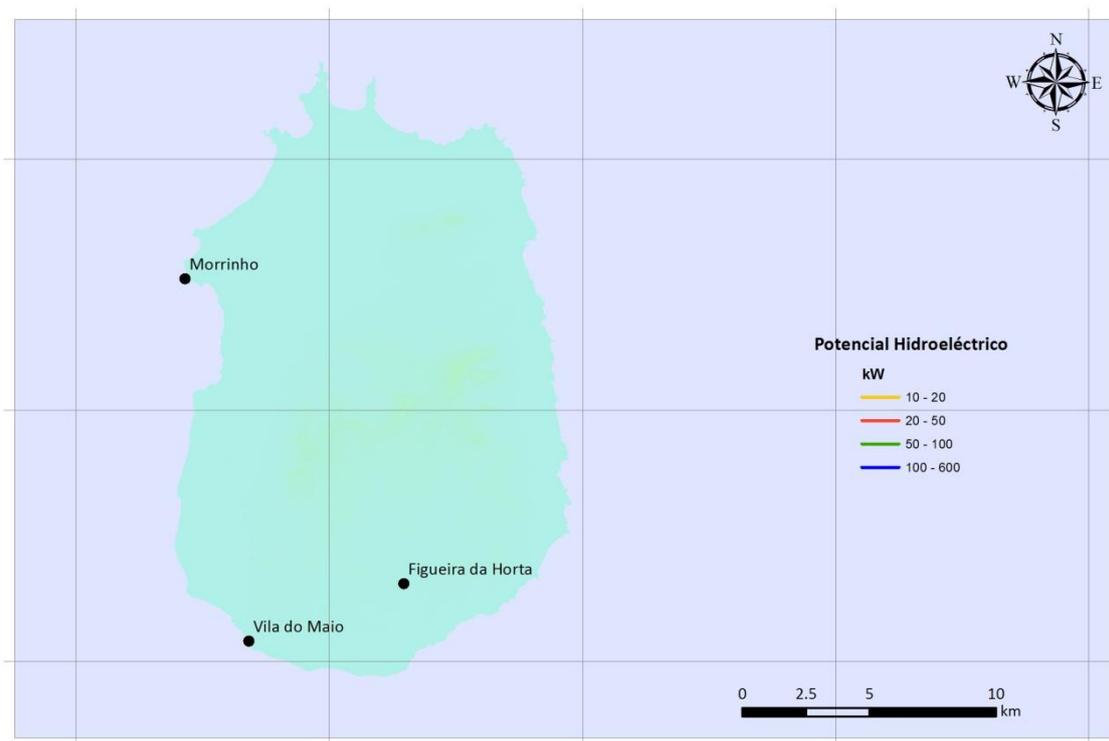


Figura 5.16 – Potencial hidroelétrico teórico na ilha do Maio.

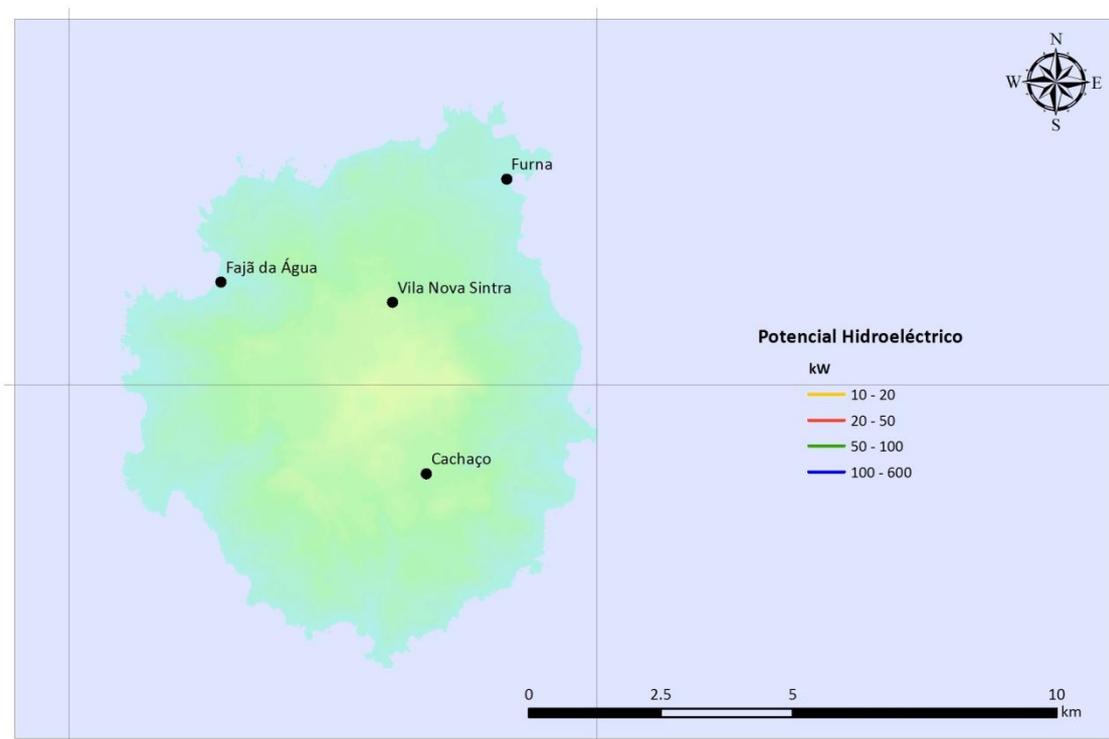


Figura 5.17 – Potencial hidroelétrico teórico na ilha da Brava.



Analisando as figuras antecedentes observa-se, como seria expectável, que as ilhas de São Vicente, Sal, Boavista, Maio e Brava, não apresentam potencial de produção de energia hidroeléctrica, o que é consequência dos seguintes factores: reduzido escoamento anual médio, reduzidos desníveis face ao nível do mar e bacias hidrográficas de reduzida dimensão. Os dois primeiros factores são particularmente relevantes nas ilhas do Sal, Boavista e Maio, enquanto o último na ilha da Brava.

Relativamente às restantes ilhas, Santiago, Santo Antão, Fogo e São Nicolau, estas apresentam algum potencial para produção de energia hidroeléctrica de baixa potência, em especial a ilha do Fogo, visto ser a que apresenta as áreas com valores mais elevados de escoamento anual médio, e os maiores desníveis face ao nível da água do mar. É de notar que nesta análise se optou por não se representar os pontos com potencial inferior a 10 kW.

Realça-se que o potencial apresentado refere-se ao máximo aproveitamento hidroeléctrico, exclusivo em cada ponto da linha de água e com restituição ao nível do mar. Por conseguinte, trata-se de um potencial puramente teórico que, como tal, não é garante de viabilidade técnico-económica do seu aproveitamento. A análise de viabilidade técnica e económica implicaria a identificação local e detalhada das características morfológicas dos terrenos para implantação de barragens capazes de criar albufeiras armazenadoras de volumes suficientes para compensar os extensos períodos de seca e evaporação intensa. Essa análise, contudo, sai fora do âmbito do presente estudo, ainda que se possa referir que face ao escasso recurso se afigurariam obras extremamente onerosas e com viabilidade económica reduzida.

## **5.5 RESÍDUOS SÓLIDOS URBANOS**

### **5.5.1 INTRODUÇÃO**

A actividade humana diária cria grandes quantidades de resíduos, particularmente em áreas urbanas. O impacto que a produção e a deposição dos resíduos têm na sociedade pode e deve, ser minorado através de uma correcta e capaz gestão dos resíduos sólidos. Essa gestão terá, necessariamente, de considerar o tratamento dos resíduos, a valorização e a deposição, ou acondicionamento dos mesmos. A quantidade e variedade gerada diariamente aumentam, com o crescimento e desenvolvimento dos países, principalmente nos centros urbanos.

A gestão dos resíduos sólidos urbanos (RSU) é um assunto que reveste importância fundamental para as sociedades actuais, seja em países desenvolvidos, seja em países em desenvolvimento, mas revela-se de especial importância em territórios insulares e de dimensão reduzida, com a inerente falta de locais para a deposição dos resíduos. Uma solução amplamente aceite na gestão dos RSU para regiões insulares é o tratamento dos resíduos através da valorização energética antes da deposição em aterro.

### **5.5.2 CARACTERIZAÇÃO DO RECURSO**

Em Cabo Verde, foram analisadas as áreas respeitantes aos concelhos da Praia e São Vicente, respectivamente, nas ilhas de Santiago e São Vicente, uma vez que os concelhos das restantes ilhas não apresentam produção de resíduos suficiente para serem valorizados energeticamente, não significando isto que a sua deposição não deva ser realizada em locais devidamente preparados. De acordo com os dados do Instituto Nacional de Estatística de Cabo Verde, a população do concelho da Praia corresponde a 26% do total da população do Arquipélago, enquanto São Vicente corresponde a 16% da população total. De acordo com a mesma fonte, estima-se que o crescimento nas décadas futuras represente um valor na ordem dos 2,4%, ficando esse crescimento a dever-se ao aumento das populações dos centros urbanos.

A análise realizada teve como base dados disponíveis em diversos relatórios e estudos técnico-científicos, sobre os modelos de recolha e acondicionamento dos RSU da cidade da Praia e do concelho de São Vicente. Todo o sistema integrado de

resíduos (SIR) é da competência e responsabilidade das autoridades municipais dos dois concelhos, nomeadamente, a recolha, transporte e deposição dos resíduos.

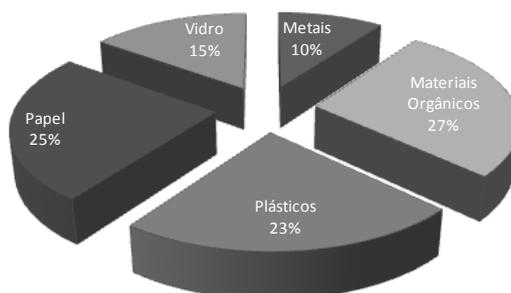
Encontram-se distribuídos, pelas zonas com maior densidade populacional, contentores para a deposição dos resíduos pelas populações, os quais serão recolhidos por veículos apropriados para a recolha, compactação e transporte, em rotas que permitem cobrir grande parte da população urbana.

A deposição dos resíduos é feita em lixeiras municipais a céu aberto que, em ambos os casos considerados, não se encontram vedadas, permitindo, por isso, o acesso das populações aos resíduos constituindo um problema de saúde pública.

De forma a caracterizar a produção dos resíduos sólidos em ambos os concelhos, estimou-se uma produção média *per capita* de 0,6 kg, tendo por base o PANA II (Plano de Acção Nacional para o Ambiente) e, a produção média por habitante para países em desenvolvimento segundo (Cointreau 1982). Este valor médio foi considerado para o ano de 2010, sofrendo um acréscimo anual igual ao estimado pelo INE para o crescimento da população, atingindo-se o valor aproximado de 0,7 e 0,81 kg/hab, respectivamente, para 2015 e 2020.

Com base na informação recolhida (Tavares, *et al.* 2005) foi possível estimar a composição física dos resíduos sólidos produzidos em Cabo Verde, a qual se encontra representada na Figura 5.18.

As fracções que apresentam um maior poder calorífico, como papel, plásticos e materiais orgânicos, representam cerca de 75% dos resíduos sólidos urbanos, o que demonstra sua boa qualidade e adequação para a sua valorização energética.



**Figura 5.18 - Composição dos RSU de Cabo Verde**

Uma das soluções mais utilizadas para a gestão dos RSU e, respectiva valorização, é a incineração com produção de energia eléctrica (Figura 5.19). O processo de incineração como forma de tratar os RSU apresenta, essencialmente, três vantagens face a outros métodos: conduz a uma considerável redução de massa (70%) e volume (90%); permite o aproveitamento energético dos resíduos; e destrói os agentes patogénicos presentes nos resíduos.

Em regiões insulares esta solução é frequentemente utilizada para a resolução de dois problemas: a deposição dos resíduos e a falta de espaços para essa deposição e a produção de energia, térmica e/ ou eléctrica.

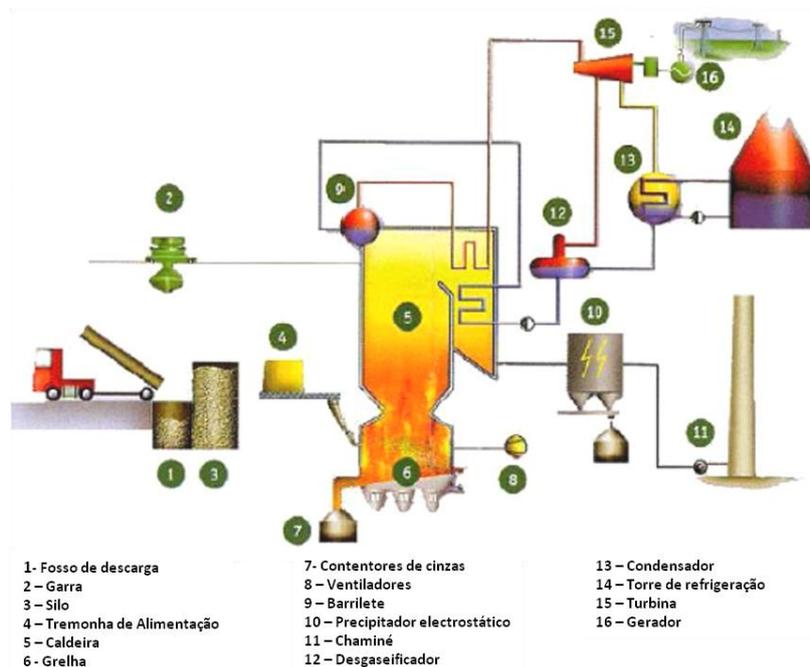


Figura 5.19 - Exemplo de uma central de valorização energética de resíduos sólidos

O material resultante da queima, cinzas e escórias apresenta uma perigosidade infinitamente inferior à que se verifica com o resíduo que o originou, uma vez que a utilização de altas temperaturas para a incineração as torna praticamente inertes.

### 5.5.3 METODOLOGIA PARA A DEFINIÇÃO DE ZDERS

A análise dos dados recolhidos e, o seu consequente tratamento e processamento, permitiram estabelecer os critérios necessários para a localização da central de valorização energética de RSU.

A localização da unidade de incineração teve em conta dois pressupostos, como sejam, zonas próximas de centros urbanos mas com densidade populacional reduzida e, zonas industrializadas. Através destes pressupostos, garante-se que o transporte dos resíduos não é feito em grandes distâncias, não encarecendo o processo, ao mesmo tempo que não existem populações próximas que possam ser afectadas pela laboração da central em contínuo.

Com base nestes dois pressupostos foram, ainda, tomadas em consideração as rotas actuais para a recolha e transporte dos resíduos, bem como a existência de terrenos para a instalação da central e para a construção de um aterro para a deposição das cinzas.

O resultado final desta análise consistiu na identificação e selecção dos locais para instalação da central de valorização energética para resíduos urbanos nos dois concelhos.



## 5.5.4 PROPOSTA DE ZONAS DE DESENVOLVIMENTO DE ENERGIAS RENOVÁVEIS PARA PROJECTOS RSU

Tendo por base os pressupostos descritos anteriormente identificou-se dois locais para a implantação das Centrais de Valorização Energéticas, uma na ilha de Santiago para servir o concelho da Praia e outra em S. Vicente para servir toda a população da Ilha.

Na ilha de Santiago, a central de valorização energética da Praia poderá localizar-se na zona onde actualmente se encontra a lixeira da Praia. Neste local, existe terreno disponível para a instalação da central e de um aterro que poderá recolher as escórias da incineração dos resíduos e de alguns resíduos que não poderão ser valorizados. Este local apresenta as características necessárias para a instalação deste tipo de equipamentos, quer a nível de acessos, quer ao nível da distância das populações.

Na ilha de S. Vicente seleccionou-se o local de implantação da central de valorização energética de RSU nas imediações da actual lixeira do municipal, junto à ribeira de S. Julião, que num futuro próximo, segundo as autoridades locais, será substituída por um aterro sanitário. Esta proximidade entre a central e o aterro permite reduzir a distância para transportar as escórias resultantes da incineração dos resíduos, e por conseguinte reduzir os custos do tratamento e deposição dos resíduos.

## 5.6 RECURSO GEOTÉRMICO

### 5.6.1 INTRODUÇÃO

Este capítulo resume os resultados obtidos no ESTUDO DO RECURSO GEOTÉRMICO, elaborado no âmbito do PLANO ENERGÉTICO RENOVÁVEL. No referido estudo encontram-se todos os pressupostos assumidos, metodologias aplicadas e resultados obtidos, que neste capítulo são apresentados de forma sumária

A energia geotérmica é uma das formas mais antigas de energia renovável, sendo a primeira central datada de 1913 (*Larderello*, Itália), existindo actualmente, a nível mundial, um total de 9.064 MW instalados, o que corresponde a 13% da produção de energia renovável em todo o mundo<sup>11</sup>. Ao contrário de grande parte das energias renováveis que existem actualmente, como a eólica ou solar, esta é uma forma de energia que não está dependente de factores climatéricos, como o vento ou a radiação solar, pelo que é a única energia renovável que permite factores de capacidade de cerca de 100%, podendo garantir, de uma forma segura, a base do diagrama de carga. Estes factores tornam a energia geotérmica especialmente atractiva em sistemas energéticos pequenos, como no caso de ilhas de reduzida dimensão, podendo permitir, conjuntamente com outras energias renováveis, alcançar sistemas energéticos 100% renováveis.

### 5.6.2 CARACTERIZAÇÃO DO RECURSO

O recurso geotérmico existente foi caracterizado utilizando um conjunto de estudos geológicos comuns na avaliação de recursos deste tipo. Os estudos foram preparados e seguidos de forma a ir minimizando a área a estudar, deste modo, foi seguida uma sequência de trabalhos que iniciaram-se com uma análise geológica preliminar, um estudo hidrogeoquímico e finalmente uma campanha de geofísica.

---

<sup>11</sup> Não considerando a componente hídrica



Estes estudos mostraram poucas evidências geológicas passíveis de serem atribuídas a recursos geotérmicos de alta temperatura.

Os resultados dos estudos geoquímicos não apresentam, em nenhuma das amostras analisadas, qualquer alteração geotérmica. No conjunto das 39 amostras de água recolhidas, não foi possível identificar nenhuma água com características geotérmicas importantes. A única amostra que possuía água acima da temperatura ambiente foi encontrada na ilha de Santo Antão, com 34 °C. Mesmo nesta amostra, os dados da geoquímica não revelaram alterações passíveis de serem provocadas por temperaturas muito elevadas, alterações que poderiam indicar a existência de um reservatório geotérmico de alta temperatura. Os dados dos estudos geofísicos, realizados na ilha do Fogo e na ilha de Santo Antão, não mostraram anomalias geotérmicas com relevância.

No entanto, foi detectada uma zona, localizada na ilha do Fogo, numa caldeira do vulcão, que apresenta algumas características possíveis de ser atribuídas a um sistema geotérmico, embora com pouca probabilidade. Esta zona possui uma anomalia de resistividade, a cerca de 1000 m de profundidade, que pode corresponder a um *cap* argiloso. A existência de um *cap* argiloso, zona de alteração provocada pela existência de um reservatório de alta temperatura, pode significar a existência, no local, de um sistema geotérmico de alta temperatura (160-180 °C). A existir e, baseado unicamente nos dados da geofísica, o reservatório terá as características apresentadas da Figura 5.20 à Figura 5.22.

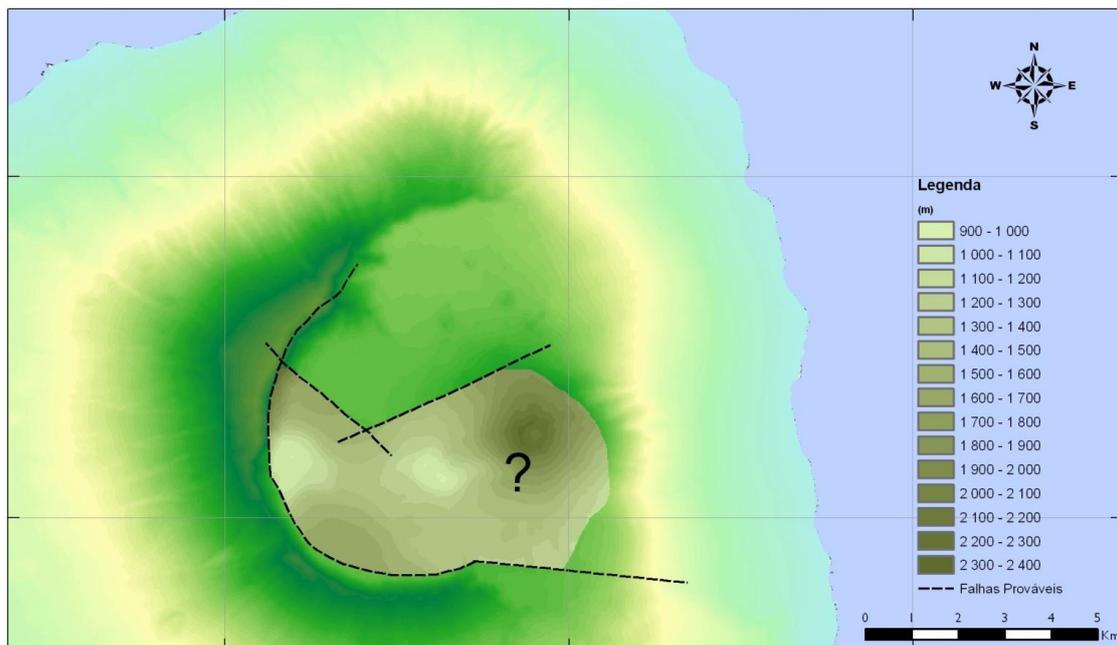


Figura 5.20 – Profundidade do possível reservatório geotérmico na ilha do Fogo<sup>12</sup>

<sup>12</sup> Os dados das figuras localizados a Oeste das estações de MT, na zona do Pico do vulcão, foram interpoladas, por falta de perfis na zona, e como tal devem ser tomados como incertos (zonas assinaladas da Figura 5.20 à Figura 5.22 por ?).

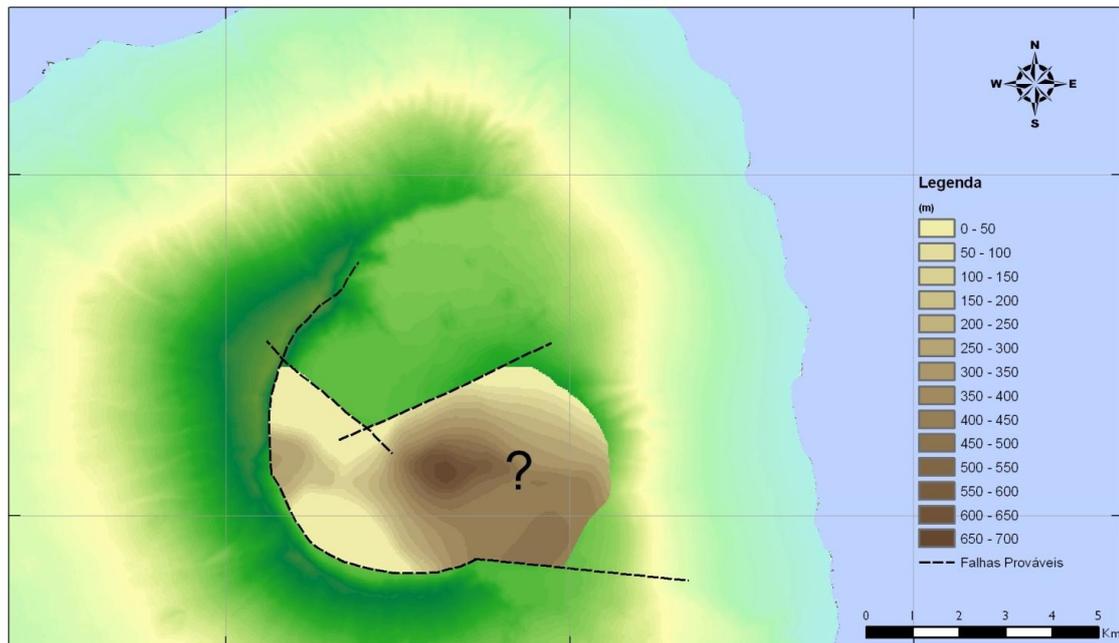


Figura 5.21 – Espessura do possível reservatório geotérmico na ilha do Fogo

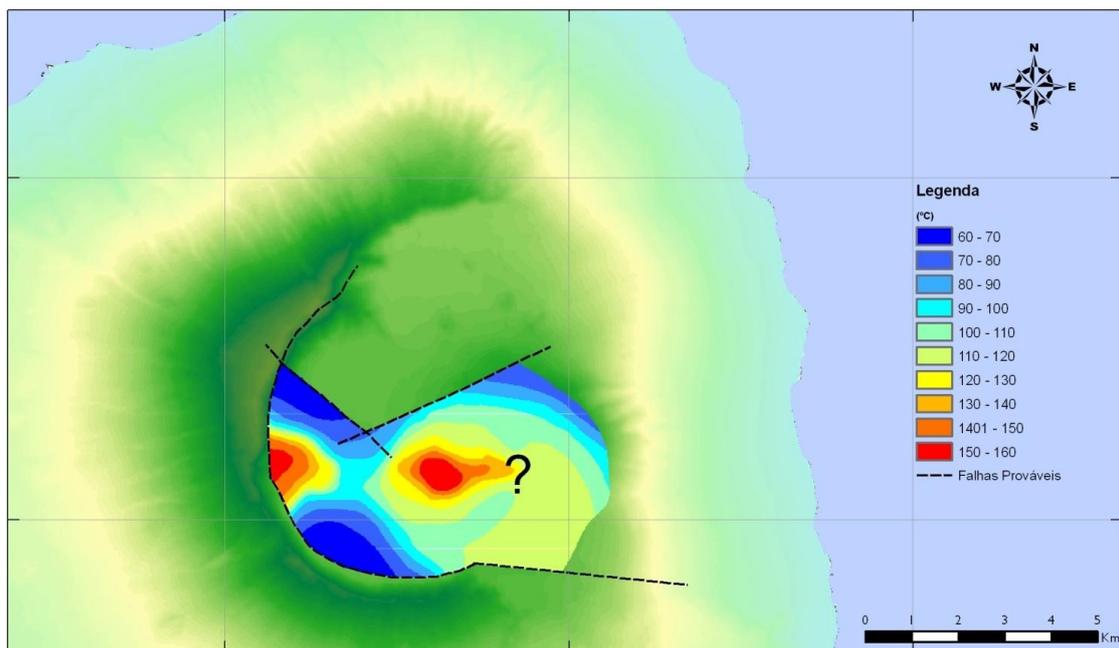


Figura 5.22 – Temperatura do reservatório (topo) possível na ilha do Fogo

Os dados apresentados foram estimativas calculadas apenas pelos dados de geofísica, e terão de ser verificados, no futuro, com sondagens de prospecção com profundidades mínimas de 1000 m.



### 5.6.3 METODOLOGIA PARA A DEFINIÇÃO DE ZDERS

A definição de uma ZDER para um recurso geotérmico está dependente das características geológicas em profundidade, que materializam o recurso existente. Normalmente a zona a definir deverá encontrar-se, na medida do possível, na zona da superfície onde esse recurso se encontra, excluindo áreas onde, pelas características físicas ou naturais, seja difícil a implementação dos trabalhos de exploração do recurso.

