

# **SISTEMA ELECTRICO DE GERAÇÃO RENOVÁVEL: O CASO DA ILHA DA BRAVA**

**Fábio Manuel da Silva Lucas**

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em  
**Engenharia Electrotécnica e de Computadores**

Orientadores: Prof. Doutor Carlos Alberto Ferreira Fernandes

Prof. Doutor João Paulo Neto Torres

## **Júri**

Presidente: Prof. Doutor Francisco André Corrêa Alegria

Orientador: Prof. Doutor Carlos Alberto Ferreira Fernandes

Vogal: Prof. Doutor Luís Filipe Moreira Mendes

**Novembro 2019**



## Declaração

Declaro que o presente documento é um trabalho original da minha autoria e que cumpre todos os requisitos do Código de Conduta e Boas Práticas da Universidade de Lisboa.



# Agradecimentos

Este trabalho representa o culminar de uma etapa importante da minha vida, que não teria sido possível sem o apoio de várias pessoas que me fizeram acreditar e nunca me deixaram desistir dos meus objetivos. O seu contributo foi fundamental para a conclusão deste trabalho, e assim, gostaria de lhes agradecer todo o esforço e compreensão que tiveram comigo durante esta etapa. Em especial:

Ao excelente corpo de docentes do Instituto Superior Técnico pelos conhecimentos e competências que me transmitiram ao longo do meu percurso académico. Deste corpo de docentes, expresso o meu profundo agradecimento aos professores: Doutor Carlos Alberto Ferreira Fernandes e Doutor João Paulo Neto Torres, por terem aceitado a orientação desta dissertação e por toda a disponibilidade e colaboração prestada.

À Gesto Energia, empresa internacional de consultoria energética, pelo apoio e disponibilidade dos seus colaboradores, como também pela disponibilização dos dados analisados neste trabalho.

À minha família, em particular aos meus pais, pelo apoio, compreensão e incentivo para não desistir dos meus objetivos. O seu contributo foi fundamental para me tornar na pessoa que sou hoje.

À minha namorada pelo seu apoio incondicional, paciência e carinho neste longo percurso. Obrigado pelas palavras de otimismo, pelo incentivo nos momentos difíceis, por acreditares nas minhas capacidades e por todo o amor e dedicação.

Ao meu amigo e companheiro de curso Bruno Roque pela amizade, apoio e ajuda ao longo desta jornada.

A todos os meus amigos e colegas de faculdade pelo companheirismo, partilha de ideias e apoio durante este percurso.

A todos o meu sincero agradecimento.



# Resumo

Um sector energético estável e economicamente sustentável contribui de forma indubitável para o desenvolvimento empresarial e para a garantia da qualidade de vida das populações. Contudo, o desenvolvimento económico e social em regiões insulares é muito vulnerável, porque nestas regiões existe uma elevada dependência energética externa. Assim, torna-se necessário alterar o atual paradigma energético dessas regiões de forma a aproveitar os seus recursos endógenos renováveis para a geração de energia elétrica.

O trabalho desenvolvido pretende analisar o potencial dos recursos renováveis (solar e eólico) da ilha da Brava e avaliar a capacidade de combinar tecnologias renováveis com um sistema de armazenamento para satisfazer as necessidades do consumo da ilha. Para tal, é iniciada a análise e a caracterização dos dados (consumo, radiação e velocidade do vento) observados na ilha durante um ano. Paralelamente, são analisados vários tipos de tecnologias de armazenamento e determina-se a solução mais adequada às características do sistema de energia elétrica da ilha. O passo seguinte consiste na construção de um modelo matemático, baseado no cálculo do LCOE e do nível de penetração renovável, que determina a combinação otimizada da potência a instalar para cada tecnologia. Os resultados permitem concluir que, apesar do potencial de geração solar ser inferior ao potencial geração eólico, a solução mais económica para implementar de um sistema 100% renovável assenta num parque electroprodutor maioritariamente solar.

## Palavras-chave:

Ilha da Brava, Energia Eólica, Energia Solar, Armazenamento de energia, LCOE.



# Abstract

A stable and sustainable energy industry contributes indubitably to the business development, as well as to guarantee the quality of life of a population. However, the economic and social development of insular regions is very vulnerable, due to the high external energetic dependency. Therefore it is necessary to change the current paradigm of those regions, in order to take advantage of their endogenous resources to generate electrical energy.