Como foi dito, a única zona que apresenta algum potencial para a existência de recursos geotérmicos de alta temperatura, está localizado na ilha do Fogo, na zona da caldeira, onde poderá existir, a cerca de 1000-1500 m um reservatório geotérmico de alta temperatura.

A ZDER foi definida na zona onde o reservatório se encontrará a menor profundidade (Figura 5.20), excluindo as zonas onde, pela orografia do terreno, será impossível a implementação de projectos geotérmicos. Foi também tomado em consideração a proximidade de vias de comunicação, necessárias para o transporte da máquina de sondagens e dos componentes da central geotérmica.

### 5.6.4 PROPOSTA DE ZONAS DE DESENVOLVIMENTO DE ENERGIAS RENOVÁVEIS PARA PROJECTOS GEOTÉRMICOS

Baseada na metodologia apresentada foi definida uma ZDER, localizada na ilha do Fogo, na parte sul da caldeira do vulcão (Anexo A).

O potencial eléctrico da área foi calculado tomando em consideração as características do reservatório, temperatura e espessura, segundo a metodologia descrita no ESTUDO DO RECURSO GEOTÉRMICO, e tomando em consideração, para o cálculo da energia, um factor de utilização de 85% (Quadro 5.3).

**Quadro 5.3 - Zonas para Desenvolvimento de Energias Renováveis (Geotérmico)**

Ilha	ZDER	Proj. Id	Projecto	Potência [mw]	Energia [gwh/ano]
Fogo	ZDER.FG.3	FG.G1	Central Geotérmica do Fogo	3	22,3

## 5.7 RECURSO MARÍTIMO

### 5.7.1 INTRODUÇÃO

Este capítulo resume os resultados obtidos no ESTUDO DO RECURSO MARÍTIMO, elaborado no âmbito do PLANO ENERGÉTICO RENOVÁVEL. No referido estudo encontram-se todos os pressupostos assumidos, metodologias aplicadas e resultados obtidos, que neste capítulo são apresentados de forma sumária

Os oceanos possuem um elevado potencial energético, já que recebem energia do sol e dos ventos. Esta energia fica concentrada e armazenada sobre formas potenciais de energia quer sejam sobre a forma de ondulação, correntes marítimas ou gradientes térmicos. Nos últimos anos têm sido desenvolvidos diversos protótipos para aproveitamento da energia das ondas.

As ondas do mar possuem mais energia (maior concentração energética) quando comparadas com outras fontes de energias renováveis, nomeadamente eólica e solar, registando variações previsíveis num maior horizonte temporal. A energia das ondas deverá ser uma das fontes energéticas renováveis com maior importância no futuro. Este tipo de energia renovável encontra-se, ainda, em fase de desenvolvimento mas, com um conjunto de países (Portugal, Canadá, Reino Unido, Irlanda) a apostar fortemente nesta vertente, espera-se que nos próximos anos atinja maturidade suficiente para permitir a implementação de projectos em grande escala, tal como acontece com a energia eólica no presente.

### 5.7.2 CARACTERIZAÇÃO DO RECURSO

Foram estudadas, para o Arquipélago, as características da ondulação ao longo de 11 anos, com base em dados obtidos de modelos meteorológicos mundiais. Os dados de direcção, período e altura significativa da ondulação foram caracterizados e analisados. Os valores obtidos foram utilizados para o cálculo do recurso existente (Figura 5.23) segundo metodologia apresentada no ESTUDO DO RECURSO MARÍTIMO.

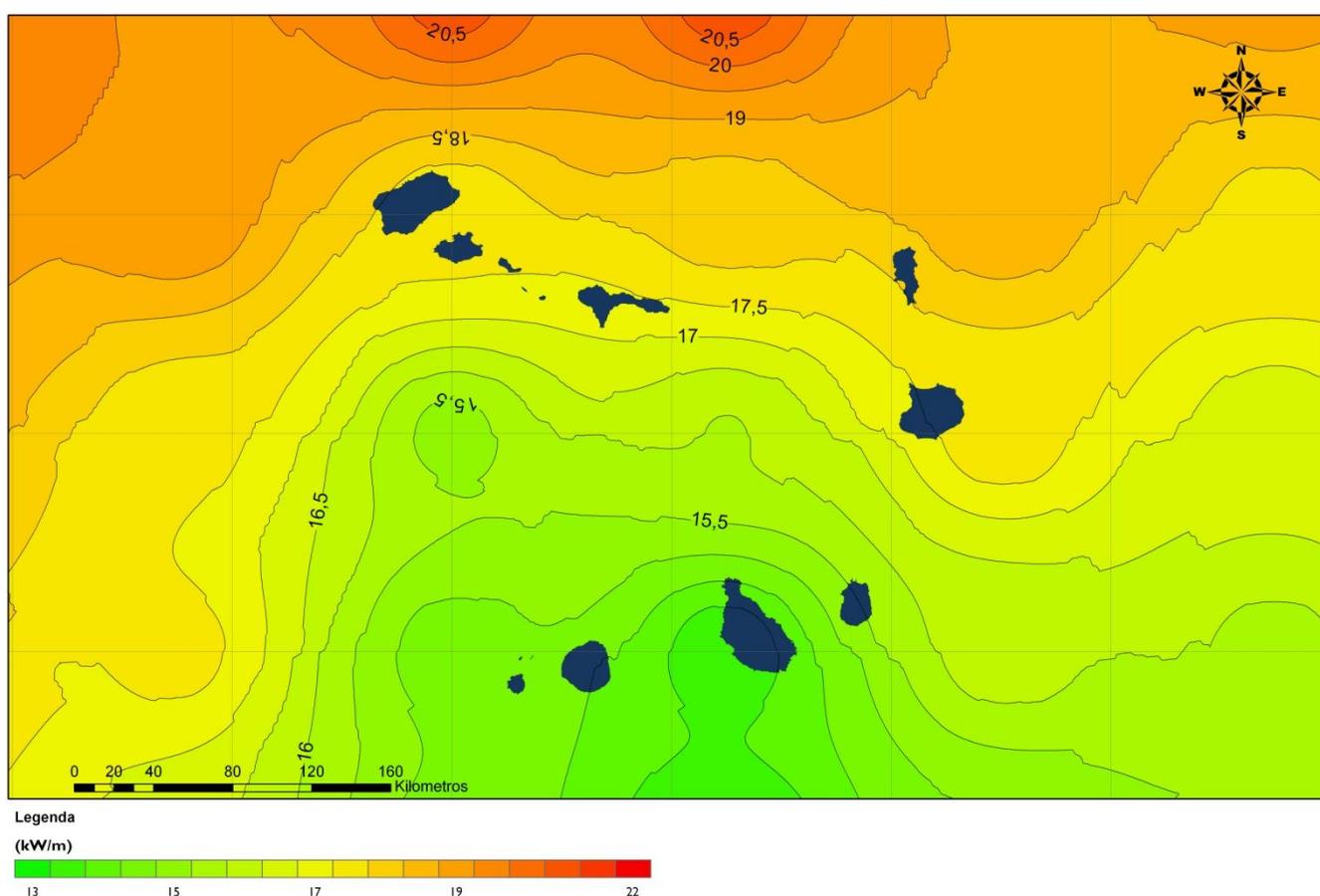


Figura 5.23 - Fluxo de energia médio para o arquipélago de Cabo Verde (kW/m)

### 5.7.3 METODOLOGIA PARA A DEFINIÇÃO DE ZDER

Para identificar as melhores zonas para desenvolvimento de projectos de aproveitamento da energia das ondas, em cada uma das ilhas, foram tomados em consideração os seguintes parâmetros:



- Proximidade à rede eléctrica existente (zonas onde existe rede eléctrica perto da costa);
- Zonas da Ilha mais afectadas pela ondulação;
- Distancias à costa de 1 km (para possibilitar pesca artesanal, minimizar impacto visual e permitir profundidades superiores a 40m);
- Existência de portos marítimos e rotas marítimas (zonas a evitar).

Foram consideradas áreas com aproximadamente 4 km<sup>2</sup>. Estas dimensões permitem a implantação das centrais de aproveitamento de energia das ondas com os dispositivos e as potências que foram consideradas neste estudo. Baseado nestes pressupostos foi definida uma zona em cada uma das ilhas (Figura 5.24).

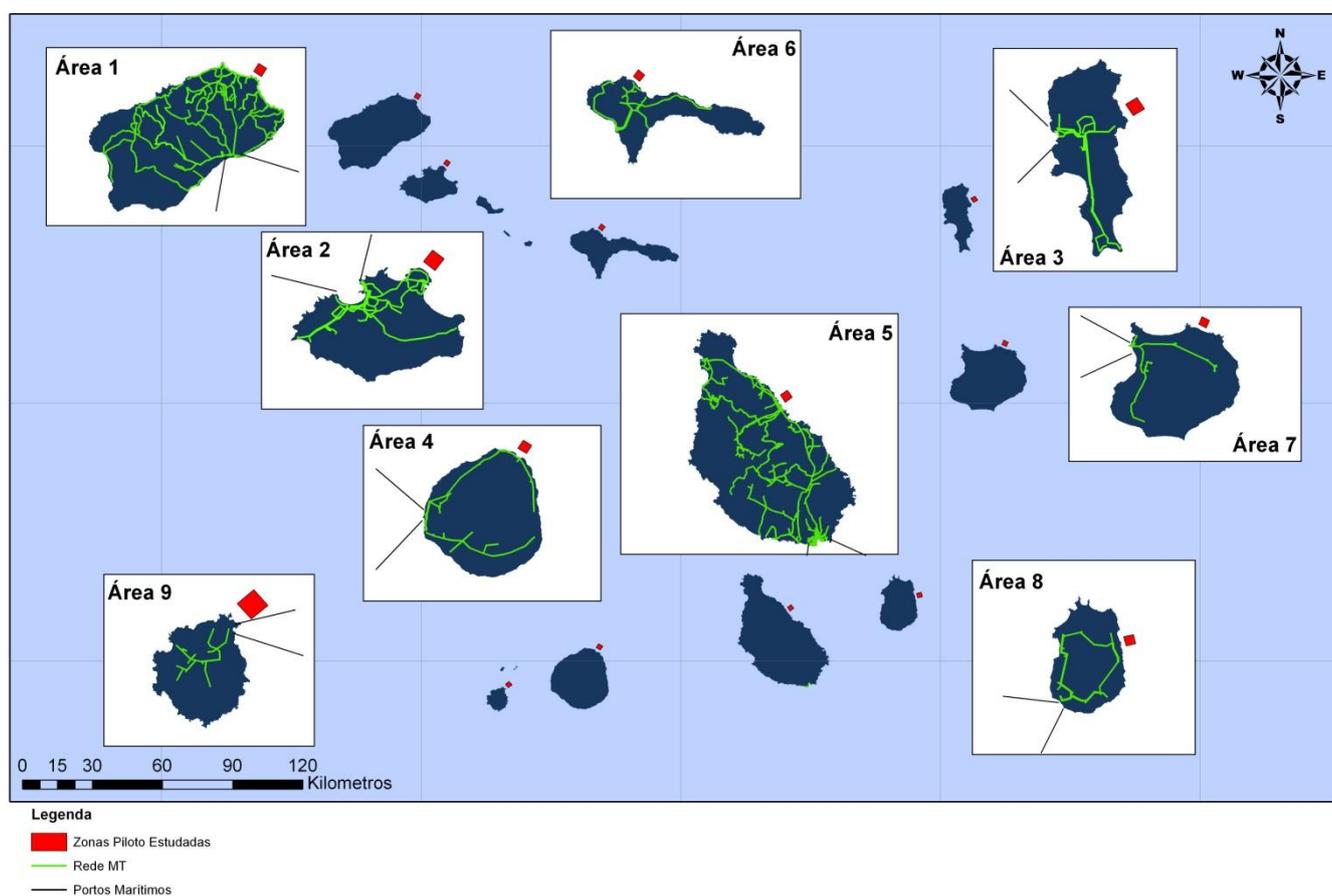


Figura 5.24 – Zonas-piloto estudadas

Após ter-se definido as melhores zonas para cada ilha, foi efectuada uma prioritização das áreas através de dados de *performance* de três tecnologias reconhecidas internacionalmente, *Pelamis*, *Aquabuoy* e *Flow*, identificando a produção de energia anual e variação mensal. Deste modo, foi calculado, além do potencial energético disponível, a energia produzida e o factor de capacidade para cada tecnologia e área estudada (Figura 5.25).

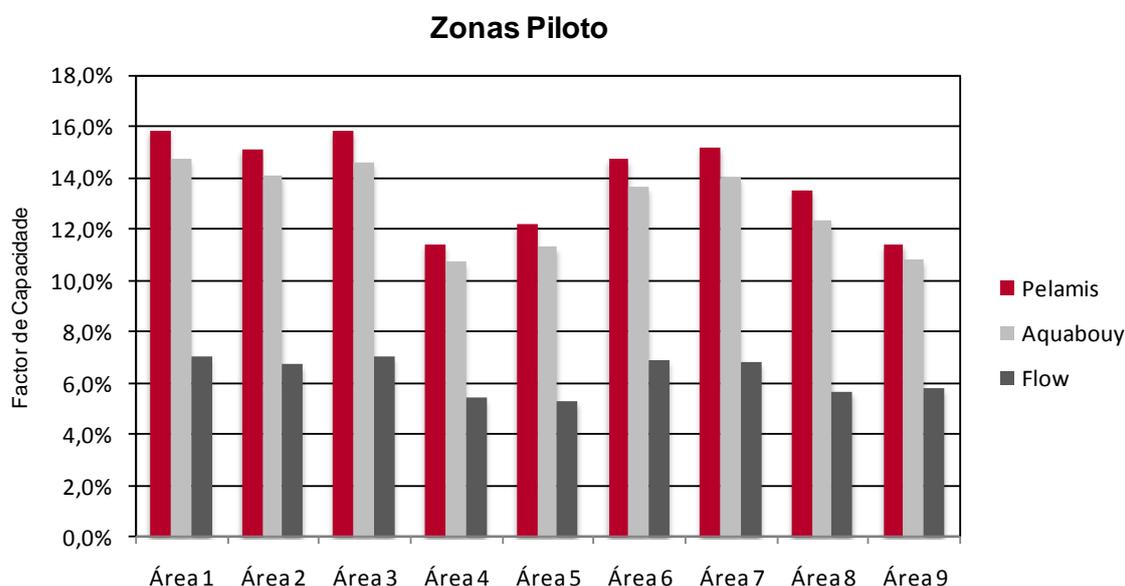


Figura 5.25 - Factor de capacidade anual para cada área estudada (Área 1 – Santo Antão, Área 2 – São Vicente, Área 3 – Sal, Área 4 – Fogo, Área 5 – Santiago, Área 6 – São Nicolau, Área 7 – Boavista, Área 8 – Maio, Área 9 – Brava)

Das áreas analisadas foram identificadas as quatro que apresentam os melhores valores: a área 1, a área 2, a área 3 e a área 7.

## 5.7.4 PROPOSTA DE ZONAS DE DESENVOLVIMENTO DE ENERGIAS RENOVÁVEIS PARA PROJECTOS MARÍTIMOS

Baseada na metodologia apresentada foram definidas quatro ZDER, localizada na ilha de Santo Antão, na ilha do Sal, na ilha de São Vicente e ilha da Boavista (Anexo A). No Quadro 5.4 apresenta-se o resumo das ZDER identificadas.

Quadro 5.4 - Zonas para Desenvolvimento de Energias Renováveis (Marítimo)

ILHA	ZDER	PROJ. ID	PROJECTO	Potência [MW]	Energia [GWh/Ano]
Sal	ZDER.SL.4	SL.WV1	Parque Ondas Sal	3,5	4,8
S. Antão	ZDER.SA.5	SA.WV1	Parque Ondas Santo Antão	3,5	4,8
S. Vicente	ZDER.SV.7	SV.WV1	Parque Ondas São Vicente	3,5	4,6
Boavista	ZDER.BA.4	BV.WV1	Parque Ondas Boavista	3,5	4,6



## 6 PROJECTOS IDENTIFICADOS

### 6.1 EÓLICOS

#### 6.1.1 METODOLOGIA

Tendo como base o relatório da RISØ e a interpolação em ArcGis realizada, obteve-se um mapeamento à mesoescala, com as velocidades médias no Arquipélago, assim como, a orientação predominante do vento em Cabo Verde, a sua direcção predominante e um conjunto de critérios empíricos sobre o comportamento do escoamento eólico, foi elaborado um conjunto de cartografia temática que suportaram as diversas saídas de campo dirigidas aos potenciais locais (*sites*) identificados em gabinete.

Dos *sites* visitados e avaliados, cerca de 65% apresentaram boas condições para instalação de projectos eólicos, tendo as restantes áreas sido excluídas por razões técnicas e/ou ambientais. No Anexo B, são apresentadas as fichas de campo dos locais validados onde constam as principais características e condicionantes observadas.

Dada a ausência de dados de recurso nos locais analisados (medições), a definição dos *sites* e *layouts* indicativos, teve um grande suporte teórico, pelo que importa enumerar e descrever os principais critérios e regras considerados.

#### I) Garantia de distâncias mínimas entre AG

Em termos da disposição dos aerogeradores, (AG), um dos critérios consiste na determinação da distância entre AG tendo em conta a orientação dos ventos dominantes e da área disponível de um modo a evitar o efeito de esteira<sup>13</sup> entre AG.

- 3 diâmetros do rotor entre AG - sentido de ventos ***não dominantes*** (Figura 6.1)

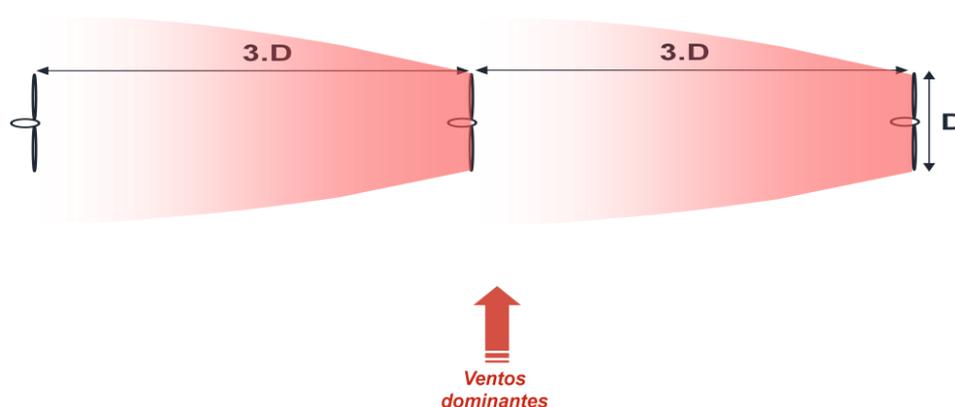
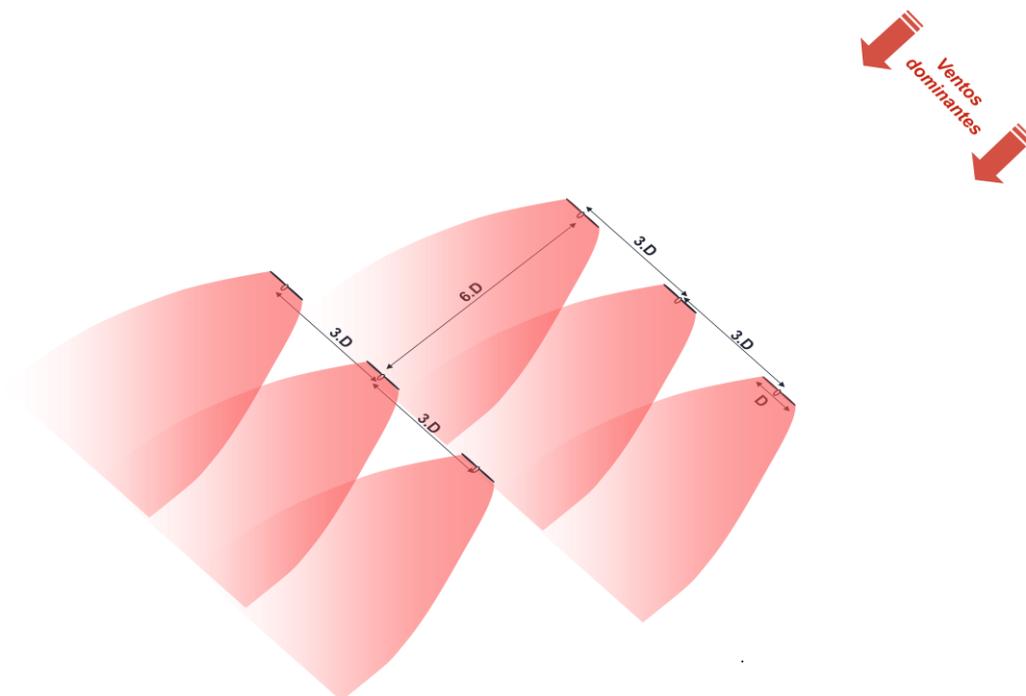


Figura 6.1 - Distâncias mínimas entre os rotores dos AG – sentido de ventos não dominantes

<sup>13</sup> Turbulência gerada pelo rotor da turbina, capaz de originar perdas de produção e fadiga mecânica nos AG a jusante, caso não sejam garantidas as devidas distâncias.



- Regra dos 6 diâmetros do rotor entre AG - sentido de **dominantes** (Figura 6.2)



**Figura 6.2 - Distâncias mínimas entre os rotores dos AG – sentido de ventos não dominantes**

Neste estudo foi considerada a turbina marca Vestas, modelo V52, com 850 kW de potência nominal, a qual possui um diâmetro de rotor de 52 m. Assim, as distâncias entre AG consideradas na elaboração dos *layouts* preliminares desenvolvidos variam entre os 156 m e os 312 m.

## 2) Preferência por declives inferiores a 25% (ou 14º) (Figura 6.3)

Outra condicionante analisada é o declive do site, pelas seguintes: i) não é aconselhável tecnicamente a construção de AG em situações de declive acentuado uma vez que estarão sujeitos a um maior esforço devido à componente vertical do escoamento, o que origina perda de produção e fadiga mecânica; ii) declives acentuados, superiores a 15% também constituem uma limitação em termos de acessibilidades, só devendo este valor ser excedido em condições excepcionais.

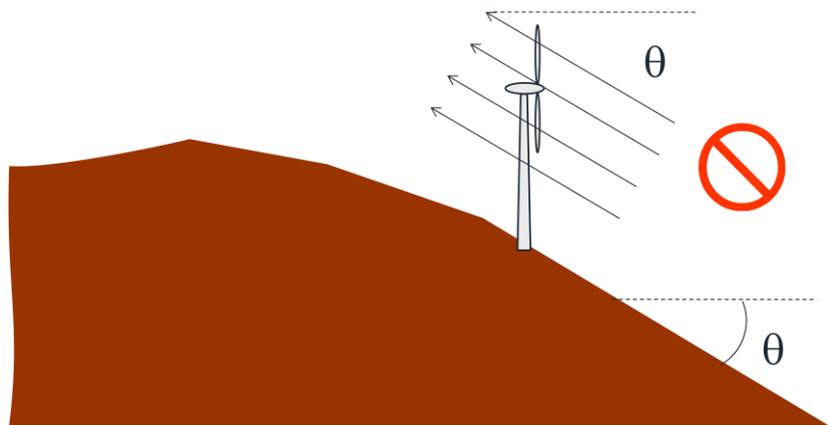


Figura 6.3 – Declives preferenciais dos sites eólicos

3) Salvaguarda de adequada distância a obstáculos (Figura 6.4)

Por último, importa garantir a adequada distância a obstáculos, quer artificiais quer naturais, que, conjuntamente com a complexidade orográfica da área de implantação do projecto, constituem a rugosidade do terreno.

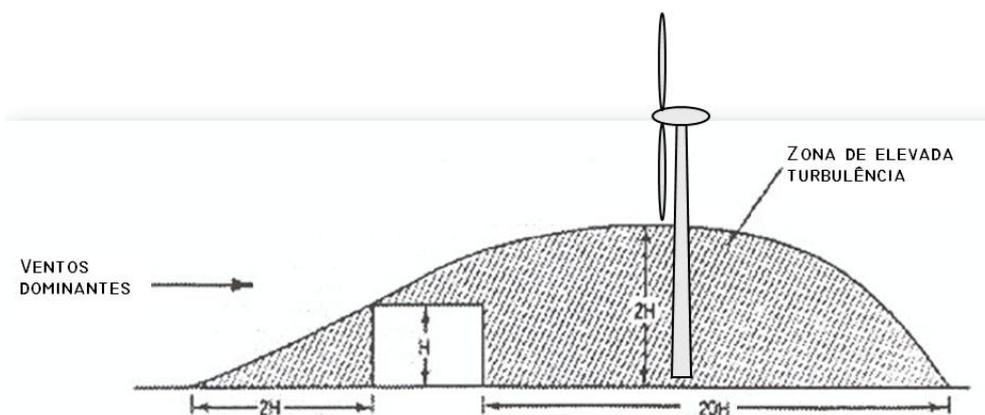


Figura 6.4 - Efeito da rugosidade do terreno

Do ponto de vista ambiental as principais condicionantes, como sendo as diversas áreas naturais ao longo do Arquipélago, foram salvaguardadas ainda em gabinete, pelo que a principal preocupação nos trabalhos de campo foi a identificação das áreas urbanas e ou habitações isoladas.

Esta preocupação refere-se aos impactes ao nível do ruído gerado por esta tipologia de projecto, sendo que de forma conservadora tenta-se garantir uma distância mínima de 400 m entre aerogeradores e potenciais receptores sensíveis.

6.1.2 APRESENTAÇÃO DE RESULTADOS

Com base nas visitas realizadas a cada um dos sites foram identificados 29 projectos, distribuídos pelas nove ilhas (com predominância para a Ilha de Santiago) – Quadro 6.1.



No Anexo B encontram-se as fichas de campo com a caracterização das condicionantes e características particulares de cada um dos *sites*.

Para a quantificação estimada da potência instalada e número de aerogeradores a implantar em cada um dos *sites* identificados, foi considerado o modelo V52, do fabricante VESTAS, com uma potência unitária de 850 KW, com excepção do site de Praia Branca, em São Nicolau, onde se simulou a implantação de turbinas de menor dimensão Enercon 330, de 330 kW de potência unitária.

**Quadro 6.1 - Projectos Eólicos identificados**

ILHA	Código	PROJECTO	n.º AG V52 850 kW	Altimetria [m] (média)	Potência [MW]
Santiago	ST.W1	PE de Praia Baixo	8	310	6,8
Santiago	ST.W2	PE Monte da Chaminé	7	500	6,0
Santiago	ST.W3	PE de Rui Vaz	6	800	5,1
Santiago	ST.W4	PE de Monte Leão	6	975	5,1
Santiago	ST.W5	PE de Pedra Branca	12	650	10,2
Santiago	ST.W6	PE de Achada da Mostarda	22	550	18,7
Santiago	ST.W7	PE da Achada do Descanso	6	475	5,1
Santiago	ST.W8	PE de Montes Redondos	15	550	12,8
Santiago	ST.W9	PE de Forno	5	475	4,3
Sal	SL.W1	PE da Curralona	13	60	11,1
Sal	SL.W2	PE do Cascanhal	18	60	15,3
Sal	SL.W3	PE do Socorro	7	60	6,0
Sal	SL.W4	PE de Serra Negro	7	90	6,0
Fogo	FG.W1	PE de Cova Figueira	21	925	17,9
Fogo	FG.W2	PE de Monte Ledo	2	400	1,7
S. Antão	SA.W1	PE Lombo da Torre	13	1.750	11,1
S. Antão	SA.W2	PE João Daninha	13	1.500	11,1
S. Antão	SA.W3	PE do Galheteiro	15	1.350	12,8
S. Vicente	SV.W1	PE de João D'Évora	12	200	10,2
S. Vicente	SV.W2	PE da Areia Branca	9	200	7,7
S. Vicente	SV.W3	PE Pé de Verde	3	340	2,6
S. Nicolau	SN.W1	PE da Jalunga	17	470	14,5
S. Nicolau	SN.W2	PE da Praia Branca	4	410	1,32
Boavista	BV.W1	PE de Mesa	9	265	7,65
Boavista	BV.W2	PE do Chão de Pico Forcado	5	190	4,25
Boavista	BV.W3	PE de Falcão	7	210	5,95
Boavista	BV.W4	PE do Caçador	3	235	2,55
Maio	MA.W1	PE da Batalha	17	180	14,5
Brava	BR.W1	PE da Furna	7	125	6
				<b>Total</b>	<b>244,8</b>



Esta turbina (ENERCON) é um modelo de pequena escala, sendo que, com a tecnologia actual, as turbinas habitualmente utilizadas noutras geografias encontram-se entre os 2 MW e os 3 MW. Esta escolha prende-se fundamentalmente com as limitações logísticas existentes em Cabo Verde, nomeadamente ao nível portuário e meios de elevação. Estes são, à data, dos maiores modelos passíveis de ser descarregados nos portos das ilhas consideradas pelo presente estudo.

A segunda razão porque se considerou este aerogerador refere-se ao facto dos 4 parques eólicos em fase inicial de construção em Cabo Verde, estarem projectados com este modelo, significando assim que, não só logisticamente é possível utilizar estas turbinas, como também, e não menos importante, existe um fornecedor – neste caso a VESTAS – no mercado de Cabo Verde, como todas as vantagens que daí advêm.

No Anexo C encontram-se os *layouts* indicativos sobre carta militar (1:25 000) e simulações visuais de cada um destes projectos.

Uma vez identificados os potenciais projectos eólicos a desenvolver nas ilhas abrangidas pelo estudo procedeu-se a uma hierarquização dos mesmos a partir de uma matriz técnica, ambiental e financeira onde foram consideradas os seguintes critérios:

- i) Acessibilidades;
- ii) Orografia;
- iii) Distância ao ponto de interligação na rede eléctrica;
- iv) Passivos ambientais;
- v) Recurso eólico;
- vi) Dimensão do projecto.

Para cada uma das entradas identificadas foi estabelecida uma correlação com o respectivo custo financeiro associado, de forma a permitir discriminar financeiramente dois projectos semelhantes mas que apresentem necessidades ou condicionantes diferentes.

Neste sentido, e ao nível da **Acessibilidade**, foram considerados três níveis de acessos – Beneficiar, Normal Execução, Difícil Execução, assim como, a Extensão de cada um destes cenários.

A **Orografia** (Simple ou Complexa) foi também considerada como um factor diferenciador, uma vez que, quanto mais complexa a orografia, maiores os custos de construção, o mesmo se verifica quanto aos impactes ao nível das características do escoamento eólico, com a conseqüente perda de recurso e fadiga das turbinas (custos de operação e manutenção).

Sempre que existente, a informação quanto à localização do **ponto de interligação na rede eléctrica**, através da quantificação da distância e de um custo associado por km de linha eléctrica, foi possível distinguir os projectos.

Os **Passivos ambientais** representam, e nas nossas sociedades modernas cada vez mais, um custo significativo dos projectos, razão pela qual é uma das entradas mais valorizada desta matriz. Os impactes, em termos ambientais e socioeconómicos, assim como as respectivas medidas de minimização e/ou compensação podem traduzir-se em ónus financeiros muito relevantes para os projectos pelo que, nesta análise, foram discriminados positivamente os projectos que, à luz da informação existente, menos probabilidades têm de gerar impactes ambientais significativos.

Por último, mas não menos relevante, a questão do **Recurso eólico e Dimensão do projecto**. Estes dois factores determinam a energia produzida e, conseqüentemente diluem, num rácio €/MWh, os custos de cada projecto apontando, assim, os projectos mais rentáveis – mais favoráveis.



Assim, de acordo com os critérios *supra* referidos, apresentam-se, no quadro seguinte, os projectos eleitos e respectiva ordem de mérito – *Ranking*, por ilha.

Quadro 6.2 - Projectos Eólicos - Ranking

ILHA	ZDER	PROJ. ID	PROJECTO	n.º AG V52 850 kW	Altimetria[m] (média)	Potência [MW]	Energia [GWh/Ano]	€/MWh	Ranking
Santiago	ZDER.ST.2	ST.W4	PE de Monte Leão	4	975	3,4	13,6	612,3	1º
Santiago	ZDER.ST.2	ST.W6	PE de Achada da Mostarda	22	550	18,7	60,8	635,0	2º
Santiago	ZDER.ST.2	ST.W8	PE de Montes Redondos	15	550	12,8	41,5	646,5	3º
Santiago	ZDER.ST.2	ST.W3	PE de Rui Vaz	4	800	3,4	12,2	657,8	4º
Santiago	ZDER.ST.2	ST.W5	PE de Pedra Branca	8	650	6,8	22,9	658,9	5º
Santiago	ZDER.ST.2	ST.W7	PE da Achada do Descanso	6	475	5,1	15,5	707,8	6º
Santiago	ZDER.ST.2	ST.W9	PE de Forno	5	475	4,3	12,2	740,7	7º
Santiago	ZDER.ST.1	ST.W2	PE Monte da Chaminé	7	500	6,0	17,4	814,1	8º
Santiago	ZDER.ST.1	ST.W1	PE de Praia Baixo	8	310	6,8	17,9	898,2	9º
Sal	ZDER.SL.1	SL.W2	PE do Cascanhal	18	60	15,3	41,5	753,2	1º
Sal	ZDER.SL.1	SL.W4	PE de Serra Negro	7	90	6,0	18,0	753,5	2º
Sal	ZDER.SL.1	SL.W1	PE da Curralona	13	60	11,1	30,0	759,6	3º
Sal	ZDER.SL.1	SL.W3	PE do Socorro	7	60	6,0	15,7	831,0	4º
Fogo	ZDER.FG.1	FG.W1	PE de Cova Figueira	21	925	17,9	58,1	664,8	1º
Fogo	ZDER.FG.2	FG.W2	PE de Monte Ledo	2	400	1,7	3,8	1029,2	2º
S. Antão	ZDER.SA.1	SA.W1	PE Lombo da Torre	13	1.750	11,1	27,6	926,5	1º
S. Antão	ZDER.SA.1	SA.W2	PE João Daninha	13	1.500	11,1	25,0	952,6	2º
S. Antão	ZDER.SA.2	SA.W3	PE do Galheteiro	15	1.350	12,8	25,9	1042,3	3º
S. Vicente	ZDER.SV.1	SV.W2	PE da Areia Branca	9	200	7,7	33,8	463,7	1º
S. Vicente	ZDER.SV.1	SV.W3	PE Pé de Verde	3	340	2,6	11,2	465,1	2º
S. Vicente	ZDER.SV.1	SV.W1	PE de João D'Évora	12	200	10,2	46,5	475,4	3º
S. Nicolau	ZDER.SN.1	SN.W1	PE da Jalunga	17	470	14,5	46,7	648,3	1º
S. Nicolau	ZDER.SN.2	SN.W2	PE da Praia Branca	4	410	1,32	4,1	969,0	2º
Boavista	ZDER.BV1	BV.W1	PE de Mesa	9	265	7,65	22,9	674,3	1º
Boavista	ZDER.BV1	BV.W3	PE de Falcão	7	210	5,95	17,9	679,5	2º
Boavista	ZDER.BV1	BV.W2	PE do Chão de Pico Forcado	5	190	4,25	12,1	722,4	3º
Boavista	ZDER.BV1	BV.W4	PE do Caçador	3	235	2,55	7,3	749,6	4º
Maio	ZDER.MA1	MA.W1	PE da Batalha	17	180	14,5	30,6	917,1	1º
Brava	ZDER.BR1	BR.W1	PE da Furna	7	125	6	16,6	744,5	1º



## 6.2 SOLARES

### 6.2.1 METODOLOGIA

A metodologia para a identificação dos projectos solares consistiu, fundamentalmente, num refinamento dos critérios que deram origem à identificação das ZDER onde os mesmos se integram.

De forma sumária, foram analisadas as seguintes premissas:

- i) Acessibilidades;
- ii) Orografia;
- iii) Distância ao ponto de interligação na rede eléctrica;
- iv) Passivos ambientais;
- v) Recurso solar;

Neste sentido, e ao nível da **Acessibilidade**, foram considerados três níveis de acessos – Beneficiário, Normal Execução, Difícil Execução, assim como, a Extensão de cada um destes cenários.

A **Orografia** (Simple ou Complexa) foi também considerada como um factor diferenciador, uma vez que, quanto mais complexa a orografia, maiores os custos de construção.

Sempre que existente, a informação quanto à localização do **ponto de interligação na rede eléctrica**, de forma a minimizar as extensões de linha eléctrica a construir.

Os **Passivos ambientais** representam, e nas nossas sociedades modernas cada vez mais, um aspecto fundamental para a viabilidade dos projectos, razão pela qual foi um dos aspectos mais valorizados nesta análise. Os impactes, em termos ambientais e socioeconómicos, assim como as respectivas medidas de minimização e/ou compensação podem traduzir-se em ónus financeiros muito relevantes para os projectos pelo que, nesta análise, foram discriminados positivamente os projectos que, à luz da informação existente, menos probabilidades têm de gerar impactes ambientais significativos, como sendo, os que minimizam o corte de vegetação e a movimentação de terras.

Em termos de **Recurso Solar**, a principal condição foi o de identificar dentro da ZDER algum fenómeno que pudesse, de alguma forma, condicionar o aproveitamento do recurso, como por exemplo, evitar localizações que pudessem ter ensombramentos causados por acidentes orográficos naturais e ou obstáculos artificiais.

### 6.2.2 APRESENTAÇÃO DE RESULTADOS

Tendo como base a simulação de recurso solar realizado, bem como um vasto conjunto de critérios técnicos e ambientais foram definidas, em gabinete, diversas zonas passíveis de acolher projectos solares nas cinco ilhas em estudo.

Após esta análise foram realizadas, durante o mês de Setembro de 2010, visitas a todos os locais identificados, de forma a aferir a viabilidade técnica e ambiental dos mesmos conforme evidenciam as fichas que compõem o Anexo C. Destes trabalhos resultou, não só o abandono de cerca de 35% das áreas pré-seleccionadas, como também a identificação de áreas alternativas. No quadro seguinte colige-se toda esta informação.

Quadro 6.3 - Projectos fotovoltaicos identificados

Ilha	ZDER	Proj. Id	Projecto	Tech	Solar fotovoltaico			Energia	
					N.º Paineis 230wp	Potência [mwp]	Estrutura	Nep's	Energia [gwh/ano]
Santiago	ZDER.ST.8	ST.S2	PS da Achada da Ponta Bomba	PV	65 217	15	Fixa	1 714	25,7
	ZDER.ST.9	ST.S3	PS da Achada Ribeira Pedro	PV	86 957	20	Fixa	1 724	34,5
	ZDER.ST.10	ST.S4	PS da Achada Bela Costa	PV	130 435	30	Fixa	1 726	51,8
	ZDER.ST.11	ST.S5	PS da Achada Tambarina	PV	173 913	40	Fixa	1 726	69,0
	ZDER.ST.12	ST.S6	PS de Ponta do Lobo	PV	152 174	35	Fixa	1 715	60,0
	ZDER.ST.13	ST.S7	PS da Achada da Cidade Velha	PV	73 913	17	Fixa	1 729	29,4
	ZDER.ST.14	ST.S8	PS da Achada do Salineiro	PV	108 696	25	Fixa	1 734	43,4
	ZDER.ST.15	ST.S9	PS da Achada Barnel	PV	108 696	25	Fixa	1 720	43,0
	ZDER.ST.16	ST.S10	PS da Ponta Inglesa	PV	130 435	30	Fixa	1 716	51,5
S. Vicente	ZDER.SV.6	SV.S1	PS de Salamanca	PV	32 609	7,5	Fixa	1 817	13,6
Sal	ZDER.SL.2	SL.S1	PS do Sal	PV	86 957	20	Fixa	1 817	0,0
S. Antão	ZDER.SA.4	SA.S1	PS de Porto Novo	PV	43 478	10	Fixa	1 821	18,2
Fogo	ZDER.FG.3	FG.S1	PS do Fogo (I)	PV	17 391	4	Fixa	1 747	7,0
S. Nicolau	ZDER.SN.3	SN.S1	PS da Preguiça	PV	4 348	1	Fixa	1 828	1,8
	ZDER.SN.4	SN.S2	PS da Cacimba	PV	4 348	1	Fixa	1 806	1,8
Boavista	ZDER.BV2	BV.S1	PS de Ervadão	PV	65 217	15	Fixa	1 810	27,2
	ZDER.BV3	BV.S2	PS de Belmonte	PV	65 217	15	Fixa	1 801	27,0
Maio	ZDER.MA2	MA.S1	PS de Esgrovere	PV	4 348	1	Fixa	1 712	1,7
	ZDER.MA.3	MA.S2	PS do Barreiro	PV	4 348	1	Fixa	1 705	1,7
	ZDER.MA4	MA.S3	PS de Alcatraz	PV	4 348	1	Fixa	1 709	1,7
Brava	ZDER.BR2	BR.S1	PS da Furna	PV	4 348	1	Fixa	1 741	1,7

## 6.3 BOMBAGEM PURA

O processo de selecção e desenvolvimento dos estudos prévios dos projectos de bombagem pura encontra-se detalhado no ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÓMICA, FINANCEIRA E AMBIENTAL – CENTRAIS DE BOMBAGEM PURA.

Refira-se que a complexidade do processo de selecção, de mais de 600 MW identificados para o desenvolvimento de estudos prévios correspondentes a 70 MW, não permite resumir todos os aspectos considerados, remetendo-se o detalhe para o estudo referido.

Apresenta-se na Figura 6.5 os aproveitamentos hidroeléctricos de bombagem pura fluvial da ilha de Santiago, para os quais foi desenvolvido ESTUDO PRÉVIO. Referem-se a aproveitamentos com uma potência de 20 MW.

Na Figura 6.6 encontra-se o aproveitamento hidroeléctrico de bombagem pura de Monte de Goa, sito na ilha de São Vicente, tendo sido desenvolvidos dois ESTUDOS PRÉVIOS, que consistem em duas alternativas, a alternativa A relativa a bombagem



pura marítima, e a alternativa B relativa a bombagem pura dessalinizada. De notar o carácter inovador dos projectos da ilha de São Vicente. Estes aproveitamentos hidroeléctricos têm uma potência de 10 MW, no âmbito da integração no sistema eléctrico considerada no Plano Energético Renovável.

Apresenta-se, no Anexo E, as plantas de localização e esquema geral das infraestruturas.

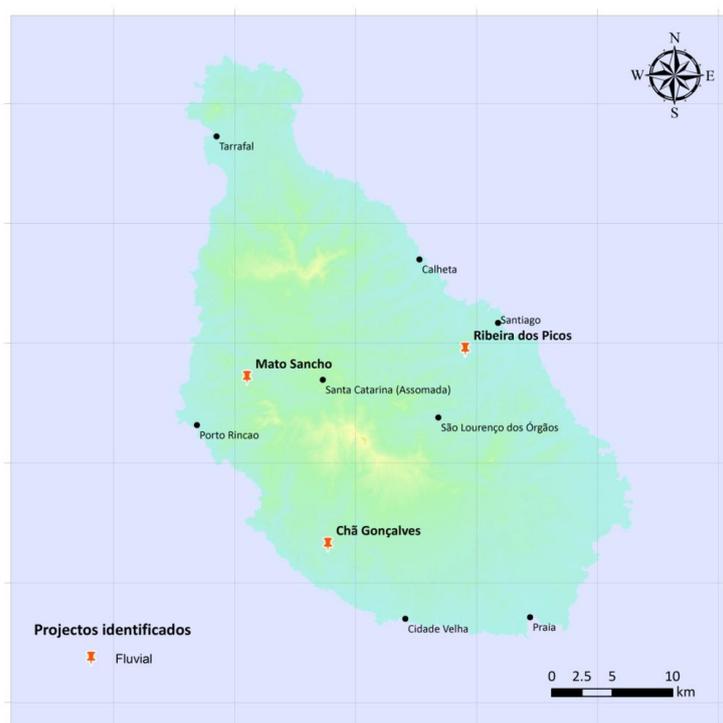


Figura 6.5 – Localização de aproveitamentos hidroeléctricos na ilha de Santiago (20 MW)

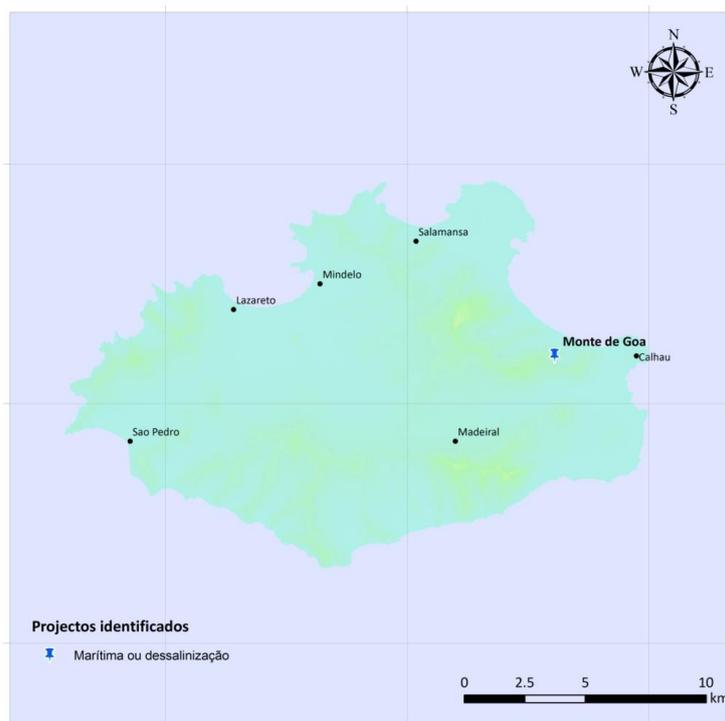


Figura 6.6 – Localização do aproveitamento hidroeléctrico na ilha de São Vicente (10 MW).

## 6.4 RESÍDUOS SÓLIDOS URBANOS

Através da análise, em conjunto, dos dados da evolução da população e da respectiva produção dos seus resíduos sólidos, foi possível estimar um potencial para a central de valorização energética.

Na ilha de Santiago, a instalação da Central de Valorização Energética da cidade da Praia poderá ser implementada por fases, tendo sido estimada uma potência total de 5MW, para o ano 2020. A central de valorização energética pode ficar localizada na proximidade da actual lixeira da cidade da Praia, pois não implica alterações nas rotas de recolha e porque existe a intenção de instalar um aterro para as proximidades da lixeira.

Para a ilha de São Vicente, a instalação da Central de Valorização Energética de São Vicente, poderá ser instalada nas proximidades do futuro aterro municipal de São Vicente, tendo sido estimada, através da produção de resíduos, uma potência de 2,5 MW para o ano 2020.

A instalação da central de valorização deverá estar associada a outros centros de tratamento e separação de resíduos e, próximo dos futuros aterros, para que a deposição das cinzas e material que não foi completamente incinerado possam ser depositados em estruturas preparadas, respeitando regras ambientais, para a recepção de resíduos sólidos.

A implementação de uma gestão integrada na recolha, separação, valorização e deposição dos RSU permitirá um ganho de qualidade ambiental, social e potencialmente económica de um recurso muitas vezes pouco valorizado.

No Anexo F encontra-se o desenho da localização e enquadramento dos projectos de Resíduos Sólidos Urbanos, nas ilhas de S. Vicente e Santiago.



## 6.5 GEOTÉRMICOS

Através dos dados obtidos no ESTUDO DO RECURSO GEOTÉRMICO, foi possível identificar um projecto geotérmico localizado na ilha do Fogo, na zona da caldeira do vulcão. As metodologias são as mesmas que as realizadas para a definição das ZDER. O estudo detalhado sobre o projecto encontra-se no ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÓMICA, FINANCEIRA E AMBIENTAL – CENTRAL GEOTÉRMICA NA ILHA DO FOGO. As características do projecto encontram-se no Quadro 6.4.

Quadro 6.4 – Projectos geotérmicos identificados

Ilha	Proj. Id	Projecto	Potência [MW]	Energia [GWh/Ano]
Fogo	FG.G1	Central Geotérmica do Fogo	3	22,3

## 6.6 MARÍTIMOS

Através dos dados obtidos no ESTUDO DO RECURSO MARÍTIMO, foi possível identificar quatro projectos de aproveitamento da energia das ondas no Arquipélago. As metodologias são as mesmas que as realizadas para a definição das ZDER. A tecnologia escolhida foi, e baseado no estudo referido, o dispositivo *Pelamis*, que apresentou o melhor factor de utilização das tecnologias testadas. As características dos projectos identificados encontram-se no Quadro 6.5.

Quadro 6.5 – Projectos marítimos identificados

ILHA	PROJ. ID	PROJECTO	Potência [MW]	Energia [GWh/Ano]
Sal	SL.WV1	Parque Ondas Sal	3,7	4,8
S. Antão	SA.WV1	Parque Ondas Santo Antão	3,7	4,8
S. Vicente	SV.WV1	Parque Ondas São Vicente	3,7	4,6
Boavista	BV.WV1	Parque Ondas Boavista	3,5	4,7

## 7 AVALIAÇÃO E HIERARQUIZAÇÃO TÉCNICO-ECONÓMICA DOS PROJECTOS

### 7.1 RESUMO DOS PROJECTOS IDENTIFICADOS

Com base nos resultados do processo de identificação ZDER, foi identificado um potencial de mais de 2.600 MW no Arquipélago com a distribuição por ilha representada na Figura 7.1.

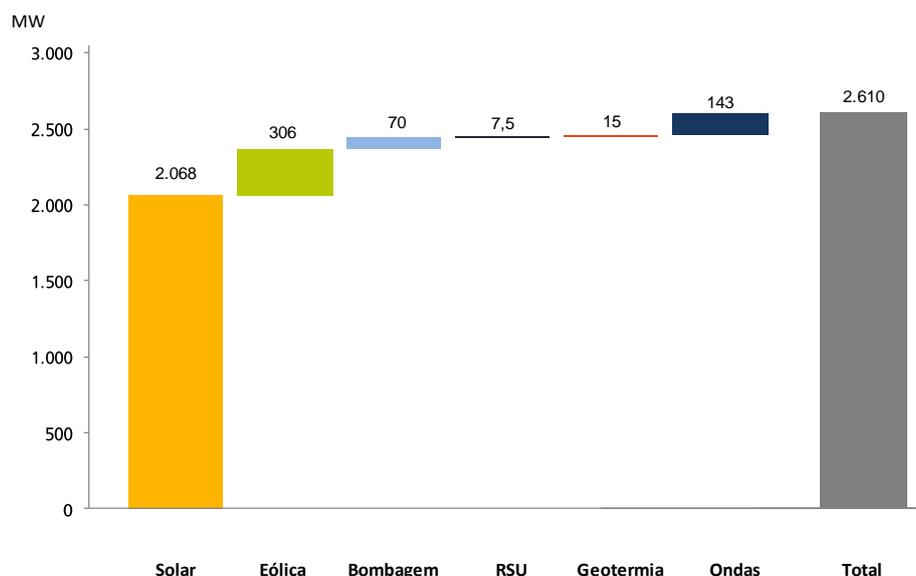


Figura 7.1 - Identificação das ZDER por tecnologia

Nas parcelas de terreno identificadas, e com base nos pressupostos e critérios especificados no capítulo 6, foram identificados alguns projectos prioritários cuja potência nominal estimada ronda os 650 MW, de onde se destacam os recursos solar e eólico com mais de 300 MW de projectos identificados, conforme ilustra a Figura 7.2.

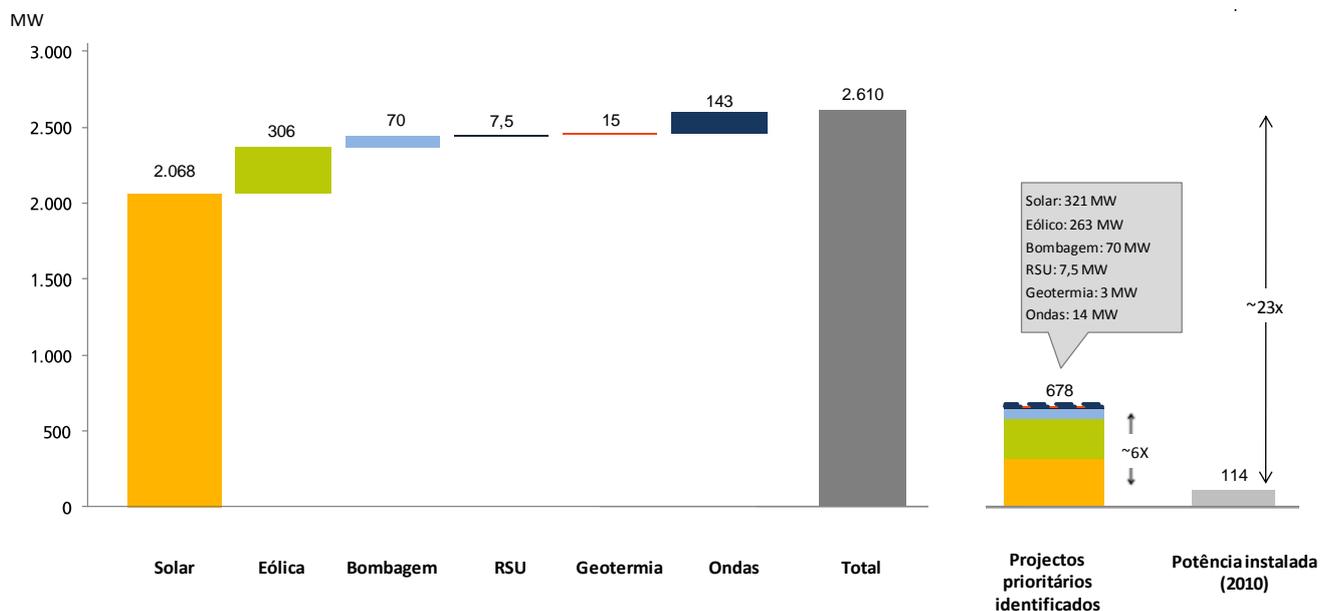


Figura 7.2 - Identificação dos projectos prioritários por tecnologia

No Quadro 7.1 encontra-se tabela da distribuição das potências nominais dos projectos identificados por ilha e por tecnologia, distribuição que se encontra representada graficamente na Figura 7.3, destacando-se a ilha de Santiago com cerca de 380 MW de projectos identificados.