The developed work analyses the potential renewable energies (wind and solar) present on the island of Brava, Cape Verde, and assesses its capacity to combine them with an energy storage system that is able to meet the energetic requirements of the island. The first step consists in the analysis and profiling of the data (energy consumption, solar radiation, wind speed) observed in the island during one year. Simultaneously, several types of storing technologies are analysed in order to find the best fitting solution, given the characteristics of the electrical system of the island. The next step consists in the development of a mathematical model, based on LCOE calculus and on the renewable penetration level that determines the optimal mix of power to install of each technology. The results allow to conclude that, in spite of the inferior solar power generation when compared to the wind power, the most economic solution to the implementation of a 100% renewable system consists of an electricity production park primarily composed by solar power.

## Keywords

Brava Island, Wind Energy, Solar Energy, Energy Storage, LCOE.



# Índice

Agradecimentos .....	i
Resumo .....	iii
Abstract.....	v
Keywords: .....	v
Índice .....	vii
Lista de Figuras .....	ix
Lista de Tabelas.....	xi
Lista de Acrónimos e Símbolos .....	xii
Lista de Programas .....	xiv
<b>1</b> <b>Introdução .....</b>	<b>1</b>
1.1      Motivação do Trabalho .....	2
1.2      Enquadramento do Trabalho.....	6
1.3      Objetivos e Metodologia .....	7
1.4      Estrutura da dissertação.....	8
<b>2</b> <b>Análise à Ilha da Brava .....</b>	<b>9</b>
2.1      Localização do Projeto .....	10
2.2      Caracterização do Consumo .....	11
2.2.1      Consumo Recente.....	11
2.2.2      Geração de Energia Elétrica na Brava.....	13
2.2.3      Perspetiva de Evolução.....	15
2.3      Energia Eólica .....	17
2.3.1      Recurso Eólico.....	17
2.3.2      Potência Eólica .....	23
2.3.3      Resultados campanha de medição .....	26
2.4      Energia Solar.....	32
2.4.1      Recurso Solar .....	32

2.4.2	Potência Solar .....	32
2.4.3	Resultados campanha de medição .....	35
2.5	Tecnologia de geração elétrica.....	39
2.5.1	Tecnologia <i>Fuel/Diesel</i> .....	39
2.5.2	Tecnologia Eólica .....	40
2.5.3	Tecnologia Solar Fotovoltaica .....	41
3	Tecnologias de armazenamento .....	43
3.1	Tecnologias de Armazenamento .....	44
3.1.1	Aproveitamento Hidroelétrico Reversível (PHS) .....	45
3.1.2	Ar Comprimido (CAES) .....	46
3.1.3	Volante de Inércia ( <i>Flywheel</i> ) .....	47
3.1.4	Baterias.....	47
3.1.5	Células de Combustível (Hidrogénio).....	48
3.1.6	Supercondensadores .....	49
3.1.7	Supercondutores Magnéticos.....	49
3.2	Seleção da Tecnologia de Armazenamento .....	49
4	Caso de Estudo.....	53
4.1	Abordagem ao Problema.....	54
4.2	Produção Eólica .....	55
4.3	Produção Solar.....	58
4.4	Armazenamento .....	60
4.5	Sistema de Controlo/Despacho .....	61
4.6	Apresentação e Análise dos Resultados .....	62
5	Conclusões .....	67
5.1	Objetivos Alcançados .....	68
5.2	Desenvolvimentos Futuros .....	68
	Referências.....	69