Quadro 7.1 – Repartição por ilha/tecnologia da potência dos projectos de energias renováveis identificados<sup>14</sup>

Ilha	Proj. Geotermia	Proj. Hídricos	Proj. Solares	Proj. RSU	Proj. Eólicos	Proj. Ondas	Total
Santiago	0	60	243	5	77	0	385
S. Vicente	0	10	8	3	27	4	51
Sal	0	0	20	0	46	4	69
S. Antão	0	0	10	0	36	4	49
Fogo	3	0	4	0	20	0	27
S. Nicolau	0	0	2	0	16	0	18
Boavista	0	0	30	0	23	4	56
Maio	0	0	3	0	14	0	17
Brava	0	0	1	0	6	0	7
<b>Total</b>	<b>3</b>	<b>70</b>	<b>321</b>	<b>8</b>	<b>264</b>	<b>14</b>	<b>679</b>

<sup>14</sup> O valor total é diferente do apresentado no gráfico por uma questão de arredondamentos

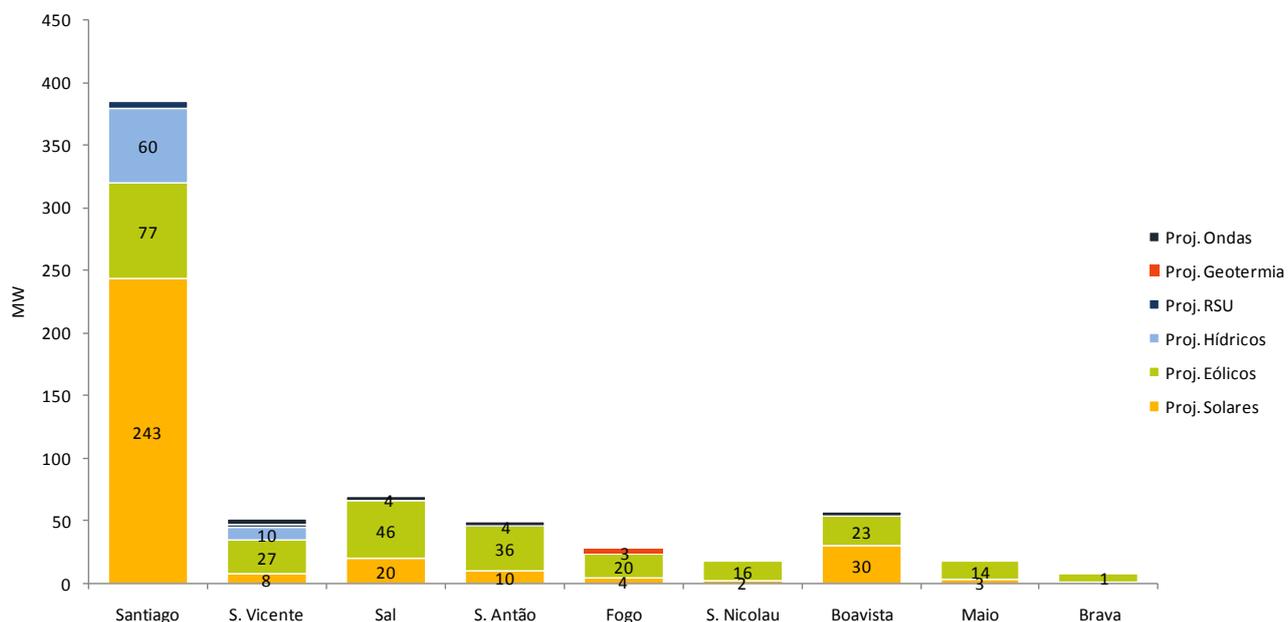


Figura 7.3 - Identificação de projectos por ilha e por tecnologia

Para efeitos de cálculo e hierarquização dos projectos foram consideradas as produções de energia anual listadas no Quadro 7.2.

Quadro 7.2 – Potência e produção anual prevista dos projectos de energias renováveis identificados

Projecto	Potência [MW]	Energia [GWh/ano]
<b>Santiago</b>	<b>376</b>	<b>793</b>
Bombagem Mato Sancho	20	44
Bombagem Ribeira dos Picos	20	44
PE da Achada do Descanso	5	16
PE de Achada da Mostarda	19	61
PE de Forno	4	12
PE de Monte Leão	3	14
PE de Montes Redondos	13	41
PE de Pedra Branca	7	23
PE de Praia Baixo	7	18
PE de Rui Vaz	3	12
PE Monte da Chaminé	6	17
PS da Achada da Cidade Velha	17	29
PS de Santiago - Palmarejo	6	9
Central RSU Praia	5	31
Bombagem Chã Gonçalves	20	44
PS da Achada da Ponta Bomba	15	26
PS da Achada Ribeira Pedro	20	34
PS da Achada Bela Costa	30	52
PS da Achada Tambarina	40	69
PS de Ponta do Lobo	35	60
PS da Achada do Salineiro	25	43
PS da Achada Barnel	25	43



PS da Ponta Inglesa	30	51
<b>S. Vicente</b>	<b>44</b>	<b>147</b>
Central RSU Mindelo	3	15
PE Pé de Verde	3	11
PE da Areia Branca	8	34
PE de João D'Évora	10	46
Bombagem Monte Goa A - Marítima	10	22
P. Ondas de S.Vicente	4	5
PS de Salamanza	8	14
<b>Sal</b>	<b>61</b>	<b>115</b>
P. Ondas do Sal	4	5
PE da Curralona	11	30
PE de Serra Negro	6	18
PE do Cascanhal	15	42
PE do Socorro	6	16
PS do Sal	20	4
<b>S. Antão</b>	<b>48</b>	<b>101</b>
P. Ondas de Santo Antão	4	5
PE João Daninha	11	25
PE Lombo da Torre	11	28
PE do Galheteiro	13	26
PS de Porto Novo	10	18
<b>Fogo</b>	<b>27</b>	<b>91</b>
Central Geotérmica do Fogo	3	22
PE de Monte Ledo	2	4
PE de Cova Figueira	18	58
PS do Fogo (I)	4	7
<b>S. Nicolau</b>	<b>18</b>	<b>54</b>
PS da Preguiça	1	2
PS da Cacimba	1	2
PE da Jalunga	14	46
PE da Praia Branca	1	4
<b>Boavista</b>	<b>53</b>	<b>119</b>
PE de Mesa	8	23
PE do Chão de Pico Forcado	4	12
PE de Falcão	6	18
PE do Caçador	3	7
PS de Ervadão	15	27
PS de Belmonte	15	27
P. Ondas de Boavista	4	5
<b>Maio</b>	<b>17</b>	<b>37</b>
PS de Esgrovere	1	2
PS do Barreiro	1	2
PS de Alcatraz	1	2
PE da Batalha	14	32
<b>Brava</b>	<b>7</b>	<b>18</b>
PS da Furna	1	2
PE de Ventos da Furna	6	16
<b>Total</b>	<b>651</b>	<b>1.475</b>



## 7.2 METODOLOGIA E PRESSUPOSTOS

### 7.2.1 ENQUADRAMENTO

Cada tecnologia utilizada para produção de electricidade apresenta características específicas e custos distintos, quer na fase de construção, quer na fase de operação e manutenção (O&M). Exemplos destas diferenças são os custos dos equipamentos, o prazo de desenvolvimento e construção, os custos de O&M e o período de vida útil do projecto.

De forma a conseguir realizar uma comparação equitativa das diferentes tecnologias considerando as respectivas características, recorreu-se à metodologia *Levelised Cost Of Electricity* (LCOE)<sup>15</sup> que permite quantificar o custo unitário de electricidade (EUR/MWh) produzida durante o tempo útil de uma central. Esta metodologia consiste, genericamente, em considerar o valor actualizado líquido de todos os custos, ao longo da vida útil do projecto, dividindo-o pela energia eléctrica produzida durante o mesmo período de tempo.

O LCOE representa, assim, a tarifa necessária para remunerar um projecto à taxa de actualização, ou seja, o valor que conduz a um valor actualizado líquido (VAL) nulo, conforme descreve a seguinte expressão

$$-Investimento + Receitas_{act.} - Custos_{act.} - Impostos_{act.} = 0 \quad (1)$$

De seguida, definem-se as variáveis consideradas na expressão anterior.

*Investimento* representa o capital total investido em determinado projecto.

*Receitas<sub>act.</sub>* significam as receitas actualizadas que ocorrem ao longo da vida útil do projecto e são definidas pela seguinte expressão:

$$Receitas_{act.} = \sum_{n=1}^N \frac{Tarifa \times \frac{IPC_n}{IPC_1} \times Prod_n}{(1+TA)^n} + \sum_{n=1}^N \frac{CO_2 \times Coef_{CO_2} \times Prod_n}{(1+TA)^n} + \frac{VR}{(1+TA)^n} \quad (2)$$

em que,

n – ano

N – vida útil do projecto (anos)

TA – taxa de actualização

IPC<sub>n</sub> – índice de preço no consumidor

IPC<sub>1</sub> – índice de preço no consumidor no ano 1

Tarifa – tarifa de remuneração à produção de um centro electroprodutor (€/MWh)

Prod – produção de energia eléctrica (MWh)

CO<sub>2</sub> – receitas conseguidas através da venda de certificados de redução de emissões de CO<sub>2</sub> (€/tonelada)

CoefCO<sub>2</sub> – coeficiente de emissões de CO<sub>2</sub> (tonelada/MWh)

VR – valor residual do projecto no final da vida útil (€).

<sup>15</sup> A metodologia descrita baseia-se nas seguintes publicações (IEA, 2010), (Sunpower Corporation, 2008) e (Bloomberg New Energy Finance, 2009).



$Custos_{act}$ . traduzem os custos actualizados que ocorrem ao longo da vida útil do projecto e são definidos pela seguinte expressão:

$$Custos_{act} = \sum_{n=1}^N \frac{Comb_n}{(1+TA)^n} + \sum_{n=1}^N \frac{O\&M \times IPC_n / IPC_1}{(1+TA)^n} \quad (3)$$

em que,

$Comb$  – despesas com combustíveis (€)

$O\&M$  – custos anuais de operação e manutenção (€).

$Impostos_{act}$ . são os impostos actualizados que ocorrem ao longo da vida útil do projecto e são definidos pela seguinte expressão

$$Impostos_{act} = TI \times (Receitas_{act} - Custos_{act} - Amort_n) \quad (4)$$

em que,

$TI$  – taxa de imposto

$Amort$  – amortizações anuais (€) actualizadas referentes ao valor total do investimento e que podem ser determinadas através da seguinte expressão:

$$\sum_{n=1}^M \frac{Amort_n}{(1+TA)^n} \quad (5)$$

em que  $M$  traduz o prazo de amortização (anos).

Considerando as definições apresentadas nas expressões (2), (3), (4), (5) e substituindo na expressão (1) obtém-se:

$$\begin{aligned} -Inv + \sum_{n=1}^N \frac{Tarifa \times IPC_n / IPC_1 \times Prod_n}{(1+TA)^n} \times (1-TI) + \sum_{n=1}^N \frac{CO_2 \times Coef_{CO_2} \times Prod_n}{(1+TA)^n} \times (1-TI) + \frac{VR}{(1+TA)^N} \times (1-TI) - \\ - \sum_{n=1}^N \frac{Comb_n}{(1+TA)^n} \times (1-TI) - \sum_{n=1}^N \frac{O\&M \times IPC_n / IPC_1}{(1+TA)^n} \times (1-TI) + \sum_{n=1}^M \frac{Amort_n}{(1+TA)^n} \times TI = 0 \end{aligned} \quad (6)$$

Reescrevendo a expressão (6) em função da variável Tarifa, vem que:

$$LCOE = Tarifa = \frac{-Inv + \sum_{n=1}^N \frac{CO_2 \times Coef_{CO_2} \times Prod_n}{(1+TA)^n} \times (1-TI) + \frac{VR}{(1+TA)^N} \times (1-TI) - \sum_{n=1}^N \frac{Comb_n}{(1+TA)^n} \times (1-TI) - \sum_{n=1}^N \frac{O\&M \times IPC_n / IPC_1}{(1+TA)^n} \times (1-TI) + \sum_{n=1}^M \frac{Amort_n}{(1+TA)^n} \times TI}{\sum_{n=1}^N \frac{IPC_n / IPC_1 \times Prod_n}{(1+TA)^n} \times (1-TI)} \quad (7)$$

Os valores de cada uma das variáveis foram assumidos conforme descrito nas secções 7.2.2 a 7.2.9, com base em diversas fontes, contacto com fabricantes e na experiência da equipa da Gesto.

## 7.2.2 PRESSUPOSTOS GERAIS

Relativamente aos certificados de  $CO_2$ , tomou-se como referência o coeficiente de emissões de centrais *fuelóleo* (cerca de 0,66  $kgCO_2/kWh$ ) e um preço das licenças de 10 €/t $CO_2$ , definido com base nos dados apresentados na Figura 7.4.

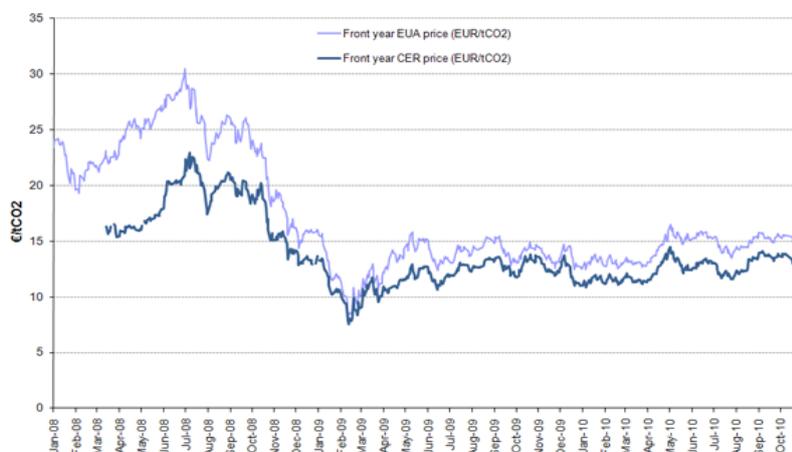


Figura 7.4 – Evolução do preço das emissões de CO<sub>2</sub> (Fonte: *Bloomberg New Energy Finance*)

No que diz respeito à inflação, considerou-se uma taxa anual de 2%, de acordo com os dados publicados pelo Fundo Monetário Internacional (International Monetary Fund, 2010) e adoptou-se uma taxa de imposto de aproximadamente 18%<sup>16</sup> (World Bank, 2010).

A taxa de actualização é a taxa a que os investidores pretendem ver remunerado um determinado investimento e reflecte vários factores, tais como o custo de oportunidade, risco e estrutura de financiamento. Uma vez que Cabo Verde pode optar por diferentes formas de desenvolvimento e exploração dos projectos, o LCOE foi calculado considerando várias taxas de actualização, conforme sintetiza o quadro seguinte.

Quadro 7.3 – Condições de financiamento e taxas de actualização

	Governo	Privado	Utility	Geotermia
Dívida	90%	60%	60%	60%
Capitais próprios	10%	40%	40%	40%
Rentabilidade dívida	1,7%	6%	6%	6%
Rentabilidade de capitais próprios	3%	20%	8%	40%
Taxa de actualização	1,8%	11,6%	6,8%	19,6%

A taxa de actualização “Governo” pressupõe um financiamento dos projectos através de linhas de crédito com condições especiais e que, para efeitos de cálculo, se considerou uma taxa de imposto nula. Admite-se, também, a possibilidade de permitir a construção e exploração dos projectos a entidades privadas sendo, nestes casos, exigida uma rentabilidade superior de capitais próprios e, as condições de financiamento, menos favoráveis. O princípio da taxa de actualização *Utility* é idêntico à do sector privado, considerando-se apenas que as *utilities* aceitam rentabilidades inferiores e o risco associado aos projectos é menor, o que resulta numa taxa de actualização inferior (apenas foi utilizada no cálculo do LCOE das centrais gasóleo e fuelóleo).

<sup>16</sup> Valor aproximado tendo em conta a taxa de imposto vigente e os benefícios fiscais existentes no arquipélago de Cabo Verde.



Ainda relativamente ao sector privado, adoptou-se uma taxa de actualização específica para o projecto geotérmico, de forma a espelhar o elevado risco associado à fase de prospecção geológica e realização de sondagens de exploração, e que se traduz num incremento expectável da rentabilidade exigida pelos accionistas.

### 7.2.3 EÓLICO

Para efeitos de cálculo e hierarquização dos projectos foram consideradas as produções de energia anual listadas no Quadro 7.2, onde se encontra a produção de electricidade estimada para cada um dos projectos eólicos. O investimento deste tipo de projectos foi determinado tomando um valor base de 2 M€/MW, estimado a partir do investimento anunciado para os projectos em curso<sup>17</sup>. Este valor foi ajustado de acordo com as especificidades de cada projecto e, tendo em conta a dificuldade dos acessos, a orografia e a distância à rede eléctrica.

Para além do investimento inicial, o custo de produção de energia eléctrica é também influenciado pelos custos de O&M, tais como manutenções preventivas, manutenções correctivas, supervisão, seguros de exploração, rendas, gestão administrativa, entre outros. Considerou-se um valor de, aproximadamente, 0,013 €/kWh com base na informação disponível em (European Wind Energy Association, 2009) e (IEA, 2010). No Quadro 7.4 apresenta-se o investimento e os custos de O&M considerados para cada projecto eólico identificado.

Quadro 7.4 – Investimento e custos de O&M dos projectos eólicos

Projecto	Potência [MW]	Investimento [€]	O&M [€]
<b>Santiago</b>	<b>77</b>	<b>167.718.000</b>	<b>3.108.019</b>
PE da Achada do Descanso	5	10.974.000	201.552
PE de Achada da Mostarda	19	38.632.000	790.950
PE de Forno	4	9.066.000	159.120
PE de Monte Leão	3	8.309.000	176.400
PE de Montes Redondos	13	26.819.000	539.284
PE de Pedra Branca	7	15.083.000	297.581
PE de Praia Baixo	7	16.037.000	232.121
PE de Rui Vaz	3	8.051.000	159.100
PE Monte da Chaminé	6	14.177.000	226.400
PE Monte de São Filipe (Cabeólica)	9	20.570.000	325.511
<b>S. Vicente</b>	<b>27</b>	<b>56.039.600</b>	<b>1.514.114</b>
PE Pé de Verde	3	5.207.400	145.565
PE da Areia Branca	8	15.659.000	439.037
PE de João D'Évora	10	22.083.200	603.868
PE de São Vicente 2 (Monte Selada)	1	0	0
PE de Monte Selada (Cabeólica)	6	13.090.000	325.644
<b>Sal</b>	<b>46</b>	<b>97.479.000</b>	<b>1.643.025</b>
PE da Curralona	11	22.784.500	389.952

<sup>17</sup> Projectos Cabeólica - 2,2 M€/MW (European Investment Bank, 2009)



PE de Serra Negro	6	13.569.000	234.115
PE do Cascanhal	15	31.284.500	539.934
PE do Socorro	6	13.011.000	203.547
PE de Lajedo Rib.Tarrafe (Cabeólica)	8	16.830.000	275.477
<b>S. Antão</b>	<b>36</b>	<b>78.622.100</b>	<b>1.044.369</b>
PE João Daninha	11	23.829.800	325.195
PE Lombo da Torre	11	25.554.600	358.559
PE do Galheteiro	13	27.037.700	337.215
PE Aguada de Janela (ELECTRIC)	1	2.200.000	23.400
<b>Fogo</b>	<b>20</b>	<b>42.551.000</b>	<b>804.851</b>
PE de Monte Ledo	2	3.929.000	49.626
PE de Cova Figueira	18	38.622.000	755.225
<b>S. Nicolau</b>	<b>16</b>	<b>38.108.000</b>	<b>657.696</b>
PE da Jalunga	14	34.120.000	604.193
PE da Praia Branca	1	3.988.000	53.503
<b>Boavista</b>	<b>23</b>	<b>41.763.800</b>	<b>781.619</b>
PE de Mesa	8	15.442.200	297.699
PE do Chão de Pico Forcado	4	12.144.900	157.230
PE de Falcão	6	8.737.000	232.352
PE do Caçador	3	5.439.700	94.338
PE Noroeste (Cabeólica)	3	0	0
<b>Maio</b>	<b>14</b>	<b>29.026.400</b>	<b>411.448</b>
PE da Batalha	14	29.026.400	411.448
<b>Brava</b>	<b>6</b>	<b>12.179.000</b>	<b>212.674</b>
PE de Ventos da Furna	6	12.179.000	212.674
<b>Total</b>	<b>264</b>	<b>563.486.900</b>	<b>10.177.814</b>

Para os projectos eólicos assumiram-se ainda os seguintes pressupostos:

- Prazo de construção: 1 ano
- Vida útil: 20 anos
- Prazo de amortização: 10 anos

## 7.2.4 SOLAR FOTOVOLTAICO

Para efeitos de cálculo e hierarquização dos projectos foram consideradas as produções de energia anual listadas no Quadro 7.2.

O solar fotovoltaico é uma tecnologia com menor maturidade, apresentando custos ainda elevados quando comparado com outras tecnologias. Contudo, tem-se assistido a uma diminuição do preço dos módulos, sendo expectável que esta tendência se mantenha. Por outro lado, o efeito da insularidade influencia os custos de transporte e construção dos projectos em Cabo Verde, tendo-se assumido um custo de 3,25 €/W<sub>p</sub> idêntico para todos os projectos.



Relativamente aos custos de O&M tomou-se um valor aproximado de 0,02 €/kWh<sup>18</sup> com base na informação publicada em (Sunpower Corporation, 2008). No Quadro 7.5 sintetiza-se o investimento e os custos de O&M considerados para cada projecto solar identificado.

Quadro 7.5 – Investimento e custos de O&M dos projectos solares fotovoltaicos

Projecto	Potência [MW]	Investimento [€]	O&M [€]
<b>Santiago</b>	<b>243</b>	<b>788.961.000</b>	<b>9.012.600</b>
PS da Achada da Cidade Velha	17	55.250.000	634.889
PS de Santiago - Palmarejo	6	18.711.000	194.227
PS da Achada da Ponta Bomba	15	48.750.000	555.336
PS da Achada Ribeira Pedro	20	65.000.000	744.768
PS da Achada Bela Costa	30	97.500.000	1.118.448
PS da Achada Tambarina	40	130.000.000	1.491.264
PS de Ponta do Lobo	35	113.750.000	1.296.540
PS da Achada do Salineiro	25	81.250.000	936.360
PS da Achada Barnel	25	81.250.000	928.800
PS da Ponta Inglesa	30	97.500.000	1.111.968
<b>S. Vicente</b>	<b>8</b>	<b>24.375.000</b>	<b>294.354</b>
PS de Salamanca	8	24.375.000	294.354
<b>Sal</b>	<b>20</b>	<b>9.336.937</b>	<b>95.213</b>
PS do Sal	20	9.336.937	95.213
<b>S. Antão</b>	<b>10</b>	<b>32.500.000</b>	<b>393.336</b>
PS de Porto Novo	10	32.500.000	393.336
<b>Fogo</b>	<b>4</b>	<b>13.000.000</b>	<b>150.941</b>
PS do Fogo (I)	4	13.000.000	150.941
<b>S. Nicolau</b>	<b>2</b>	<b>6.500.000</b>	<b>78.494</b>
PS da Preguiça	1	3.250.000	39.485
PS da Cacimba	1	3.250.000	39.010
<b>Boavista</b>	<b>30</b>	<b>97.500.000</b>	<b>1.169.964</b>
PS de Ervadão	15	48.750.000	586.440
PS de Belmonte	15	48.750.000	583.524
<b>Maio</b>	<b>3</b>	<b>9.750.000</b>	<b>110.722</b>
PS de Esgrovere	1	3.250.000	36.979
PS do Barreiro	1	3.250.000	36.828
PS de Alcatraz	1	3.250.000	36.914
<b>Brava</b>	<b>1</b>	<b>3.250.000</b>	<b>37.606</b>
PS da Furna	1	3.250.000	37.606
<b>Total</b>	<b>321</b>	<b>985.172.937</b>	<b>11.343.229</b>

<sup>18</sup> Inclui a limpeza de painéis, monitorização do local, manutenção do inversor, entre outros.



Para os projectos solar fotovoltaicos assumiram-se ainda os seguintes pressupostos:

- Prazo de construção: <1 ano
- Vida útil: 30 anos
- Prazo de amortização: 10 anos

## 7.2.5 GEOTÉRMICO

A produção de electricidade da central geotérmica da ilha do Fogo foi estimada em cerca de 22,3 GWh.

Para efeitos de cálculo do LCOE, embora o factor de capacidade deste tipo de centrais seja próximo dos 90%, considera-se um factor de 85%, de forma a reflectir possíveis limitações do sistema eléctrico, que em determinadas alturas poderá não permitir o funcionamento em pleno desta central geotérmica.

O investimento do referido projecto foi estimado em 16,2 M€, ou seja, cerca de 5,4 M€/MW (ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICA-ECONÓMICA E AMBIENTAL – CENTRAL GEOTÉRMICA NA ILHA DO FOGO) que inclui, designadamente, sondagens de produção e injeção, equipamento e instalação da central. Relativamente aos custos de O&M, considerou-se um valor de, aproximadamente, 0,0143 €/kWh(Sanyal, 2004). Para este projecto assumiram-se, ainda, os seguintes pressupostos:

- Prazo de construção: 3 anos
- Vida útil: 30 anos
- Prazo de amortização: 10 anos

## 7.2.6 RESÍDUOS SÓLIDOS URBANOS

À semelhança do que foi considerado para a central geotérmica, adoptou-se, também, um factor de capacidade (70%) inferior ao típico, tendo em conta a existência de prováveis limitações do sistema. A produção anual de electricidade das centrais de RSU consta do Quadro 7.2.

Através de uma consulta ao mercado, estabeleceu-se o investimento destes projectos em 4,5 M€/MW e, um custo anual de O&M de, aproximadamente, 3% do investimento total. Não foram considerados custos de combustível para estes projectos porque a incineração de resíduos pode ser encarada como um serviço municipal, podendo mesmo em alguns casos ser remunerada (Bloomberg New Energy Finance, 2009).

Assim, no Quadro 7.6 apresentam-se o investimento e os custos anuais de O&M considerados para cada projecto de RSU.

**Quadro 7.6 – Investimento e custos de O&M das centrais RSU**

Projecto	Ilha	Potência (MW)	Investimento (€)	Custos anuais O&M (€)
Central RSU Mindelo	S. Vicente	2,5	11.250.000	337.500
Central RSU Praia	Santiago	5,0	22.500.000	675.000

Para as centrais de RSU assumiram-se ainda os seguintes pressupostos:



- Prazo construção: 2 anos
- Vida útil: 25 anos
- Prazo amortização: 10 anos

### 7.2.7 BOMBAGEM PURA

Para os aproveitamentos hidroeléctricos de bombagem pura, o LCOE não foi calculado de forma independente, uma vez que este tipo de empreendimentos apresenta um saldo negativo em termos de energia produzida/consumida. Trata-se de empreendimentos com importância na estabilidade do sistema e que permitem a integração de uma maior quantidade de produção de origem renovável intermitente (eólica e solar). Assim, o seu custo unitário de produção deverá ser analisado em conjunto com os restantes projectos, ou seja, integrado num sistema (subcapítulo 8.3).

O investimento e os custos de O&M dos aproveitamentos hidroeléctricos de bombagem pura são apresentados no Quadro 7.7. De referir que nestes projectos assumiu-se, ainda, um investimento adicional ao fim de 25 anos de exploração para reparação e substituição de equipamento electromecânico.