# Lista de Figuras

Figura 1.1 – Geração mundial de energia elétrica [2].	2
Figura 1.2 – Geração de eletricidade por fonte em 2017 [2].	3
Figura 1.3 – Parque electroprodutor do Arquipélago de Cabo Verde em 2010 [3].	4
Figura 1.4 - Evolução do preço do barril de crude [4].	5
Figura 2.1 - Localização das zonas de Desenvolvimento para Energias Renováveis solar e eólica na Ilha da Brava [3].	10
Figura 2.2 – Repartição da procura no ano de 2013 [13].	11
Figura 2.3 – Variação anual da potência ativa e da energia mensal.	12
Figura 2.4 - Diagrama de carga médio diário para cada dia da semana.	12
Figura 2.5- Custo de produção de um MWh na Brava e custo do litro de Gasóleo elétrico [15].	15
Figura 2.6 - Repartição estimada da procura em 2020.	16
Figura 2.7 - Modelo tricelular da circulação atmosférica [16].	17
Figura 2.8 - Esquema da circulação do ar em diferentes zonas [17].	18
Figura 2.9 - Variação típica da velocidade do vento em função da altitude [16].	20
Figura 2.10 - Variação típica da velocidade do vento em altitude para diferentes topografias [17].	23
Figura 2.11 - Modelo de Betz [19].	24
Figura 2.12 - Sensor de direção (à esquerda) e anemómetro de copos (à direita) [20].	26
Figura 2.13 - Perfil anual do vento para a altura de 19 e 11 metros.	27
Figura 2.14 – Variação expectável da velocidade do vento em função da altitude e da localização.	27
Figura 2.15 - Perfil diário do vento para 19 metros.	28
Figura 2.17 – Densidade de probabilidade para a velocidade do vento à cota de 19 metros.	28
Figura 2.18 - Densidade de potência disponível no vento ( $W/m^2$ ).	31
Figura 2.19 - Densidade anual de potência disponível no local de medição.	31
Figura 2.20 – Circuito elétrico equivalente de uma célula fotovoltaica [18].	33
Figura 2.21 - Variação da curva I-V com a temperatura [18].	35
Figura 2.22 - Variação da curva I-V com a radiação incidente [18].	35
Figura 2.23 - Piranómetro (à esquerda) e Sensor de temperatura (à direita) [20].	35
Figura 2.24 – Radiação média diária solar para diferentes índices de confiança.	36
Figura 2.25- Comparação entre a radiação média observada e a radiação média disponível online (SoDa média de 2004 e 2005).	37
Figura 2.26 - Perfil anual da radiação média diária.	37
Figura 2.27 – Perfil anual da temperatura média.	38
Figura 2.28 – Relação entre a temperatura e a radiação	38
Figura 2.29 - Esquema geral de um gerador <i>diesel</i> [22].	39
Figura 2.30 - Evolução da potência eólica instalada [24].	40
Figura 2.31 - Evolução do preço médio dos painéis solares fotovoltaicos [28]	41
Figura 2.32 - Evolução da potência solar instalada [24]	42

Figura 2.33 - Controlo da potência ativa em sistemas fotovoltaicos [29].	42
Figura 3.1 – Classificação dos diferentes tipos de armazenamento.	44
Figura 3.2 – Esquema típico de um aproveitamento hidroelétrico reversível (PHS) [31].	45
Figura 3.3 – Esquema típico de um CAES diabáticos [31].	46
Figura 3.4 – Esquema típico de um CAES adiabáticos [31].	47
Figura 3.5 – Técnicas de armazenamento em função dos campos de aplicação e rendimento [34].	50
Figura 3.6 – Curva da maturidade das tecnologias de armazenamento [30].	51
Figura 3.7 – Capacidade instalada global de armazenamento de eletricidade ligado à rede (MW) [30].	51
Figura 4.1 – Esquema ilustrativo do sistema idealizado para a Ilha da Brava	55
Figura 4.2 - Curva da potência da turbina considerada 225 kW.	56
Figura 4.3 – Comparação entre o consumo e diferentes cenários de geração.	57
Figura 4.4 – Comparação anual entre o consumo e diferentes cenários de geração.	57
Figura 4.5 – Comparação entre o consumo e diferentes cenários de geração.	59
Figura 4.6 – Comparação anual entre o consumo e diferentes cenários de geração.	59
Figura 4.7 – Solução de armazenamento Nas [39].	61
Figura 4.8 – Metodologia para determinar a energia real fornecida ao sistema.	63
Figura 4.9 – Combinação otimizada para diferentes taxas de serviço.	64
Figura 4.10 – Evolução da energia desperdiçada com o aumento da taxa de serviço	65
Figura 4.11 – Evolução do sistema para o cenário de penetração renovável de 99,9%.	66

# Lista de Tabelas

Tabela 2.1 – Grupo de geradores da central do Favetal. ....	13
Tabela 2.2 - Tarifa da eletricidade em Cabo Verde em 2013. ....	15
Tabela 2.3 – Valores típicos de $z_0$ [18]. ....	21
Tabela 2.4 - Comparação da velocidade para diferentes cotas.....	26
Tabela 2.5 – Densidade de probabilidade e probabilidade acumulada da velocidade do vento à cota de 19 metros. ....	29
Tabela 2.6 - Variação da densidade do ar com a temperatura, à pressão atmosférica normal [18]. ....	30
Tabela 2.7 - Radiação e temperatura.....	36
Tabela 3.1 – Resumo das características das tecnologias de armazenamento [35].....	51
Tabela 4.1 – Evolução da Taxa de Inflação em Cabo Verde [43].....	63