Quadro 7.7 – Investimento e custos de O&M dos aproveitamentos hidroeléctricos de bombagem

Projecto	Ilha	Potência (MW)	Investimento (M€)	Inv. (25 anos) (M€)	Custos anuais O&M (M€)
<b>Bombagem Mato Sancho</b>	Santiago	20,0	41,0	6,3	0,37
<b>Bombagem Monte Goa A - Marítima</b>	S. Vicente	10,0	28,0	7,7	0,42
<b>Bombagem Ribeira dos Picos</b>	Santiago	20,0	39,0	6,2	0,35
<b>Bombagem Chã Gonçalves</b>	Santiago	20,0	39,5	6,7	0,37

Para a avaliação destes projectos consideraram-se os seguintes pressupostos:

- Prazo construção: 3 anos
- Vida útil: 50 anos
- Prazo amortização: 20 anos

### 7.2.8 MARÍTIMO

Estando as tecnologias para aproveitamento da energia das ondas ainda pouco desenvolvidas e testadas, os custos associados a este tipo de projectos são ainda bastante elevados. Assim, consideraram-se, um investimento e custos de O&M, conservadores que se apresentam no Quadro 7.8 que foram estimados com base na informação disponível em (David Dunnett, 2009) e (IEA, 2010).

Quadro 7.8 – Investimento e custos de O&M dos projectos de ondas

Projecto	Ilha	Potência (MW)	Investimento (M€)	Custos anuais O&M (M€)
<b>P. Ondas de S. Vicente</b>	S. Vicente	3,5	12,6	0,13
<b>P. Ondas de Santo Antão</b>	S. Antão	3,5	12,6	0,14
<b>P. Ondas do Sal</b>	Sal	3,5	12,6	0,14



P. Ondas da Boavista	Boavista	3,5	12,6	0,13
----------------------	----------	-----	------	------

Para o cálculo do LCOE destes projectos assumiram-se, ainda, os seguintes pressupostos:

- Prazo construção: 1 ano
- Vida útil: 15 anos
- Prazo amortização: 10 anos

## 7.2.9 COMBUSTÍVEIS FÓSSEIS

A energia eléctrica em Cabo Verde é maioritariamente gerada a partir de centrais termoeléctricas alimentadas por fuelóleo e gasóleo. Neste contexto, estabeleceu-se uma estimativa do LCOE para este tipo de centrais, de forma a realizar uma comparação com os projectos renováveis em estudo.

Ao contrário da produção de electricidade através de fontes de energia renovável, o custo marginal de produção de electricidade através de combustíveis fósseis é bastante elevado, tendo o investimento inicial uma influência relativamente reduzida no custo de produção de electricidade face aos custos operacionais, nomeadamente o custo dos combustíveis.

Nos últimos anos assistiu-se a uma grande volatilidade do preço do petróleo, tendo este atingido valores próximos dos 140 USD por barril (BBL) em Julho de 2008 (Figura 7.5). Apesar de, nos últimos tempos, o preço do BBL de petróleo ter diminuído para valores inferiores (70-80 USD), os analistas apontam para que, a médio prazo, torne a atingir valores elevados acompanhando a recuperação económica mundial.

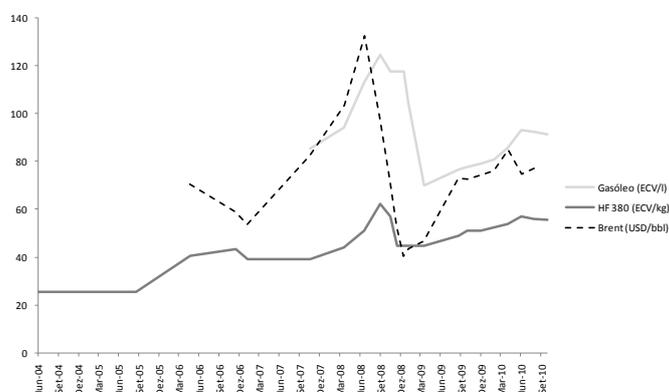


Figura 7.5 – Evolução do preço de combustíveis fósseis (Fonte: (Agência de Regulação Económica, 2010) e(Organization of the Petroleum Exporting Countries))

O preço da generalidade dos produtos derivados do petróleo acompanha a evolução do BBL de petróleo. Embora as unidades das variáveis apresentadas no gráfico anterior sejam distintas é notório que, historicamente, os preços definidos pela ARE para o fuelóleo (380) e o gasóleo (para produção de electricidade) acompanham a evolução registada pelo BBL de *Brent* (à parte de um desfasamento de alguns meses).



No cálculo do LCOE das centrais alimentadas por combustíveis fósseis toma-se, como ponto de partida para o custo de combustível, a média registada em 2010<sup>19</sup>. Assim, consideraram-se preços na ordem dos 55 ECV/kg e 89 ECV/l para o fuelóleo e o gasóleo, respectivamente. Assumiu-se, ainda, um aumento de 2% (por ano) para o preço dos combustíveis, equivalente à taxa de inflação prevista pelo FMI.

Através da consulta de fabricantes e, com base na experiência da equipa de projecto, foram, ainda, definidos uma série de parâmetros conforme se apresenta no quadro seguinte.

**Quadro 7.9 – Pressupostos assumidos para determinação do LCOE de centrais fuelóleo e gasóleo<sup>20</sup>**

	Fuelóleo	Gasóleo
Capacidade total (kW)	5.000	1.000
Factor de capacidade	70%	70%
Densidade (kg/l)	1,00	0,85
Consumo específico (g/kWh)	220	240
Investimento total (€/kW)	1.000	800
O&M (€/MWh)	8	8
Vida útil (anos)	20	20
Prazo amortização (anos)	10	10
Prazo execução (anos)	1	1

### 7.3 CUSTOS DE GERAÇÃO POR PROJECTO

Na Figura 7.6 encontram-se representados os valores de LCOE obtidos para os vários projectos de energias renováveis. As dimensões de cada bloco (projecto) são definidas pela produção de energia anual de cada projecto (eixo abcissas) e pelo LCOE (eixo das ordenadas). Para efeitos de comparação, ilustra-se, também, os custos de geração obtidos para as centrais fuelóleo e gasóleo e considerando a taxa de actualização *utility*.

Para os projectos de energias renováveis, apresenta-se o LCOE de acordo com 2 taxas de actualização: governo e privado<sup>21</sup>.

<sup>19</sup> Apenas até Outubro de acordo com os dados disponíveis à data da realização deste estudo.

<sup>20</sup> Valores baseados em informação publicada em (Man, 2010) e (Wartsila, 2010).

<sup>21</sup> Para o projecto central geotérmica do Fogo, utilizou-se a correspondente a taxa de actualização geotermia.

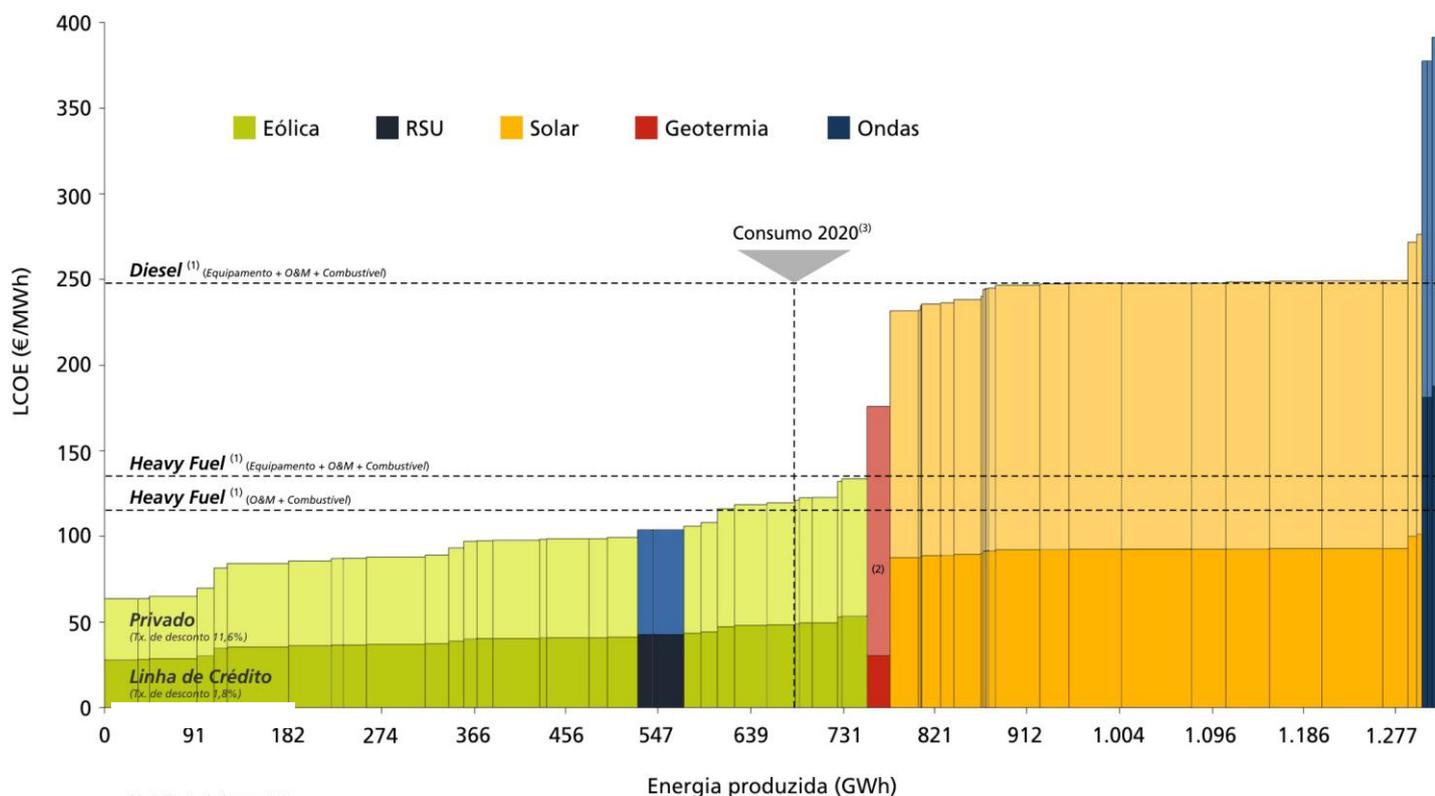


Figura 7.6 – Hierarquização dos projectos identificados de acordo com o LCOE

Da análise do gráfico constata-se que, genericamente, o LCOE de cada projecto duplica considerando a taxa de actualização privado comparativamente a uma taxa de actualização governo, reflectindo as condições de financiamento bastante distintas. Destaque para a diferença registada no projecto de geotermia que, tomando a taxa de actualização governo, apresenta o LCOE mais reduzido (27 €/MWh).

O gráfico evidencia, ainda, que os projectos eólicos são os mais competitivos face às restantes tecnologias, apresentando um LCOE médio ligeiramente inferior a 100 €/MWh (privado), valor apenas comparável com os projectos de RSU. A maioria dos projectos eólicos e todos os projectos RSU são economicamente competitivos (privado) face aos custos marginais do fuelóleo.

Os projectos solar fotovoltaicos apresentam um LCOE médio próximo de 245 €/MWh (privado) mas que é ainda competitivo em relação ao custo de geração de centrais gasóleo. Contudo, estes projectos tornam-se bastante competitivos face ao fuelóleo, caso seja considerada a taxa de actualização governo.

Quanto aos projectos de aproveitamento de energia das ondas, estes apresentam um LCOE (378-394 €/MWh) demasiado elevado face ao gasóleo, e que traduzem os ainda elevados custos e a reduzida produção.

No quadro 7.10 apresenta os valores obtidos para o LCOE de cada projecto de energias renováveis, de acordo com os pressupostos assumidos e com as taxas de actualização privado e governo.





Quadro 7.10 – LCOE dos projectos de energias renováveis identificados

Projecto	LCOE Privado (€/MWh)	LCOE Governo (€/MWh)
PE da Areia Branca	64	28
PE Pé de Verde	64	28
PE de João D'Évora	65	29
PE de Falcão	70	30
PE de Monte Leão	82	35
PE de Achada da Mostarda	84	36
PE de Montes Redondos	86	36
PE de Rui Vaz	87	37
PE de Pedra Branca	87	37
PE de Cova Figueira	88	37
PE de Mesa	89	37
PE da Achada do Descanso	93	39
PE de Forno	97	40
PE de Ventos da Furna	98	40
PE da Jalunga	98	40
PE do Caçador	98	41
PE do Cascanhal	99	41
PE de Serra Negro	99	41
PE da Curralona	99	41
Central RSU Mindelo	104	43
Central RSU Praia	104	43
PE Monte da Chaminé	106	43
PE do Socorro	108	44
PE de Praia Baixo	116	47
PE da Batalha	119	48
PE Lombo da Torre	120	48
PE da Praia Branca	121	49
PE do Chão de Pico Forcado	123	50
PE João Daninha	123	50
PE de Monte Ledo	132	53
PE do Galheteiro	134	54
Central Geotérmica do Fogo	176	31
PS de Ervadão	232	87
PS da Preguiça	232	88
PS da Cacimba	235	88
PS de Porto Novo	236	89
PS de Salamanca	236	89
PS de Belmonte	238	90
PS da Furna	240	90
PS de Esgrovere	244	91
PS do Barreiro	245	92
PS de Alcatraz	245	92
PS do Fogo (I)	245	92
PS da Achada do Salineiro	247	92
PS da Achada da Cidade Velha	247	92
PS da Achada Bela Costa	248	92
PS da Achada Tambarina	248	92
PS da Achada Ribeira Pedro	248	93
PS da Achada Barnel	249	93



Projecto	LCOE Privado (€/MWh)	LCOE Governo (€/MWh)
PS da Ponta Inglesa	249	93
PS de Ponta do Lobo	249	93
PS da Achada da Ponta Bomba	249	93
PS de Santiago - Palmarejo	272	100
PS do Sal	276	101
P. Ondas de Santo Antão	378	181
P. Ondas do Sal	378	181
P. Ondas de Boavista	392	188
P. Ondas de S.Vicente	394	189

Entre projectos da mesma tecnologia não se regista uma grande diferença ao nível do LCOE, com excepção dos projectos eólicos. A grande variabilidade de características entre projectos eólicos, associada ao investimento e à produção de energia, reflecte-se no LCOE de cada projecto. Nos gráficos seguintes, apresenta-se a variação do número de horas de produção e do investimento para cada projecto eólico identificado.

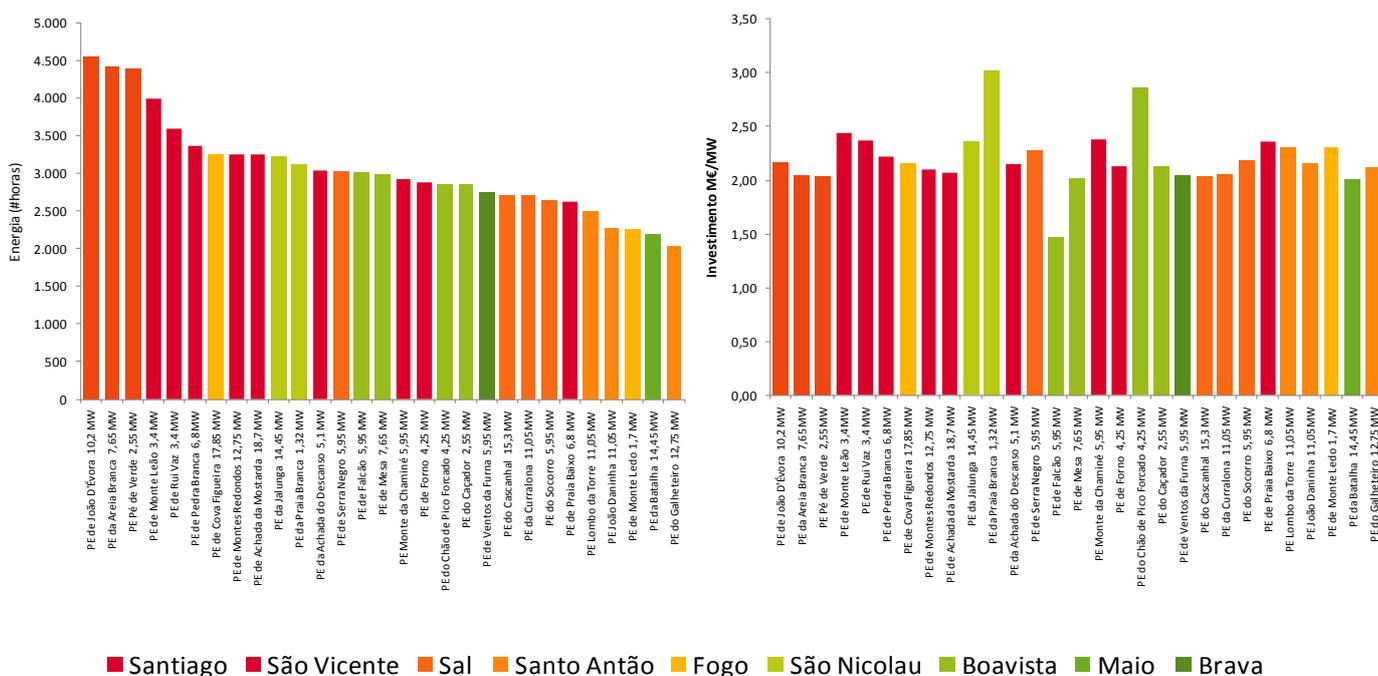


Figura 7.7 – Variação do número de horas de produção e investimento consoante o projecto eólico

No gráfico onde se representa o número de horas de produção (energia) em função do projecto, verifica-se que os projectos de São Vicente são os que apresentam o melhor recurso, com uma média próxima das 4.500 horas, seguido de Santiago, Sal e São Nicolau.

Em termos de investimento (M€/MW), regista-se uma considerável variabilidade entre projectos, verificando-se uma diferença de, aproximadamente, 20% entre o investimento mais reduzido e o mais elevado. Esta diferença reflecte, essencialmente, as condições de acesso e distância ao ponto de interligação com a rede existente.



As variáveis analisadas (horas de produção e investimento) têm uma enorme influência no LCOE. Note-se, por exemplo, o parque eólico de Praia Branca, na ilha de São Nicolau, para o qual se estima um investimento de 3,0 M€/MW (o mais elevado entre todos os projectos eólicos identificados), apresenta-se como o décimo primeiro projecto eólico mais rentável, dada a elevada produção prevista.

De salientar que o estudo apresentado deve ser considerado como um cálculo preliminar do LCOE para os diversos projectos, por ser sustentado em pressupostos com um elevado grau de incerteza associado. Este cálculo preliminar permite estimar o custo de geração de electricidade dos vários projectos identificados, permitindo estabelecer um critério de hierarquização sustentado.





## 8 DESENVOLVIMENTO E ESTUDO DE CENÁRIOS DE PENETRAÇÃO DE ENERGIAS RENOVÁVEIS

### 8.1 ESTUDOS DE ESTABILIDADE DAS REDES

O estudo da estabilidade da rede eléctrica reveste-se de elevada importância, conferindo a sua análise a possibilidade da tomada de decisões que influenciem a operação da rede para que sejam mantidos níveis de qualidade de segurança elevados.

Tendo em conta a implementação de projectos de energias renováveis e o crescimento do consumo energético analisado no ESTUDO DA EVOLUÇÃO DA PROCURA foi, em parceria com a Unidade de Sistemas de Energia do INESC, realizada uma avaliação do impacto da integração de fontes de energia renovável nas redes eléctricas das diferentes ilhas que compõem o âmbito do projecto.

Estes estudos foram realizados com recurso a modelos matemáticos disponíveis na plataforma de simulação PSS/E (*Power System Simulator for Engineering*), com base nos seguintes elementos facultados pela ELECTRA:

- Diagramas de carga típicos;
- Características do parque electroprodutor;
- Arquitectura da rede das diferentes ilhas (diagramas unifilares)

Nestes estudos foram realizadas análises em regime permanente associadas a trânsitos de potência para cada um dos cenários estabelecidos, nomeadamente:

- Níveis de congestionamento;
- Perdas;
- Variações de perfis de tensão;
- Análise de contingências em regime N-1;

Teve-se em conta a variabilidade e incerteza associada à disponibilidade dos recursos renováveis estudados.

Dada a importância dos impactos que as alterações climáticas bruscas podem ter na produção de energia de origem fotovoltaica e eólica na estabilidade dos sistemas, foram estudados em detalhe, sendo elaborada uma especificação técnica conceptual para um sistema de previsão de produção eólica e solar (Anexo D).

Perante variações acentuadas e simultâneas dos principais recursos renováveis foram analisadas em regime dinâmico<sup>22</sup> os comportamentos de algumas grandezas no domínio do tempo, nomeadamente:

- Frequência da rede
- Tensões em nós da rede
- Variáveis eléctricas dos diferentes geradores.

Em todos os estudos desenvolvidos foram considerados:

- os limites de operação dos grupos térmicos instalados nas diversas ilhas;

---

<sup>22</sup>Nos estudos de comportamento dinâmico foi adoptada a filosofia de nó único



- os benefícios da instalação de projectos de bombagem pura para armazenamento de energia (nas ilhas em que tal recurso existe);
- os benefícios da instalação de sistemas de armazenamento de energia para controlo de frequência (volantes de inércia - *flywheels*);
- os critérios de mérito e reserva discutidos e validados pela Direcção de Planeamento da ELECTRA;
- a definição das contingências a simular (caso mais gravoso do ponto de vista da rede).

## 8.2 ANÁLISE E OPTIMIZAÇÃO DA PENETRAÇÃO DE ENERGIAS RENOVÁVEIS

De forma a analisar e otimizar a penetração de renováveis, foi desenvolvida uma ferramenta que permite a modelação de dados de forma automática: *SIMRES*<sup>®</sup>.

O *SIMRES*<sup>®</sup> pode ser definido como um instrumento de calendarização da operação das unidades de produção ao longo de determinado período de tempo, i.e., possibilita não só a determinação do despacho, assim como uma resolução simplificada do problema de *unit commitment*.

Os resultados obtidos pela modelação permitem assim avaliar o potencial impacto da integração dos projectos de energias renováveis identificados no sistema. Torna-se assim viável a referida optimização da utilização de recursos renováveis e a quantificação do desperdício de energia associado aos cenários de elevada penetração.

Após simulação de centenas de cenários possíveis e, sua respectiva análise de viabilidade económica e técnica foram definidos os cenários que permitem chegar ao objectivo de 50% de integração renovável proposto pelo governo de Cabo Verde em 2020.

No Quadro 8.1 estão apresentados os vários cenários, potência instalada e produção anual, para as nove ilhas em 2015 que permitem em 2020 obter 50% de integração de renováveis.

Quadro 8.1 - Cenários 2015 que permitem a integração de 50% RES em 2020

	2015									
	Bombagem		Solar		Eólico		RSU		Integração RES	Desperdício RES
	Potência Instalada (MW)	Produção Anual (kWh)								
Santiago	20	-	9	9.182.480	30,6	86.176.218	2,5	16.313.438	45,16%	19,19%
São Vicente / Santo Antão	0	-	2	1.872.039	12,9	45.531.829	0	-	46,84%	21,04%
Sal	0	-	2,5	3.718.165	7,65	16.353.314	0	-	34,91%	21,87%
Fogo	0	-	0,5	899.821	0,85	2.626.368	0	-	23,35%	5,28%
São Nicolau	0	-	0,2	296.563	0,33	1.051.711	0	-	24,88%	13,03%
Boavista	0	-	0	-	5,95	18.679.748	0	-	30,20	11,80%
Maio	0	-	0,3	486.430	0	-	0	-	6,65%	9,92%

Partindo-se dos cenários apresentados para 2015 foi possível, através do paradigma de implementação de novos projectos desenhado para alcançar os objectivos propostos, lograr uma integração de 50% de renováveis no ano de 2020.

Os cenários que permitem técnica e economicamente atingir em 2020 ao referido objectivo estão apresentados no Quadro 8.2.

**Quadro 8.2 - Cenários 2020 que permitem 50% de RES**

	2020									
	Bombagem		Solar		Eólico		RSU		Integração RES	Desperdício RES
	Potência Instalada (MW)	Produção Anual (MWh)								
Santiago	20	-5.604.314	15	14.954.605	48,45	134.257.379	5	30.751.500	57,28%	20,20%
São Vicente / Santo Antão	0	0	3	2.466.683	17,15	58.478.622	2,5	14.571.750	57,91%	21,14%
Sal	0	0	2,5	3.268.092	9,35	27.060.772	0	-	35,13%	23,70%
Fogo	0	0	1	1.797.561	1,7	4.838.803	0	-	33,03%	9,49%
São Nicolau	0	-	0,4	491.759	0,33	1.047.748	0	-	24,06%	19,41%
Boavista	0	-	0	-	12,75	34.885.899	0	-	35,76%	18,27%
Maio	0	-	0,6	947.715	0,85	1.822.282	0	-	21,70%	19,41%

## 8.3 CUSTOS DE GERAÇÃO DO SISTEMA

O cálculo do LCOE do sistema baseia-se nos mesmos pressupostos e metodologia apresentados no subcapítulo 7.2 tendo, como objectivo, a determinação do custo global de produção do sistema, considerando todos os projectos em conjunto. O LCOE do sistema é, assim, o custo médio de produção de cada tecnologia, ponderado pela respectiva energia produzida, acrescido dos custos de equipamentos adicionais que permitam maximizar a integração de energias renováveis. O cálculo do LCOE de cada sistema é definido de acordo com a seguinte expressão:

$$LCOE_{Sistema} = \sum_{i=1}^7 \frac{LCOE_i \times Prod_i}{Prod_{total}} + \sum_{j=1}^2 \frac{LCOE_j \times Prod_{int}}{Prod_{total}} \quad (8)$$

em que,

*i* – diferentes fontes de produção de electricidade

- i* Fonte
- 1 Solar
- 2 Eólica
- 3 Eólica (projectos em curso)
- 4 RSU



- 5 Geotermia
- 6 Fuelóleo
- 7 Gasóleo

$j$  – diferentes empreendimentos ou equipamentos adicionais do sistema eléctrico

- $j$  Tecnologia
- 1 Bombagem
- 2 *Flywheel*

$LCOE_i$  – custo de geração de electricidade a partir da fonte  $i$  e é calculado de acordo com a expressão (7), excepto para os projectos eólicos em curso, cuja tarifa já está definida

$LCOE_j$  – custo atribuível ao sistema pela utilização do equipamento  $j$  e é calculado com base na expressão (7), sendo que se considera a  $PROD_{int}$

$PROD_i$  – produção de energia eléctrica do conjunto de projectos da fonte  $i$

$PROD_{int}$  – produção de energia eléctrica a partir de fontes de energias renováveis intermitentes, ou seja, que não oferecem garantia de potência (eólica e solar)

$PROD_{total}$  – produção de energia eléctrica total gerada no sistema (não contabiliza o incremento de consumo referente aos aproveitamentos hidroeléctricos de bombagem).

Os pressupostos considerados para cada tecnologia são os referidos no capítulo 7.2, excepção feita ao investimento total que, no caso do eólico, assumiu-se o valor médio (M€/MW) dos projectos identificados em cada ilha.

Foi, ainda, tomado em consideração, o facto de já existirem acordos de venda de energia para os projectos eólicos desenvolvidos pela Cabeólica e a Electric. Por falta de informação oficial, assumiu-se um valor de 120 €/MWh como tarifa (LCOE) para esses projectos.

Em cenários de elevada penetração de energias renováveis e, de forma a garantir a segurança de abastecimento e estabilidade do sistema eléctrico, considera-se a possibilidade de limitação/despacho da energia renovável produzida por cada um dos projectos. Assim, para efeitos de cálculo, não se considera a produção teórica de cada projecto de acordo com os dados apresentados no Quadro 7.2, mas sim a produção determinada conforme estabelecida no capítulo 8.