# Lista de Acrónimos e Símbolos

ARE	Agência de Regulação Económica
$a_{anual}$	Fator de carga
CA	Corrente Alternada
CAES	Compressed Air Energy Storage
CC	Corrente contínua
CLA	Camada Limite Atmosférica
CO <sub>2</sub>	Dióxido de Carbono
$cov(X, Y)$	Covariância ou variância conjunta das variáveis X e Y
$C_p$	Coeficiente de Potência
ECREEE	Ecogas Centre for Renewable Energy and Energy Efficiency
$E_{cin}$	Energia Cinética
$FF$	Fator de Forma
$G_G$	Radiação Global
$G_b$	Radiação Directa
$G_d$	Radiação Difusa
GSM	Groupe Special Mobile
KCL	Kirchhoff Current Law (Lei das Malhas)
LCOE	Levelized Cost of Energy (Custo nivelado de energia)
$I_{cc}$	Corrente de Curto-Circuito
$I_0$	Corrente Inversa de Saturação do Diodo
$m$	Fator de idealidade do diodo
MPPT	Maximum power point tracking
NaS	Sódio e Enxofre
NEP's	Número de horas equivalentes à potência nominal
OCDE	Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico
PbA	Ácido Chumbo
PHS	Pumped Hydro Storage
PIB	Produto Interno Bruto
$P$	Potência
$P_M$	Potência máxima fornecida pela célula solar
$R_s$	Resistência série associada aos contactos da célula solar
$R_{sh}$	Resistência paralela associada às correntes de fugas numa célula solar
SAE	Sistema de Armazenamento de Energia

SEE	Sistema de Energia Elétrica
SoDa	Solar radiation data
TCMA	Taxa de Crescimento Médio Anual
$u$	Fator de utilização
$u(t)$	Velocidade do vento no instante $t$
$\bar{u}$	Velocidade média do vento
$u'(t)$	Velocidade da turbulência do vento no instante $t$
UCTE	Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity
$V_{ca}$	Tensão de Circuito Aberto
$V_T$	Tensão Térmica à temperatura $T$
WACC	Weighted Average Cost of Capital
$W_{cons,anual}$	Consumo anual
ZDER	Zona de desenvolvimento para energias renováveis.
$\sigma$	Desvio padrão
$\sigma^2$	Variância

# Lista de Programas

Excel	Microsoft Office Excel
PVSyst	PVSyst
WAsP	Wind Atlas Analysis e Application Program

# Capítulo 1

## Introdução

Neste capítulo é introduzido o tema e o contexto da dissertação, onde se apresentam os objetivos e as motivações para a realização deste trabalho.

## 1.1 Motivação do Trabalho

A energia é um dos parâmetros fundamentais para o desenvolvimento das populações, como se verifica pelo consumo elevado de energia elétrica *per capita* (*kWh per capita*) nos países mais industrializados. Em 2014, o consumo médio de energia elétrica nos países pertencentes à Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico (OCDE<sup>1</sup>) foi de 8009 *kWh per capita*, sendo este valor muito superior ao registado nos países com economias emergentes: como o Brasil com 2620 *kWh per capita*, a Índia com 805 *kWh per capita* e a Angola com 312 *kWh per capita* [1].

O consumo mundial de energia elétrica tem aumentado de ano para ano e, de acordo com os dados da Agência Internacional de Energia, entre o ano de 2016 e o ano de 2017 verificou-se um aumento de 2,5%. Na Figura 1.1 apresenta-se a evolução de geração de energia elétrica nos países da OCDE e nos países que não pertencem à OCDE, tendo-se verificado que a taxa de crescimento médio anual (TCMA) nos últimos anos é mais elevada nos países que não pertencem à OCDE, sendo que, em 2017 a geração total de energia elétrica nestes países representava cerca de 57% da geração mundial [2].