O recurso a aproveitamentos hidroeléctricos de bombagem ou, a *flywheels*, foi também considerado no cálculo do LCOE do sistema. Para estes projectos, uma vez que efectivamente não produzem energia eléctrica, permitindo e apenas a integração de uma maior potência de origem renovável (eólica e solar), considera-se razoável calcular o LCOE destes equipamentos assumindo a totalidade da produção de projectos eólicos e solares para efeitos de cálculo.

Os pressupostos assumidos para o cálculo do LCOE dos aproveitamentos hidroeléctricos de bombagem pura foram apresentados no subcapítulo 7.2.7. Para a utilização de *flywheels*, consideram-se duas opções conforme se sintetiza no Quadro 8.3. A primeira pressupõe a existência de aproveitamentos de bombagem pura e a segunda as *flywheels* são integradas em conjunto com geradores gasóleo.

Quadro 8.3 - Pressupostos assumidos para a utilização de *flywheels*

	<b>Flywheel + Bombagem Puro</b>	<b>Flywheel + Gerador Gasóleo</b>
<b>Potência</b>	= maior grupo bombagem	$= (MR_{limite} - MR_{sistema}) \times Potência_{eólica+solar}^{23}$
<b>Investimento total (€/kW)</b>	1.000	1.500

## 8.4 ANÁLISE DE COBERTURA DE PONTA

Com o objectivo de analisar os padrões de segurança que regem a qualidade de serviço no abastecimento aos clientes de energia eléctrica, foi efectuada uma análise de cobertura da carga nos períodos de ponta. Esta análise teve por base a simulação previsional de indisponibilidade de geração, baseado nos critérios de segurança da *Union for the Co-Ordination of Transmission of Electricity* (UCTE), face às necessidades de abastecimento dos vários tipos de consumidores de electricidade em cada ilha.

Este critério de segurança UCTE considera a indisponibilidade de geração do maior grupo térmico, a falha simultânea de todas as fontes de geração renovável intermitente, e uma redução de 3% da potência instalada dos restantes grupos de geração térmica, correspondente ao factor temperatura<sup>24</sup>. Esta metodologia permite avaliar a capacidade de sobrevivência do sistema em termos de capacidade de geração numa situação de contingência, de forma a avaliar o dimensionamento do parque electroprodutor.

Para a presente análise, relativamente à integração de projectos de energias renováveis, foi considerado o *Cenário 50% Renovável*, que pode ser analisado detalhadamente no capítulo 11 do documento PLANO DE INVESTIMENTOS. Este é o cenário mais ambicioso de penetração de energias renováveis na rede eléctrica, atingindo as energias renováveis uma taxa de penetração de 50%, sendo apontado como o cenário proposto no plano de implementação documento supracitado.

Os gráficos que se apresentam da Figura 8.1 à Figura 8.8 representam a metodologia de determinação do índice de cobertura de ponta de cada ilha, estando estruturados, da esquerda para a direita, da seguinte forma:

- Potência instalada total (térmica e renovável)
- Grupos térmicos descomissionados: considera-se, para esta análise, o descomissionamento de todos os grupos com idade superior a vinte anos comparativamente ao ano em análise, e ainda:
  - Descomissionamento das centrais eléctricas da Assomada (Santa Catarina) e de Santa Cruz até 2012, referentes à ilha de Santiago
  - Descomissionamento da central eléctrica da Ribeira Grande até 2012, referente à ilha de Santo Antão
  - Descomissionamento da central eléctrica de S. Filipe até 2012, referente à ilha do Fogo;

<sup>23</sup> Margem de Reserva

<sup>24</sup> Factor de temperatura pretende simular a perda de eficiência dos grupos geradores em consequência de condições climáticas adversas (ex. temperaturas exteriores)



- Grupos térmicos instalados durante o período compreendido entre o ano em análise e o ano de referência anterior<sup>25</sup>
- Potência renovável instalada durante o período compreendido entre o ano em análise e o ano de referência anterior<sup>26</sup>
- Critério (N-1) + factor de temperatura<sup>27</sup>
- Potência disponível: potência remanescente após aplicados os critérios de segurança UCTE à potência do respectivo momento, i. e., após a subtração das renováveis e dos grupos térmicos descomissionados e soma dos novos grupos de geração térmica
- Ponta de carga prevista para o ano analisado.
- Índice de cobertura =  $\frac{(Potência\ disponível - Ponta)}{Ponta}$

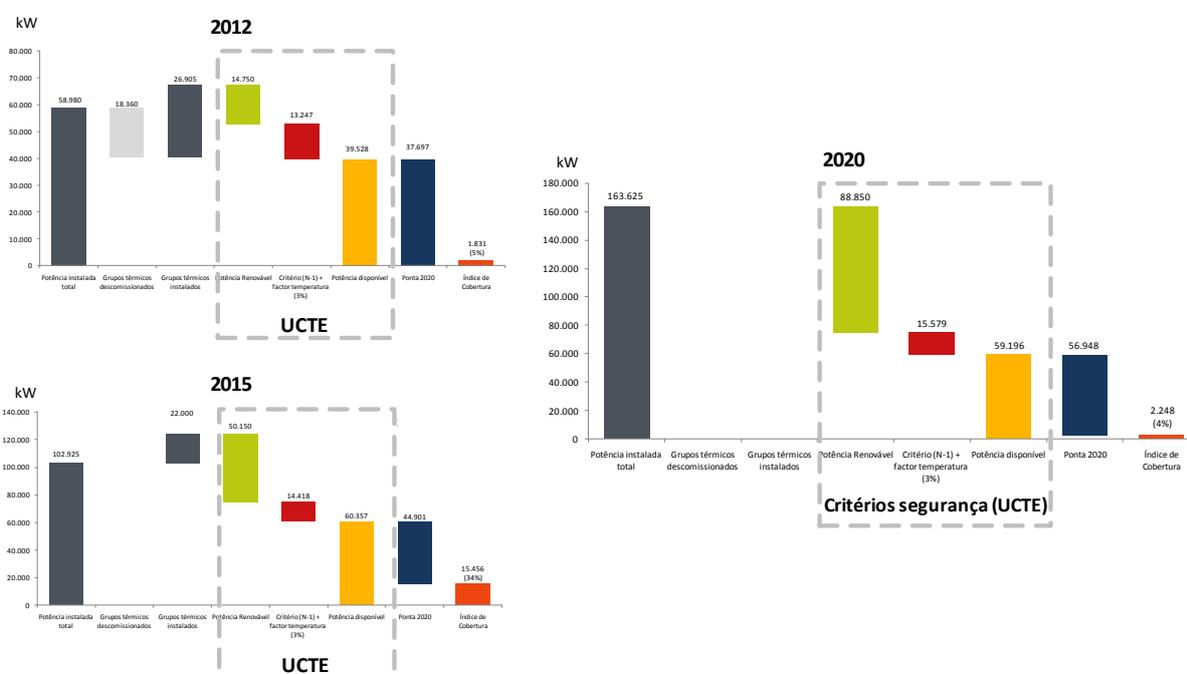


Figura 8.1 - Índice de cobertura de ponta – ilha de Santiago<sup>28</sup>

<sup>25</sup> Plano de Investimentos ELECTRA

<sup>26</sup> Conforme cenário 50% Renovável do PLANO ENERGÉTICO RENOVÁVEL DE CABO VERDE

<sup>27</sup> Baseado nos critérios UCTE

<sup>28</sup> Sendo a rede eléctrica de Santiago actualmente constituída por sistemas isolados entre si, considerou-se que o valor de ponta de carga nos anos de 2012, 2015 e 2020 (rede integrada/central única - Palmarejo) será aproximadamente igual à soma das pontas previstas para cada um dos actuais sistemas.

# DESENVOLVIMENTO E ESTUDO DE CENÁRIOS DE PENETRAÇÃO DE ENERGIAS RENOVÁVEIS

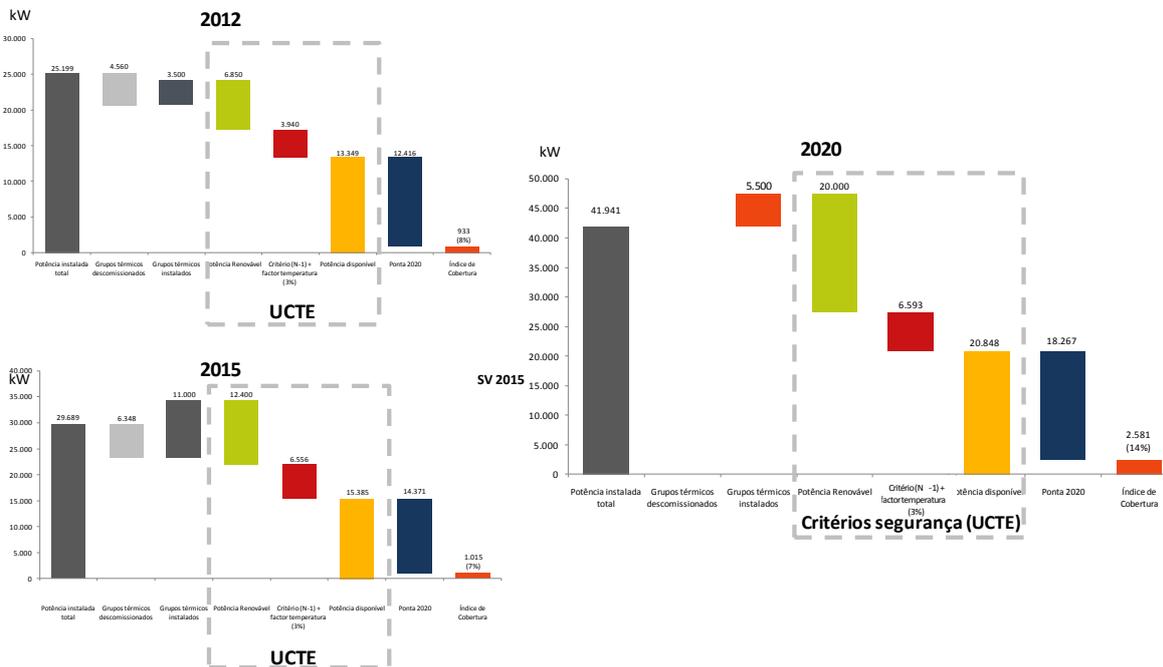


Figura 8.2 - Índice de cobertura de ponta – ilha de São Vicente

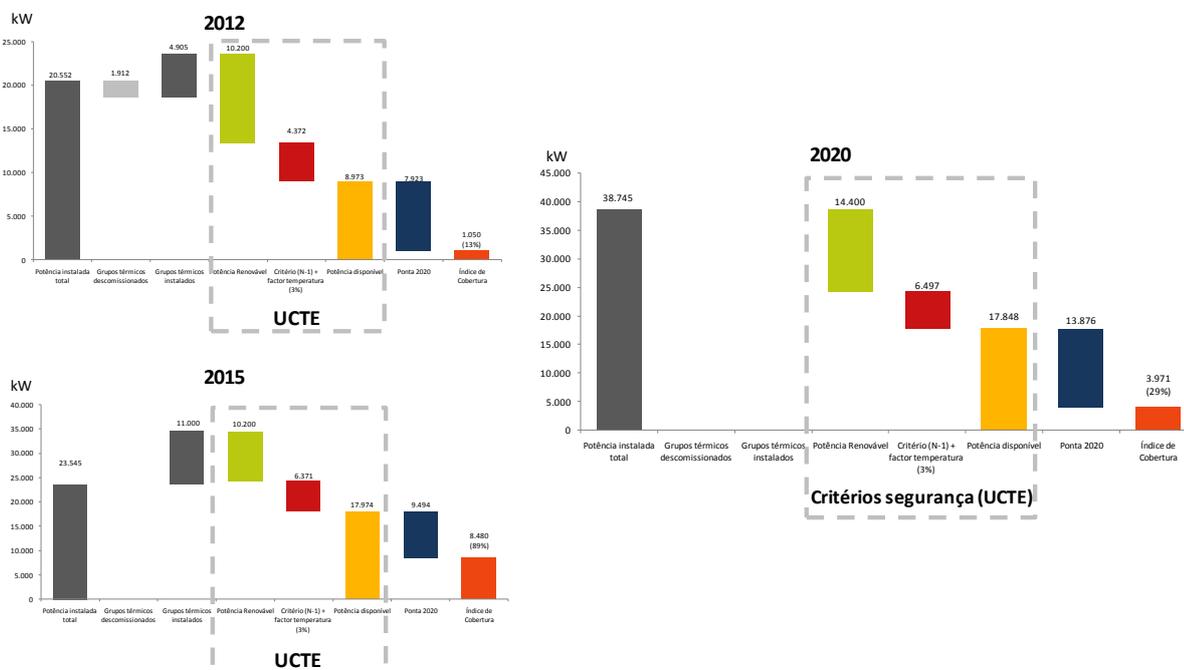


Figura 8.3 - Índice de cobertura de ponta – ilha do Sal

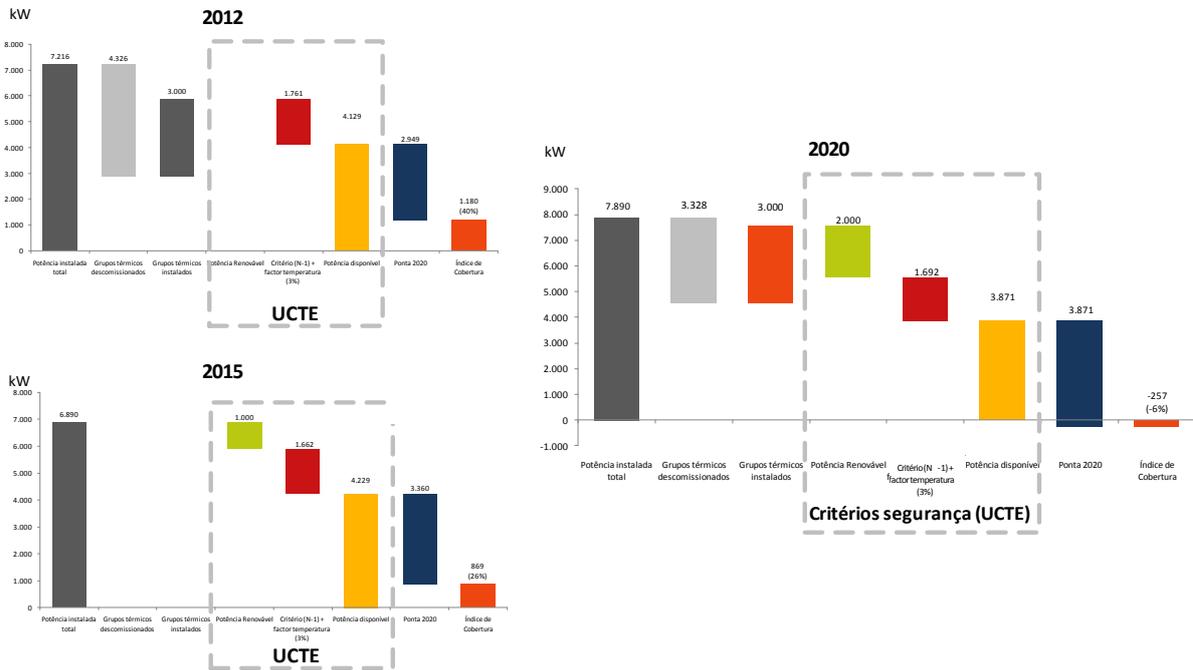


Figura 8.4 - Índice de cobertura de ponta – ilha de Santo Antão

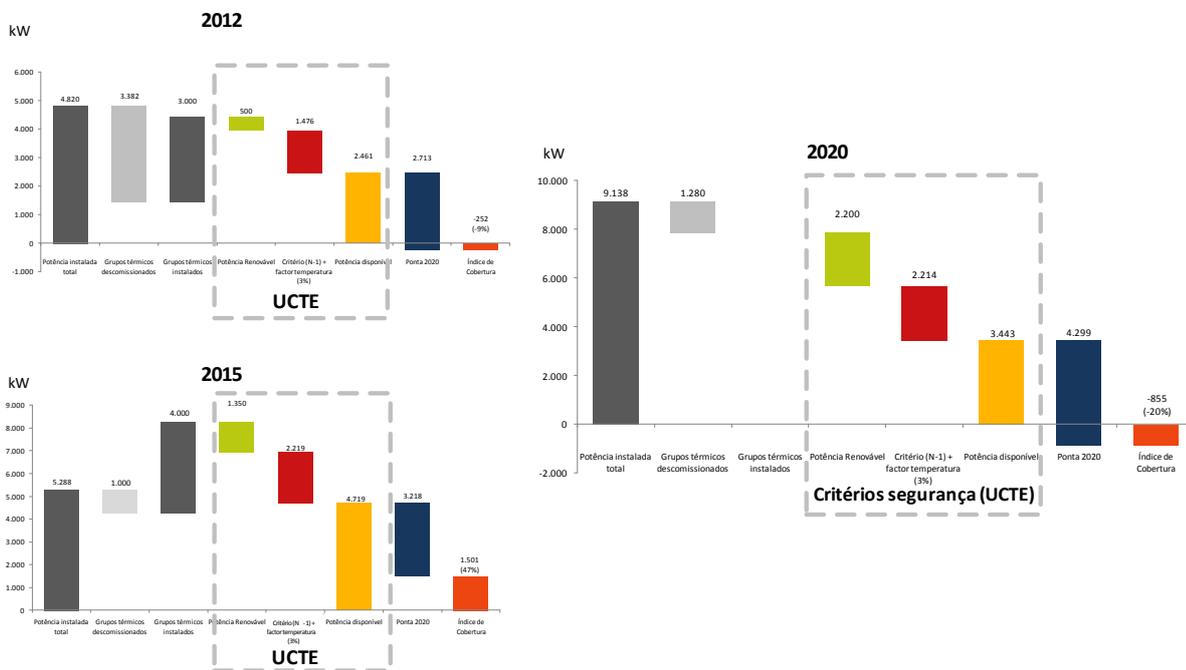


Figura 8.5 - Índice de cobertura de ponta – ilha do Fogo

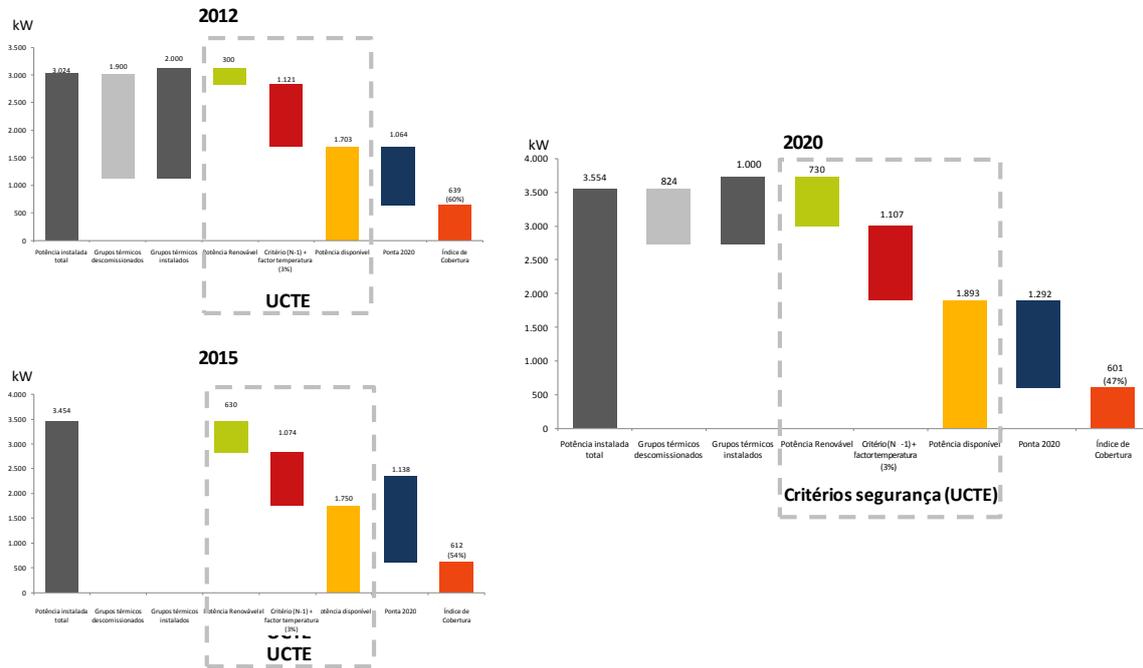


Figura 8.6 – Índice de cobertura de ponta – São Nicolau

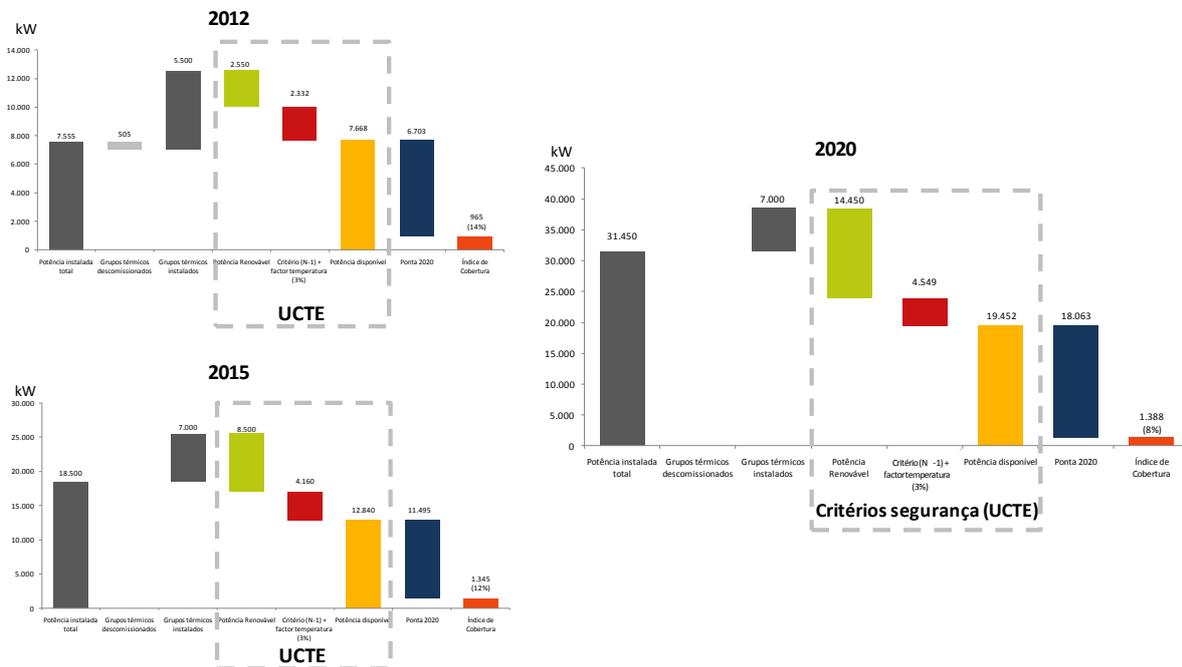


Figura 8.7 – Índice de cobertura de ponta – Boavista

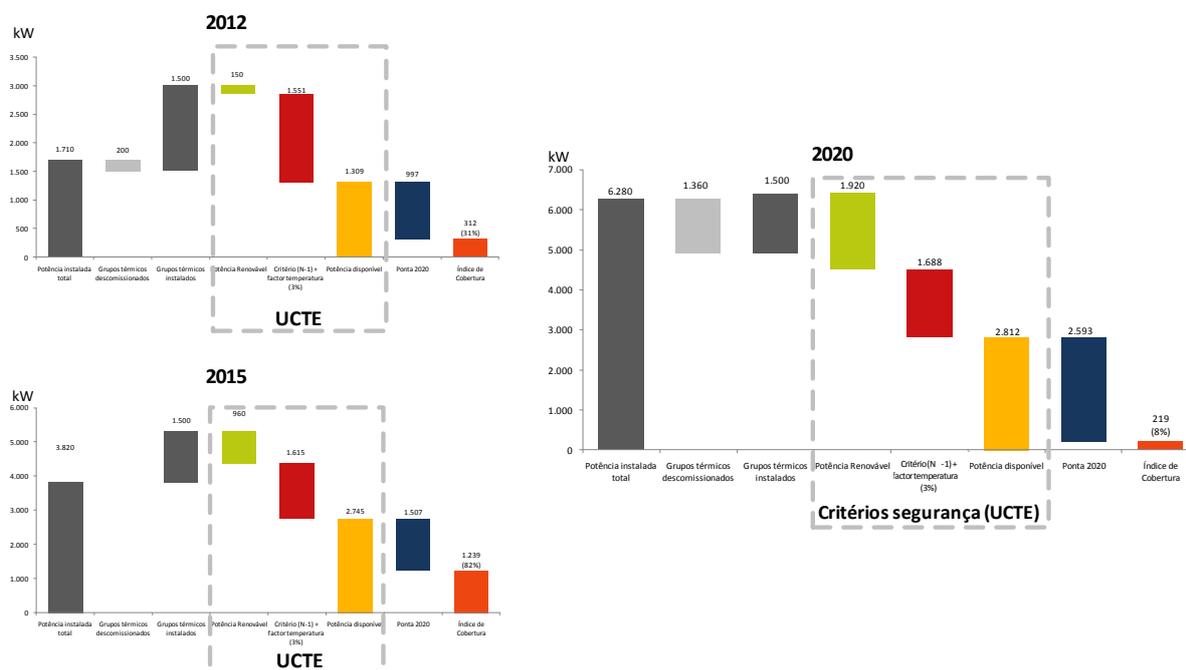


Figura 8.8 - Índice de cobertura de ponta – Maio

Da análise dos gráficos apresentados é possível tecer as seguintes considerações:

- As ilhas de Santiago, São Vicente e Boavista apresentam, para os três anos considerados, uma folga relativamente curta no que toca ao índice de cobertura de ponta, com valores na ordem dos 10%. O ano de 2015, na ilha de Santiago é uma exceção, na medida em que o índice de cobertura de ponta apresenta o valor de 34%.
- Nas ilhas do Sal, São Nicolau e Maio verifica-se, para os três períodos analisados, uma disponibilidade evidente de potência térmica para fazer face à ponta do consumo na situação de indisponibilidade de geração considerada. A ilha do Maio, em 2020, é também exceção, uma vez que apresenta um índice de cobertura de ponta curto, com o valor de 8%.
- A ilha de Santo Antão apresenta uma disponibilidade evidente de potência térmica para fazer face à ponta em 2012 e 2015, sendo que, em 2020, se verifica já um índice negativo, com o valor de -6%.
- O caso mais crítico ocorre na ilha do Fogo, nos anos de 2012 e 2020, em que o índice de cobertura de ponta apresenta valores de -9% e -20%, respectivamente e onde a ELECTRA não considera necessário rever o seu plano de investimentos. Nesta situação, verifica-se a existência de um défice de potência disponível face à ponta dos respectivos anos (252 kW e 855 kW respectivamente), recomendando-se uma especial atenção para a evolução da procura de energia eléctrica nesta ilha, de forma a evitar problemas no seu abastecimento.

Cumprе referir que este estudo pretende simular uma situação crítica, cuja probabilidade de ocorrência é bastante reduzida, nomeadamente, a indisponibilidade do maior grupo térmico e simultânea falha de geração de todos os recursos renováveis intermitentes.

A Figura 8.9 resume a análise de cobertura de ponta, apresentando os vários índices de cobertura de ponta em cada ilha para os anos de 2012, 2015 e 2020.

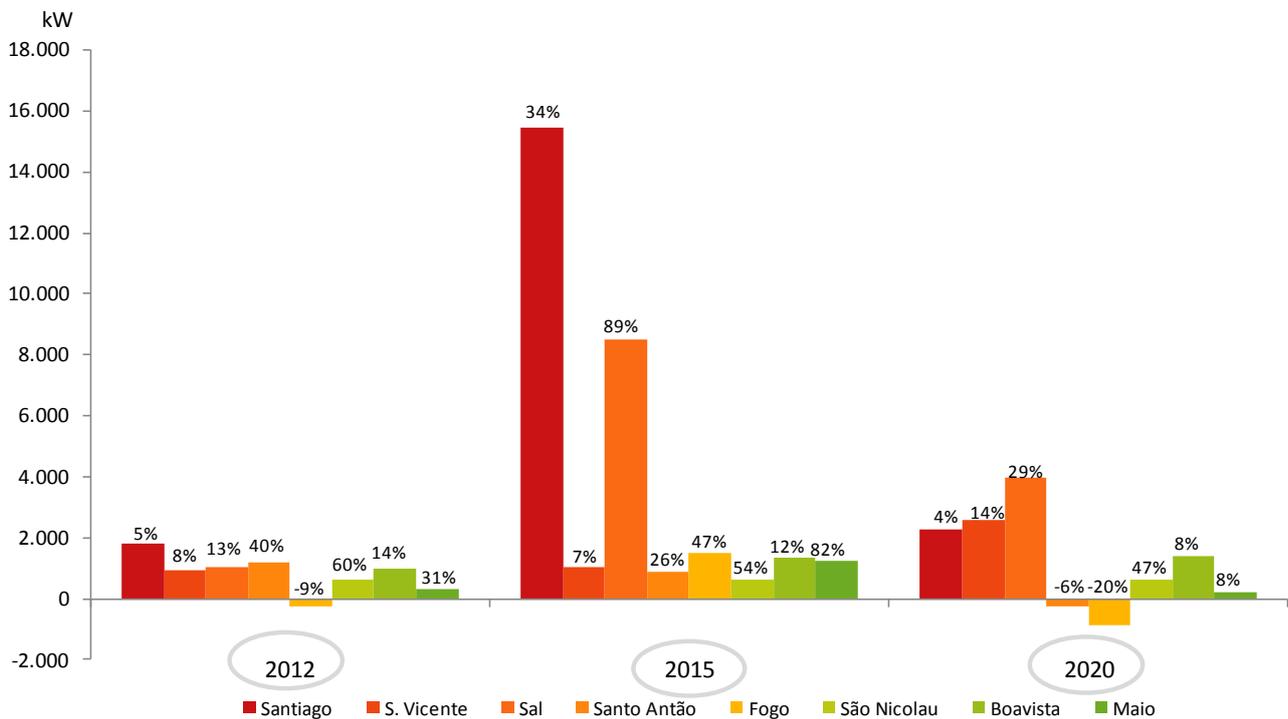


Figura 8.9 - Análise global do índice de cobertura de ponta para os anos de 2012, 2015 e 2020.

## 8.5 CENÁRIOS

### 8.5.1 ENQUADRAMENTO

Após a caracterização técnica e económica de todos os projectos de energias renováveis identificados no capítulo 7 e, depois de conferida a melhor solução técnica para a ligação à rede eléctrica dos vários sistemas e optimizada a sua integração através da aplicação do modelo SIMRES®, foram estudados três cenários para a avaliação do desenvolvimento de projectos de Energias Renováveis em Cabo Verde:

- *Cenário Mercado*
- *Cenário Económico*
- *Cenário 50% Renováveis*

A metodologia utilizada para a análise e selecção dos diferentes cenários encontra-se ilustrada na Figura 8.10.

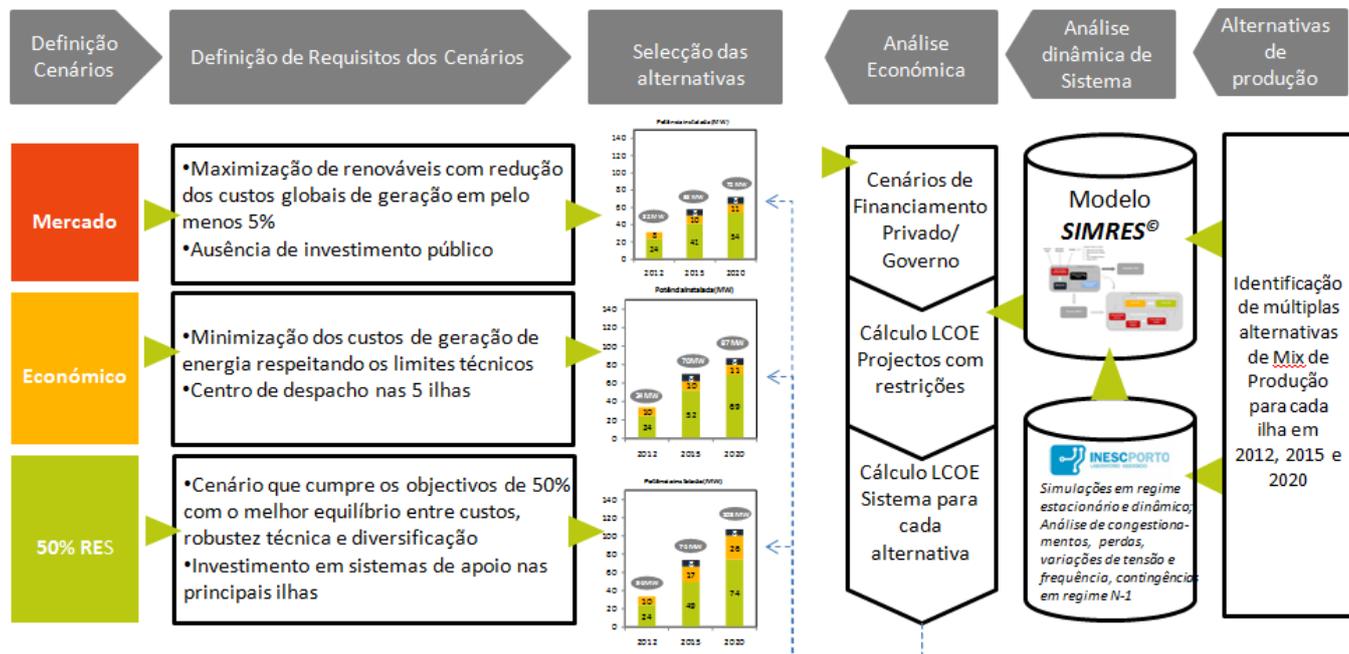


Figura 8.10 – Metodologia de análise e selecção dos cenários

Apresentam-se nos subcapítulos seguintes as principais características associadas a cada cenário.

### 8.5.1.1 MERCADO

O *Cenário Mercado* caracteriza-se por assentar na maximização da integração de energias renováveis com redução dos custos globais de geração em pelo menos 5%.

Sendo este cenário desenvolvido na ausência de investimento público, todo o investimento em novos empreendimentos de aproveitamento de energias renováveis caberá a privados, considerando-se neste caso a existência de um regime tarifário *feed in*, essencial ao financiamento dos projectos.

A taxa interna de retorno considerada para efeitos de cálculo, neste estudo, para este cenário foi de 12% para o projecto e de 20% para o accionista.

No que respeita a condicionantes técnicas, este cenário impõe a existência de um centro de despacho centralizado para cada rede/ilha de forma a permitir a gestão do parque electroprodutor de forma segura e optimizada, minimizando o desperdício de energia renovável excedente. Dada a garantia de uma tarifa *feed in* e as condicionantes técnicas para garantia de segurança e estabilidade das redes, foi considerado neste cenário um limite para o desperdício de energia renovável disponível que toma o valor de 20% para as ilhas de Santiago, São Vicente e Sal e de 10% para as restantes ilhas estudadas.

### 8.5.1.2 ECONÓMICO

O *Cenário Económico* fundamenta-se numa política de minimização dos custos de geração de energia eléctrica tendo em consideração quer os limites técnicos estabelecidos para os sistemas de produção de energia, quer os critérios de segurança e estabilidade das redes de transporte e distribuição.



Para efeitos de financiamento, este cenário foi desenvolvido considerando o recurso a linhas de crédito concessionais, tendo sido considerada uma taxa de financiamento de 1,7%.

Quanto a critérios técnicos e, uma vez que este cenário conduz a penetrações de energia renovável mais agressivas, tendo sido considerada, além da instalação de centros de despacho centralizados para cada rede/ilha de forma a permitir a gestão do parque electroprodutor de forma segura e optimizada, a instalação de sistemas de apoio sempre que justificada a rentabilidade do investimento associado, como é o caso de recurso a *flywheels*<sup>29</sup>.

### 8.5.1.3 50% RENOVÁVEL

O *Cenário 50% Renovável* é o mais ambicioso em termos de penetração de energias renováveis na rede. Consegue-se com este cenário cumprir os objectivos estabelecidos pelo Governo de Cabo Verde, chegando a uma taxa de penetração de energias renováveis de 50%, tendo sempre em conta o melhor compromisso entre custos, robustez técnica e diversificação de fontes de energia. Neste cenário privilegia-se a introdução de energia solar fotovoltaica, tendo-se estabelecido um limite de aumento no total de geração de €2/MWh, visando não só a promoção da diversificação tecnológica mas também antevendo a previsível redução dos custos desta tecnologia no horizonte temporal estudado.

Para efeitos de financiamento, este cenário foi desenvolvido considerando o recurso a linhas de crédito concessionais para os projectos nas ilhas de Santiago e São Vicente, tendo sido considerada uma taxa de financiamento de 1,7%, de forma a compensar produzir renováveis com limitações de produção elevadas nos momentos de excesso de energia e, ainda, com o intuito de simplificar a gestão do sistema num contexto de elevadas restrições técnicas. Para as restantes ilhas, considerou-se um financiamento em mercado. Este cenário é, portanto, um cenário híbrido.

Os critérios técnicos considerados são em tudo semelhantes aos do *Cenário Económico*, divergindo apenas no que concerne ao investimento em sistemas de apoio que será neste cenário um pouco mais alargado. Assim, além das *flywheels*, considera-se ainda o investimento em sistemas de armazenamento de energia (bombagem pura), permitindo a estes atingir níveis de integração de renováveis na rede superiores aos alcançados no *Cenário Económico*.

## 8.5.2 TAXAS DE PENETRAÇÃO DE ENERGIAS RENOVÁVEIS

Actualmente o parque electroprodutor do arquipélago de Cabo Verde assenta, essencialmente, na produção de energia com recurso a combustíveis fósseis, no entanto as ilhas de Santiago, São Vicente e Sal apresentam já alguma geração de energia proveniente de fontes renováveis. Na ilha de Santiago, além de um parque eólico antigo que encontra-se distante das condições plenas de funcionamento para o qual foi projectado, foi instalado um parque solar fotovoltaico de 5 MW de potência, alcançando assim uma penetração de 12%<sup>30</sup> de energias renováveis na rede. São Vicente tem uma penetração de energias renováveis de 5 %, atribuíveis à produção de um parque eólico cujas condições de operação são já bastante débeis, em resultado da idade do empreendimento. A ilha do Sal apresenta uma integração de energias renováveis na rede eléctrica de 13%, sustentada por um parque eólico (2%) antigo e, por um parque solar fotovoltaico (11%<sup>31</sup>) instalado no ano de 2010, com uma potência instalada de 2,5MW. A ilha do Maio tem um projecto eólico (uma turbina de 150 kW), cuja torre já se encontra num estado avançado de degradação, não produzindo, neste momento, energia eléctrica.

Com a concretização de um dos cenários propostos, Cabo Verde verá a sua taxa de penetração de energias renováveis passar dos actuais 9% para 43% no *Cenário Mercado*, para 46% no *Cenário Económico* ou para 51% no *Cenário 50% Renováveis*, em

<sup>29</sup> Volantes de Inércia.

<sup>30</sup> Valor expectável. Deverá ser confirmado com os valores de produção real no final do ano de 2011.

<sup>31</sup> Valor expectável. Deverá ser confirmado com os valores de produção real no final do ano de 2011.



2020. As taxas de penetração de energia renovável, por tecnologia, encontram-se representadas nos gráficos da Figura 8.11, para os anos de referência - 2012, 2015 e 2020.

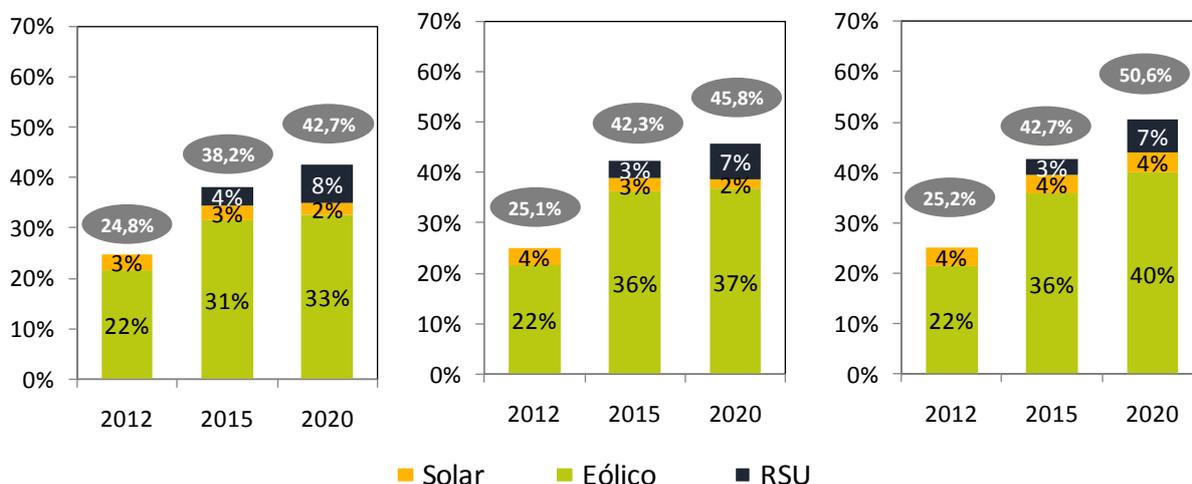


Figura 8.11 - Percentagem da produção com base em energias renováveis, *Cenário Mercado, Cenário Económico e Cenário 50% Renováveis*

A maior penetração de energias renováveis no *Cenário 50% Renovável* deve-se, essencialmente, à maior penetração da energia eólica e RSU, que neste cenário, para o ano de 2020, representa 40% e 7% da energia total gerada respectivamente. Esta penetração é atingida graças à possibilidade de armazenamento de energia conseguida pelo sistema de bombagem pura que permite armazenar a energia excedente nas horas de menor consumo e utilizá-la nos períodos de maior consumo ou indisponibilidade de recursos renováveis. De referir que este sistema é apoiado com um dispositivo de *flywheels*, que têm um rápido tempo de resposta permitindo, desta forma, compensar o tempo que a bombagem demora a arrancar e a ajustar à potência solicitada.

Pela análise realizada, pode concluir-se que Cabo Verde reúne todas as condições necessárias para atingir níveis próximos de 50% de taxa de penetração de energias renováveis em 2020, estando apenas essa meta dependente da vontade e disponibilidade do Governo cabo-verdiano.

A Figura 8.12 apresenta a evolução dos custos médios de geração<sup>32</sup> das nove ilhas para os três cenários estudados, estando representadas as diferentes evoluções do valor dos custos médios de geração. Verifica-se que é no *Cenário Económico* que se regista o menos valor absoluto de custo de produção (€125/MWh). No cenário *Cenário 50% Renováveis*, observa-se uma evolução semelhante à do sector económico, sendo que em 2020 o custo de produção é de €126,8/Mwh.

<sup>32</sup> Considerando os custos médios de geração de cada tecnologia e os resultados da aplicação do modelo SIMRES® em cada cenário.

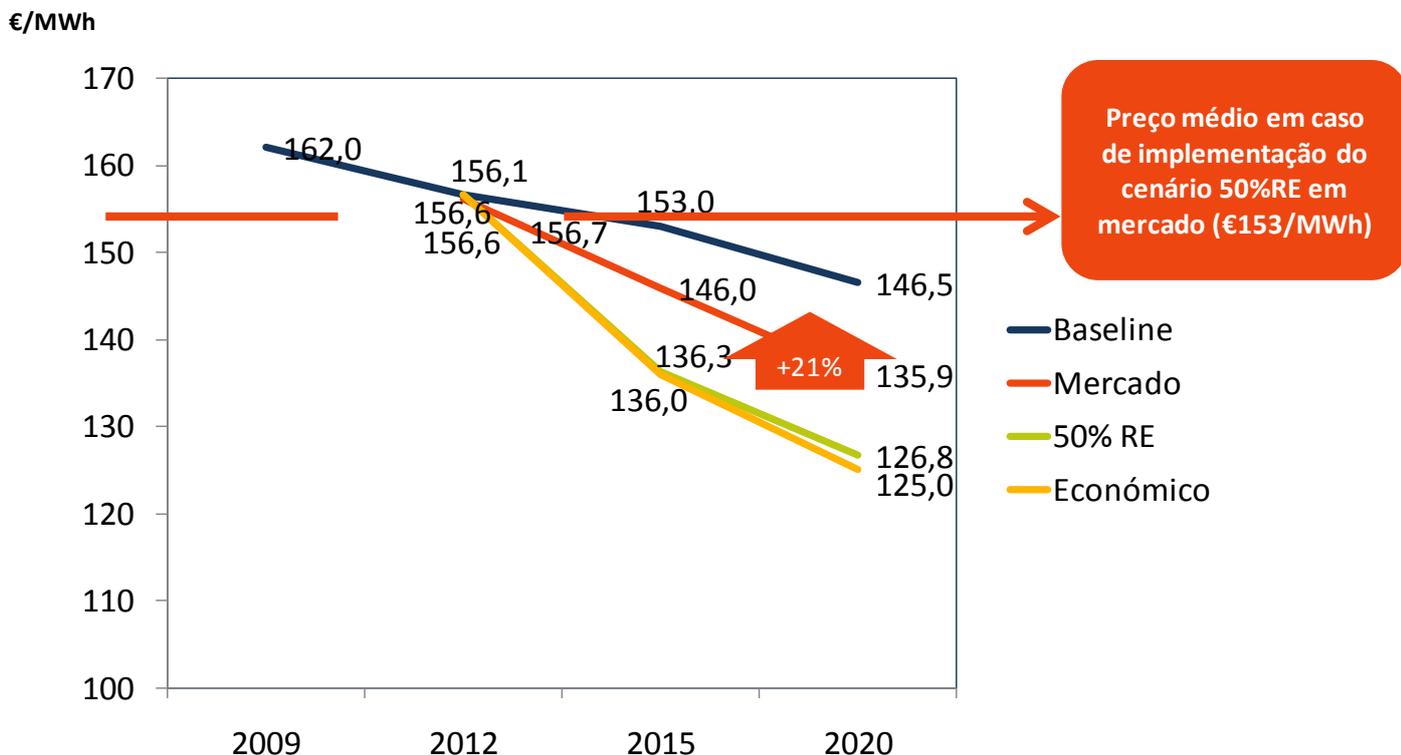


Figura 8.12 - Evolução dos custos médios de geração das cinco ilhas nos três cenários

O gráfico da Figura 8.12 evidencia a redução do preço médio de geração de energia em Cabo Verde em cada um dos cenários estudados. Note-se que o cenário 50% Renovável permite uma redução de cerca de 21% naquele custo.

### 8.5.3 IMPACTOS ECONÓMICOS, SOCIAIS E AMBIENTAIS

Da análise dos cenários conclui-se que da aplicação de qualquer um dos cenários propostos resultará um desenvolvimento económico e social do País. Não obstante, o *Cenário 50% Renovável* ser o cenário mais estruturante para Cabo Verde a nível dos impactos/benefícios económicos, sociais e também ambientais.

Com efeito, analisando o *Cenário Mercado* este representa um investimento de mais de € 145 M ao longo dos próximos 10 anos, o que traduz-se na criação de mais de 300 postos de trabalho durante este período de tempo, que corresponde à fase de construção de todos os empreendimentos de energias renováveis. Adicionalmente estes investimentos vão criar necessidades de mão-de-obra permanente, para operação e manutenção das centrais que serão construídas, o que permitirá criar, aproximadamente, mais 20 postos de trabalho por ano.

O *Cenário Económico* representa um investimento superior ao *Cenário Mercado* em € 32 M, correspondendo a um aumento de 15 MW de potência eólica, exclusivamente. A implementação deste cenário permite a criação de 368 postos de trabalho associados à construção de todos os empreendimentos, sendo que as necessidades de operação e manutenção irão gerar cerca de 250 postos de trabalho directos e indirectos.



Analisando o cenário *50% Renováveis*, verifica-se que este representa um investimento de aproximadamente €308M ao longo dos próximos 10 anos, ou seja, o investimento em infraestruturas renováveis é, consideravelmente, superior face ao *Cenário Mercado*. Este aumento no investimento deve-se à construção de mais 5 centrais de energia renovável, o que se traduz na criação de aproximadamente 515 postos de trabalho durante este período de tempo relativos à fase de construção. Adicionalmente, no cenário *50% Renovável*, todo este investimento irá criar necessidades de mão-de-obra permanente para O&M das centrais num total de aproximadamente mais 340<sup>33</sup> postos de trabalho.

Para além do impacto económico e social resultante dos fortes planos de investimento potenciados pelo desenvolvimento de projectos de energias renováveis em Cabo Verde, a implementação de qualquer um destes cenários de energias renováveis, permitirá o desenvolvimento de infra-estruturas básicas, como sejam, estradas e acessos, necessários ao desenvolvimento das obras das centrais. Para além da beneficiação de acessos e estradas já existentes, o desenvolvimento destes cenários criará a necessidade de construção de novas vias rodoviárias o que trará benefícios directos para toda a população, potenciando o desenvolvimento da economia por via da facilitação da circulação de pessoas e bens.

Relativamente à bombagem pura, mesmo na perspectiva ambiental, em regra mais penalizada por este tipo de obra, existem benefícios particulares para o Arquipélago, nomeadamente melhorias na recarga dos aquíferos circundantes e a criação de zonas favoráveis à colonização de áreas áridas. Os benefícios sociais e económicos aparentam um balanço positivo. A criação de albufeiras pode constituir uma reserva estratégica de água doce, se forem considerados fins múltiplos no dimensionamento das albufeiras. Dada a escassez e intermitência do recurso hídrico superficial, este aspecto pode tornar-se de importância extrema, sobretudo para a agricultura. Acresce ainda o efeito multiplicador na economia, decorrente dos postos de trabalho criados e do reforço da rede eléctrica com estes centros electroprodutores.

Face à presente perspectiva de desenvolvimento do sector eléctrico de Cabo Verde, actualmente caracterizada numa geração, essencialmente, assente em combustíveis fósseis, o desenvolvimento das energias renováveis, para além dos inquestionáveis benefícios ambientais, que se traduzem em reduções nas emissões de gases com efeito de estufa, alinhando o País com as melhores práticas ambientais e de desenvolvimento sustentável mundiais.

A implementação destes cenários evita a emissão de 0,19 Mton de CO<sub>2</sub> para a atmosfera no *Cenário Mercado*, 0,2 Mton no *Cenário Económico* e de 0,22 Mton de CO<sub>2</sub> no *Cenário 50% Renováveis*. Estas poupanças a nível das emissões de dióxido de carbono traduzem-se, para além das emissões evitadas, em créditos de carbono que podem ser negociados nos mercados internacionais, correspondendo a um valor anula de €1,87M para o *Cenário Mercado*, de €2,0M no *Cenário Económico* e de €2,2M para o *Cenário 50% Renováveis*. As emissões evitadas na geração de energia eléctrica, associadas ao custo sustentável da energia obtido pela implementação de energia renovável em Cabo Verde, podem também significar uma janela de oportunidade na captação de investimento para o sector industrial.

Na Figura 8.13 encontram-se resumidos os impactos/benefícios económicos, sociais e ambientais associados a cada um dos cenários estudados, considerado, para efeitos de cálculo, um cenário de preços de fuelóleo e de gasóleo de 55 ECV/kg e 89 ECV/kg, respectivamente, e uma tarifa de €10 ton de CO<sub>2</sub> para as emissões evitadas.

---

<sup>33</sup> inclui cerca de 20 a 30 postos de trabalho fabris uma vez que, dadas as quantidades de equipamentos que este cenário requer, admite-se a possibilidade de viabilizar uma fábrica de produção de módulos fotovoltaicos.

# DESENVOLVIMENTO E ESTUDO DE CENÁRIOS DE PENETRAÇÃO DE ENERGIAS RENOVÁVEIS



	Cenário Mercado	Cenário Económico	Cenário 50% Renováveis
Penetração renováveis	43% de Renováveis em 2020 92 MW instalados (incl. InfraCo) • 72 MW Eólicos • 12 MW Solares • 7,5 MW RSU	46% de Renováveis em 2020 106 MW instalados (incl. InfraCo) • 87 MW Eólicos • 12 MW Solares • 7,5 MW RSU	50% de Renováveis em 2020 <b>125 MW instalados (incl. InfraCo)</b> • <b>94 MW Eólicos</b> • <b>24 MW Solares</b> • <b>7,5 MW RSU</b>
Novos investimentos	€145M (58 MW de novos projectos)	€177M <sup>1</sup> (72 MW de novos projectos)	€308M <sup>2</sup> (90 MW de novos projectos + 20MW de bombagem pura) <b>2011 a 2015: €152M</b> <b>2016 a 2020: €156M</b>
Geração de emprego	Construção (total do período): •320 Postos de trabalho Operação e Manutenção (anual): •226 Postos de trabalho directos e indirectos	Construção (total do período): •368 Postos de trabalho Operação e Manutenção (anual): •249 Postos de trabalho directos e indirectos	Construção (total do período): • <b>515 Postos de trabalho</b> Operação e Manutenção (anual): • <b>313 Postos de trabalho</b> • <b>Possibilidade de viabilizar uma fábrica na área solar : +20 a 30 P.T.</b>
Redução nas Importações e Custos de combustível	Custo geração: €136/MWh (-16%) Redução de: - 62M litros/ano de Heavy Fuel - €31M/ano de importações	Custo geração: €125/MWh (-23%) Redução de: - 67M litros/ano de Heavy Fuel - €33M/ano de importações	<b>Custo geração: €127/MWh (-22%)</b> <b>Redução de:</b> <b>- 75M litros/ano de Heavy Fuel</b> <b>- €37M/ano de importações</b>
Redução de CO2	187.000 toneladas ~€1,87M/ano em CDMs	200.690 toneladas ~€2,0M/ano em CDMs	<b>220.000 toneladas</b> <b>~€2,2M/ano em CDMs</b>

1 Inclui ligação marítima São Vicente / Santo Antão

2 Inclui ligação marítima São Vicente / Santo Antão; Sistemas de armazenamento de energia; Sistema de despacho

Figura 8.13 - Resumo dos impactos sócio-económicos dos três cenários





## 9 PLANO DE IMPLEMENTAÇÃO 2010-2020

### 9.1 PROJECTOS RENOVÁVEIS

De acordo com a análise efectuada, no subcapítulo 8.5, os cenários analisados representam uma oportunidade de desenvolvimento e de crescimento económico ímpar na história de Cabo Verde.

Os cenários desenvolvidos pela GESTO apresentam vantagens e inconvenientes que deverão ser ponderados pelo Governo de Cabo Verde.

O *Cenário Mercado* pressupõe um racional de maximização de renováveis com redução de custos globais numa óptica de investimento privado, sendo por isto, um cenário com uma ambição moderada face aos restantes cenários estudados.

O *Cenário Económico* assume uma racionalidade económica inquestionável e um plano de investimentos já com uma significativa ambição. No entanto, as limitações existentes no sistema eléctrico e a ausência de investimento em sistemas de armazenamento de energia, nomeadamente centrais hídrica de bombagem, condicionam o investimento em outros projectos economicamente interessantes.

O *Cenário 50% Renováveis* permite um nível de integração de renováveis e geração de riqueza muito superior, mas implica um montante de investimento muito significativo (cerca de €62,2M/ano ao longo dos próximos 10 anos<sup>34</sup>). A aposta neste cenário também pressupõe a consideração e ponderação de um conjunto de externalidades positivas associadas aos projectos, quer ambientais, quer sócio-económicas.

Analisados os três cenários, a GESTO recomenda que o Governo de Cabo Verde avance com a implementação dos projectos que constituem o *Cenário 50% Renováveis*, dando seguimento a um plano de desenvolvimento que permitirá alcançar a meta imposta pelo mesmo, i. e., de atingir uma taxa de penetração de energias renováveis de 50% até 2020.

O *Cenário 50% Renováveis*, como mencionado, pressupõe que o financiamento dos projectos seja realizado mediante utilização de linhas de crédito nas duas maiores ilhas, e em mercado nas restantes. Estas linhas de crédito além de condições de financiamento muito atractivas permitem reduzir significativamente o risco dos promotores (cujo pagamento é garantido pelo Estado de origem).

O desenvolvimento das energias renováveis, numa economia como a de Cabo Verde, irá representar não só uma viragem económica do país, mas também delinear uma visão de futuro, colocando o país na linha da frente dos países modelo no desenvolvimento das novas tecnologias e na procura de um modelo de desenvolvimento sustentável de toda a economia.

A Figura 9.1 apresenta a localização e a capacidade instalada dos vários projectos de energias renováveis por fonte, de acordo com o cenário proposto.

---

<sup>34</sup> Inclui investimentos em potência renovável, infra-estruturas renováveis, redes e em potência térmica

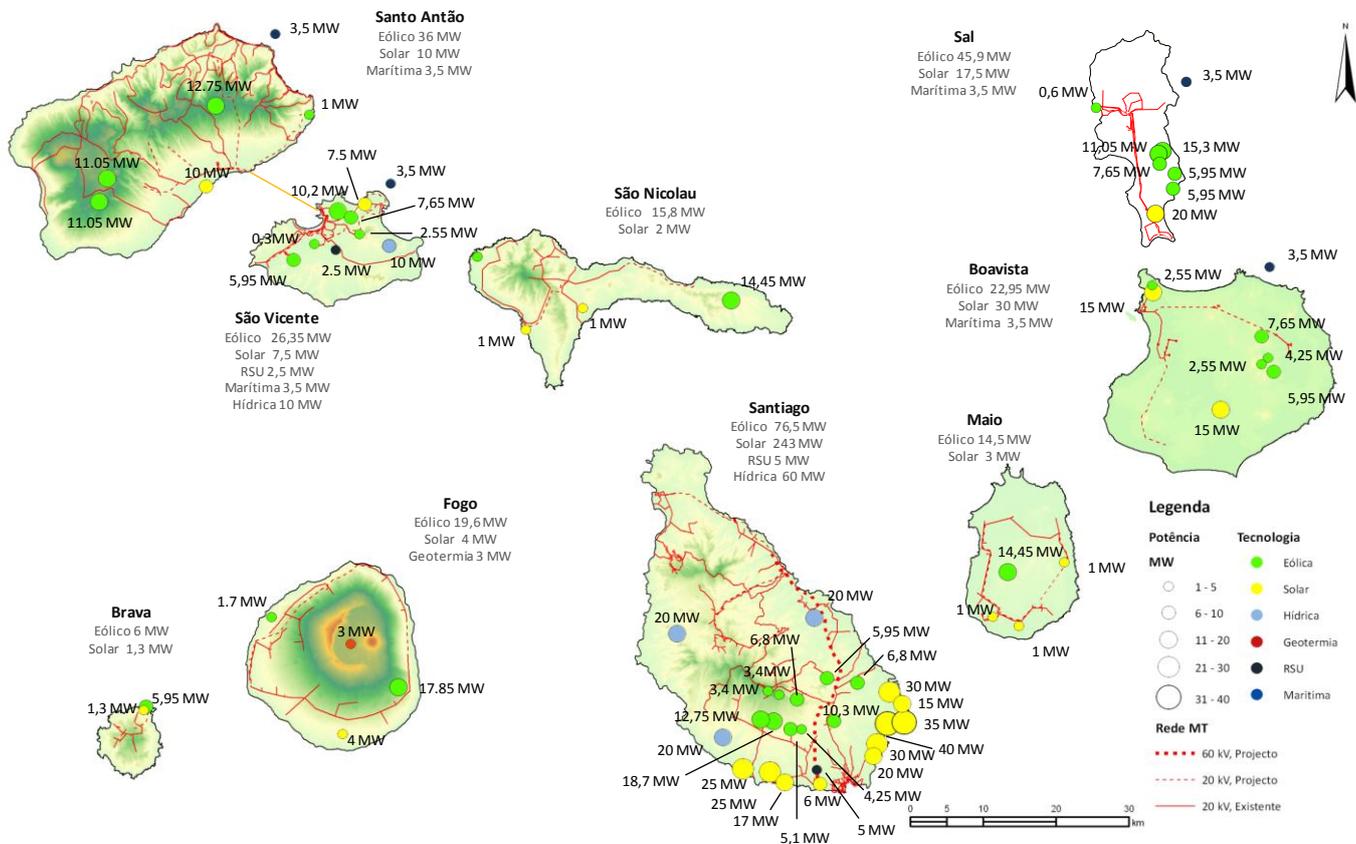


Figura 9.1 - Projectos em 2020 – Cenário 50% Renováveis

No Quadro 9.1 apresenta-se uma síntese do planeamento, nomeadamente da data prevista para construção e da entrada em operação dos projectos, viabilizados técnica e economicamente para o cenário *50% Renováveis*. Resume-se igualmente a potência a instalar e o investimento<sup>35</sup> de cada empreendimento que integrará o sistema eléctrico de Cabo Verde.

<sup>35</sup> Investimento a preços de 2010

**Quadro 9.1 - Plano de implementação proposto**

ILHA	PROJECTO	Capex [€]	Execução [Anos]	Vida Projecto [Anos]	Pot. em Serviço [2012]	Pot. em Serviço [2015]	Pot. em Serviço [2020]	Potência Instalada [MW]	Investimento [2010-2012]	Investimento [2013-2015]	Investimento [2016-2020]
	PE de Monte Leão	8.310.000 €	1,5	20		3,40 MW		3,40 MW		8,31 M€	
	PE de Rui Vaz	8.051.000 €	1,5	20		3,40 MW		3,40 MW		8,05 M€	
	PE de Pedra Branca	15.080.000 €	1,5	20		6,80 MW		6,80 MW		15,08 M€	
	PE de Achada da Mostarda	38.630.000 €	1,5	20		12,80 MW	5,90 MW	18,70 MW		26,44 M€	12,19 M€
	PE de Montes Redondos	14.300.000 €	1,5	20			6,80 MW	6,80 MW			14,30 M€
	Central RSU Praia	22.500.000 €	1,5	30		5,00 MW		5,00 MW		22,50 M€	
	Bombagem Chã Gonçalves	39.500.000 €	4,0	50			20,00 MW	20,00 MW			39,50 M€
	PS da Achada da Cidade Velha	29.250.000 €	1,0	25		3,00 MW	6,00 MW	9,00 MW		9,75 M€	19,50 M€
	PS do Palmarejo	3.250.000 €	1,0	25		1,00 MW		1,00 MW		3,25 M€	
	FlyWheels	15.100.000 €	1,0	15							15,10 M€
<b>SANTIAGO</b>	<b>TOTAL</b>	<b>193.971.000 €</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>0,00 MW</b>	<b>35,40 MW</b>	<b>38,70 MW</b>	<b>74,10 MW</b>	<b>0,00 MW</b>	<b>93,38 MW</b>	<b>100,59 MW</b>
	PE de Serra Negra	3.880.000 €	1,5	20				1,70 MW			3,88 M€
<b>SAL</b>	<b>TOTAL</b>	<b>3.880.000 €</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>0,00 MW</b>	<b>0,00 MW</b>	<b>1,70 MW</b>	<b>1,70 MW</b>	<b>- €</b>	<b>- €</b>	<b>3,88 €</b>
	PE de Cova Figueira	3.679.143 €	1,5	20		0,85 MW	0,85 MW	1,70 MW		1,84 M€	1,84 M€
	PS do Fogo (I)	3.250.000 €	1,5	25		0,50 MW	0,50 MW	1,00 MW		1,63 M€	1,63 M€
<b>FOGO</b>	<b>TOTAL</b>	<b>6.929.143 €</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>0,50 MW</b>	<b>1,35 MW</b>	<b>0,85 MW</b>	<b>2,70 MW</b>	<b>1,63 €</b>	<b>3,46 €</b>	<b>1,84 €</b>
	PS de Porto Novo	6.500.000 €	1,0	25	0,50 MW	0,50 MW	1,00 MW	2,00 MW	1,63 M€	1,63 M€	3,25 M€
	PE de João D'Évora	5.520.000 €	1,5	20				2,55 MW			5,52 M€
	PE da Areia Branca	15.659.222 €	1,5	20		5,95 MW	1,70 MW	7,65 MW		12,18 M€	3,48 M€
	Central RSU Mindelo	11.250.000 €	1,5	25				2,50 MW			11,25 M€
	PS de Salamanza	3.250.000 €	1,0	25	1,00 MW			1,00 MW	3,25 M€		
	FlyWheels	9.400.000 €	1,0	15							9,40 M€
	Cabo Submarino	13.551.000 €								13,55 M€	
<b>S. VICENTE / SANTO ANTÃO</b>	<b>TOTAL</b>	<b>65.130.222 €</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1,50 MW</b>	<b>6,45 MW</b>	<b>7,75 MW</b>	<b>15,70 MW</b>	<b>4,88 €</b>	<b>27,36 €</b>	<b>32,90 €</b>
	PE da Praia Branca	997.000 €	1,5	20		0,33 MW		0,33 MW		1,00 M€	
	PS da Cacimba	1.300.000 €	1,5	20	0,20 MW		0,20 MW	0,40 MW	0,65 M€		0,65 M€
<b>SÃO NICOLAU</b>	<b>TOTAL</b>	<b>2.297.000 €</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>0,20 MW</b>	<b>0,33 MW</b>	<b>0,20 MW</b>	<b>0,73 MW</b>	<b>0,65 €</b>	<b>1,00 €</b>	<b>0,65 €</b>
	PE de Mesa	15.440.000 €	1,5	20		3,40 MW	4,25 MW	7,65 MW		6,86 M€	8,58 M€
	PE de Falcão	3.740.000 €	1,5	20				2,55 MW			3,74 M€
<b>BOAVISTA</b>	<b>TOTAL</b>	<b>19.180.000 €</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>0,00 MW</b>	<b>3,40 MW</b>	<b>6,80 MW</b>	<b>10,20 MW</b>	<b>- €</b>	<b>6,86 €</b>	<b>12,32 €</b>
	PE da Batalha	1.710.000 €	1,5	20			0,85 MW	0,85 MW			1,71 M€
	PS de Esgrovere	1.950.000 €	1,5	20	0,15 MW	0,15 MW	0,30 MW	0,60 MW	0,49 M€	0,49 M€	0,98 M€
<b>MAIO</b>	<b>TOTAL</b>	<b>3.660.000 €</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>0,15 MW</b>	<b>0,15 MW</b>	<b>1,15 MW</b>	<b>1,45 MW</b>	<b>0,49 €</b>	<b>0,49 €</b>	<b>2,69 €</b>
	PE de Ventos da Furna	1.740.000 €	1,5	20		0,85 MW		0,85 MW		1,74 M€	
	PS da Furna	4.257.500 €	1,5	20		0,92 MW	0,39 MW	1,31 MW		2,99 M€	1,27 M€
<b>BRAVA</b>	<b>TOTAL</b>	<b>5.997.500 €</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>0,00 MW</b>	<b>1,77 MW</b>	<b>0,39 MW</b>	<b>2,16 MW</b>	<b>- €</b>	<b>4,73 €</b>	<b>1,27 €</b>
<b>Sistemas de Gestão</b>	<b>TOTAL</b>	<b>7.418.000 €</b>	<b>1</b>						<b>3,85 M€</b>	<b>3,57 M€</b>	<b>-</b>
<b>ARQUIPÉLAGO</b>	<b>TOTAL</b>	<b>308.462.865 €</b>			<b>2 MW</b>	<b>49 MW</b>	<b>58 MW</b>	<b>109 MW</b>	<b>11 M€</b>	<b>141 M€</b>	<b>156 M€</b>

## 9.2 INVESTIMENTOS EM INFRA-ESTRUTURAS

Tendo em conta o plano de investimentos descrito em 9.1 e o crescimento do consumo energético analisado no ESTUDO DA EVOLUÇÃO DA PROCURA foram, em parceria com a Unidade de Sistemas de Energia do INESC, identificados alguns investimentos essenciais à garantia de segurança e operacionalidade das redes das nove ilhas que constituem o âmbito do Plano.

No Anexo G do PLANO DE INVESTIMENTOS apresentam-se todas as propostas de investimento em infra-estruturas consideradas relevantes e necessárias. Estas propostas resultam das análises realizadas no âmbito da avaliação do impacto da integração de fontes de energia renovável nas redes eléctricas das diferentes ilhas que compõem o âmbito do projecto. Estes estudos foram realizados com recurso a modelos matemáticos disponíveis na plataforma de simulação PSS/E (*Power System Simulator for Engineering*), com base nos elementos facultados pela ELECTRA para o efeito.



Dada a importância dos impactos que as alterações climáticas bruscas podem ter na produção de energia de origem fotovoltaica e eólica na estabilidade dos sistemas, estes foram estudados com detalhe, tendo sido elaborada uma especificação técnica conceptual para um sistema de previsão de produção eólica e solar - Anexo D.

Dos estudos técnicos desenvolvidos resultaram limitações que foram tidas em consideração na especificação dos cenários considerados no PLANO ENERGÉTICO RENOVÁVEL DE CABO VERDE, e uma série de propostas de investimento que se consideram necessárias para a garantia de fiabilidade, estabilidade e segurança da exploração das redes de cada uma das ilhas analisadas, nomeadamente ao nível do:

- Reforço de linhas de média tensão, de forma a evitar sobrecargas devidas ao trânsito da energia gerada nos novos projectos renováveis;
- Automatização do arranque de algumas unidades térmicas existentes, de forma a responder de forma célere a eventuais oscilações bruscas da produção dos projectos renováveis;
- Instalação de sistemas de despacho locais, cujas especificações se apresentam detalhadamente no Anexo C, para gestão das redes em cenários de elevada penetração de energias renováveis.

A operação dos sistemas com um excesso significativo de renováveis demonstra-se economicamente vantajosa, dado o excelente recurso eólico de Cabo Verde.

A implementação de centros de despacho demonstra-se fundamental para a exploração dos sistemas eléctricos nos cenários de maior penetração de energias renováveis de forma a garantir a gestão do excesso de energia renovável.

A elevada integração de renováveis obriga à limitação ou deslastre das unidades de produção renováveis em horas de elevado recurso e/ou reduzido consumo bem como nos momentos em que se atingem determinados limites máximos a partir dos quais não é possível garantir a estabilidade dos sistemas, nomeadamente no que diz respeito ao controlo da frequência da rede.

Destacam-se os seguintes investimentos como os mais relevantes do plano de acção proposto pela GESTO, apresentando-se os restantes no Anexo E do PLANO DE INVESTIMENTOS.

Em Santiago, o investimento numa central de bombagem pura com sistemas de armazenamento de energia (*flywheels*) integrados são condição essencial para atingir os níveis de penetração pretendidos com eficiência e segurança, representando um sobrecusto aceitável face aos benefícios conseguidos, nomeadamente:

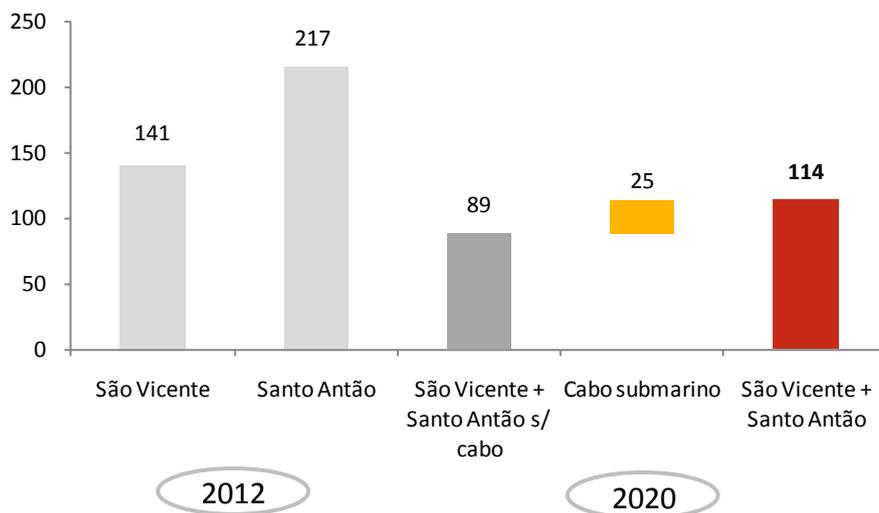
- A bombagem permite acumular energia renovável em excesso e transferi-la para os períodos de ponta evitando assim uma quantidade relevante de energia que de outra forma seria desperdiçada;
- A disponibilidade da bombagem juntamente com um sistema de inércia permite substituir parcialmente a reserva girante do sistema, garantida pelas unidades térmicas convencionais, permitindo uma maior integração de renováveis e reduzindo o custo de operação do sistema;
- A possibilidade de aproveitamento da água doce armazenada para fins agrícolas;
- A criação de uma reserva estratégica de água doce

Para São Vicente propõe-se a instalação de um sistema de armazenamento de energia (*flywheels*) integrado com unidades gasóleo de emergência de forma a permitir uma redução da reserva girante necessária à segurança e estabilidade do sistema, maximizando a integração de energias renováveis e reduzindo os custos de operação do sistema.

O presente cenário preconiza a interligação dos sistemas eléctricos de São Vicente e Santo Antão por meio de um cabo submarino que permitirá o trânsito da energia gerada em São Vicente para a ilha de Santo Antão. O cabo submarino



permitirá melhorar, significativamente, a qualidade e custo da energia em Santo Antão, criando escala suficiente no novo sistema interligado. A Figura 9.2 permite analisar economicamente o impacto da interligação entre estas duas ilhas, verificando-se que o custo de geração do sistema São Vicente/Santo Antão é inferior aos actuais custos dos dois sistemas isolados.



**Figura 9.2 - Análise económica da interligação marítima São Vicente / Santo Antão**

A construção de uma sub-estação 60/20kV de São Filipe, bem como o reforço de algumas linhas de média tensão demonstra-se necessária, não só para fins de transporte e distribuição de energia para a cidade da Praia mas também para o escoamento da energia produzida pelos projectos renováveis identificados nas suas imediações.

Será ainda necessário continuar a investir no reforço e renovação do parque electroprodutor térmico convencional e dotar algumas unidades da capacidade de arranque automático dos grupos de forma a responder às solicitações dos sistemas de despacho a instalar.

Na Figura 9.3 é possível observar, de uma forma sintetizada, o custo global de todos os investimentos para os anos de referência - 2012, 2015 e 2020, ou seja, o plano de acção preconizado que permite alcançar a meta de 50% Renováveis em 2020.

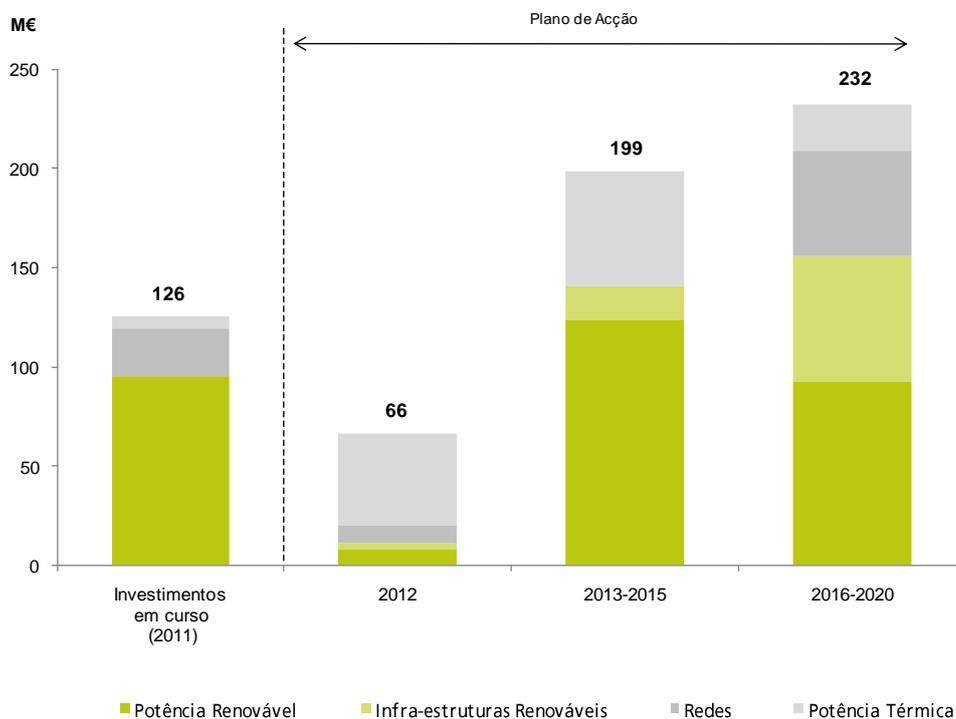


Figura 9.3 – Plano de acção Cabo Verde – 50% Renovável

A Figura 9.4 apresenta o investimento necessário em infra-estruturas renováveis que permite atingir o objectivo de alcançar uma taxa de penetração de 50% de energias renováveis no sistema eléctrico. A par destes investimentos é fundamental que o parque electroprodutor actual seja alvo de várias renovações, nomeadamente ao nível do desmantelamento de grupos térmicos obsoletos, bem como à instalação de nova potência térmica, que permita assegurar a estabilidade e segurança no fornecimento de energia eléctrica.

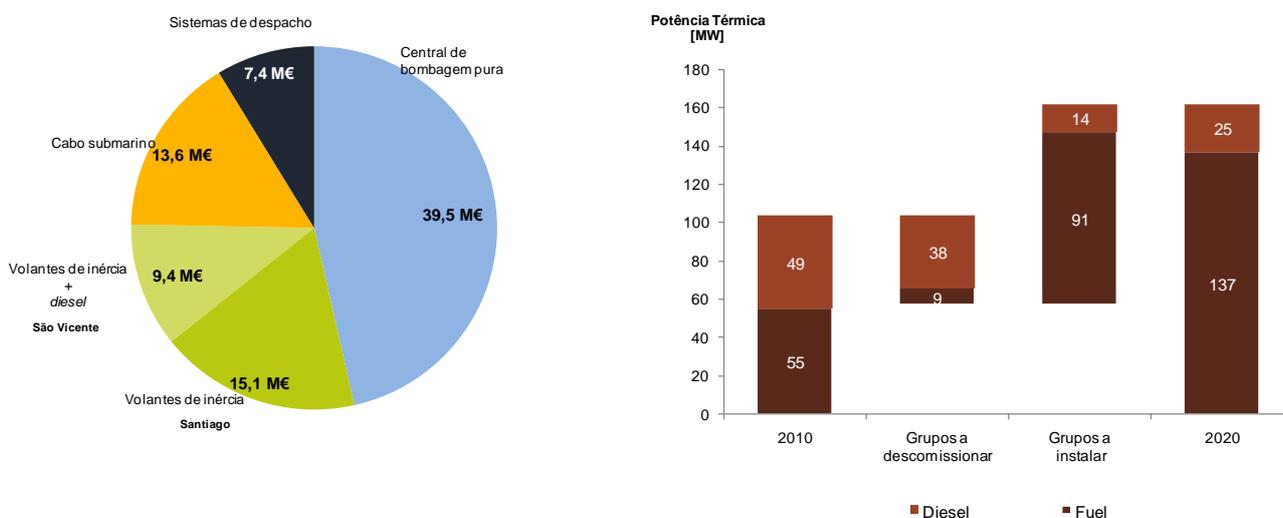


Figura 9.4 – Investimento em infra-estruturas renováveis e investimento em capacidade de geração térmica



No Anexo E do PLANO DE INVESTIMENTOS apresentam-se todas as propostas de investimento em infra-estruturas consideradas relevantes e necessárias no âmbito deste estudo.





## BIBLIOGRAFIA

- Agência de Regulação Económica. (2010). *Agência de Regulação Económica*. Obtido de <http://www.are.cv/>
- Bloomberg New Energy Finance. (2009). *Quarterly Levelised Cost of Energy Outlook (The Cost of Cash: LCOE rises even as costs fall)*.
- David Dunnett, J. S. (2009). Electricity generation from wave power in Canada.
- ELECTRA. (s.d.). Obtido em 2010, de [www.electra.cv](http://www.electra.cv)
- ELECTRA. (2010). *Evolução das Taxas de Cobertura das Redes de Electricidade*.
- ELECTRA, E. e. (2009). *Relatório e Contas 2009*.
- European Investment Bank. (2009). *Cape Verde Wind Power PPP*. Obtido de <http://www.eib.org/projects/pipeline/2008/20080226.htm?lang=-en>
- European Wind Energy Association. (2009). *Economics of Wind Energy*.
- IEA. (2010). *Projected Costs of Generating Electricity*.
- International Monetary Fund. (October de 2010). *World Economic Outlook (Database)*. Obtido de [www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2010/02/weodata/index.aspx](http://www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2010/02/weodata/index.aspx)
- Man. (2010). *Man Diesel*. Obtido de [www.mandieselturbo.com](http://www.mandieselturbo.com)
- Organization of the Petroleum Exporting Countries. (s.d.). *Organization of the Petroleum Exporting Countries*. Obtido de [http://www.opec.org/opec\\_web/en/](http://www.opec.org/opec_web/en/)
- Sanyal, S. K. (January de 2004). Cost of Geothermal Power and Factors that Affect it. *Twenty-Ninth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*, pp. 26-28.
- Sunpower Corporation. (2008). *Levelized Cost of Electricity for Utility-Scale Photovoltaics*.
- Tavares, G., Semião, V., & Carvalho, M. &. (2005). Municipal Solid Waste Valorization as Energy for Isolated Communities. In *100% RES - A challenge for Island Sustainable Development* (p. 308). Lisboa: IST.
- Wartsila. (2010). *Wartsila*. Obtido de [www.wartsila.com](http://www.wartsila.com)
- World Bank. (2010). *Doing Business - Measuring Business Regulations*. Obtido de [www.doingbusiness.org](http://www.doingbusiness.org)
- Risø National Laboratory, et al (2007)*



# Gesto

ENERGY SOLUTIONS

Av. Cáceres Monteiro, nº 10, 1º Sul

1495-131 Algés, Portugal

T. +351 211 544 640

F. +351 211 544 648

[www.gestoenergy.com](http://www.gestoenergy.com)

A PART OF  
**MARTIFER**