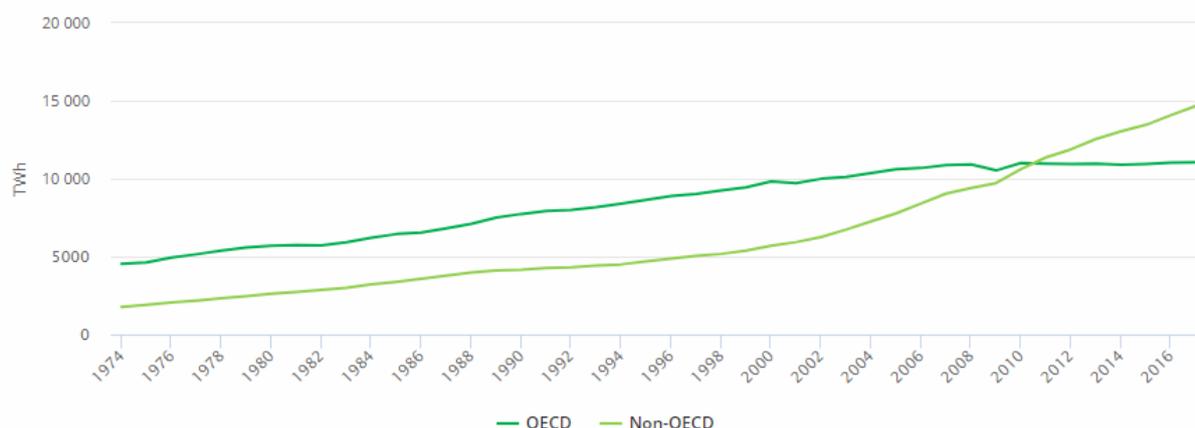


Figura 1.1 – Geração mundial de energia elétrica [2].

Se o atual paradigma da geração de energia elétrica não se alterar, o aumento anual do consumo de energia elétrica vai promover uma maior utilização de combustíveis fósseis e uma maior emissão de gases responsáveis pelo efeito de estufa. Esta situação resulta do atual parque electroprodutor utilizar essencialmente combustíveis fósseis, sendo que, em 2017 66,8% da energia elétrica mundial foi produzida através deste tipo de combustíveis (Figura 1.2). Ao se considerar apenas a geração de energia elétrica nos países que não pertencem à OCDE, este valor sobe para os 72,3%.

---

<sup>1</sup> A OCDE é uma organização internacional dedicada ao desenvolvimento económico. Atualmente é constituída por 34 países, onde se incluem os mais desenvolvidos do mundo, embora também existam países com economias emergentes como o México, o Chile e a Turquia [41].

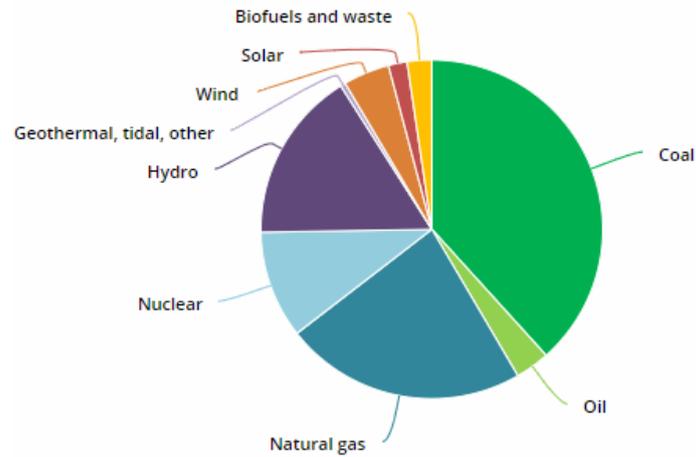


Figura 1.2 – Geração de eletricidade por fonte em 2017 [2].

A energia é o ingrediente fundamental para o desenvolvimento económico dos países, no entanto, a elevada dependência em combustíveis fósseis influencia negativamente o seu crescimento. Esta condicionante tem maior impacto na geração de energia eléctrica em sistemas pequenos e desconetados da rede de distribuição eléctrica (em *offgrid*<sup>2</sup>), nos quais se enquadram a maioria dos sistemas eléctricos das ilhas. Essas regiões apresentam uma elevada dependência energética externa porque os seus parques electroprodutores utilizam maioritariamente como combustível o crude e os seus derivados, que geralmente têm de ser importados. Por exemplo, no ano de 2010 mais de 95% da energia eléctrica produzida no Arquipélago de Cabo Verde teve origem em centrais térmicas que operam a fuelóleo e a gasóleo (Figura 1.3) [3].

---

<sup>2</sup> Designação Anglo-Saxónica.

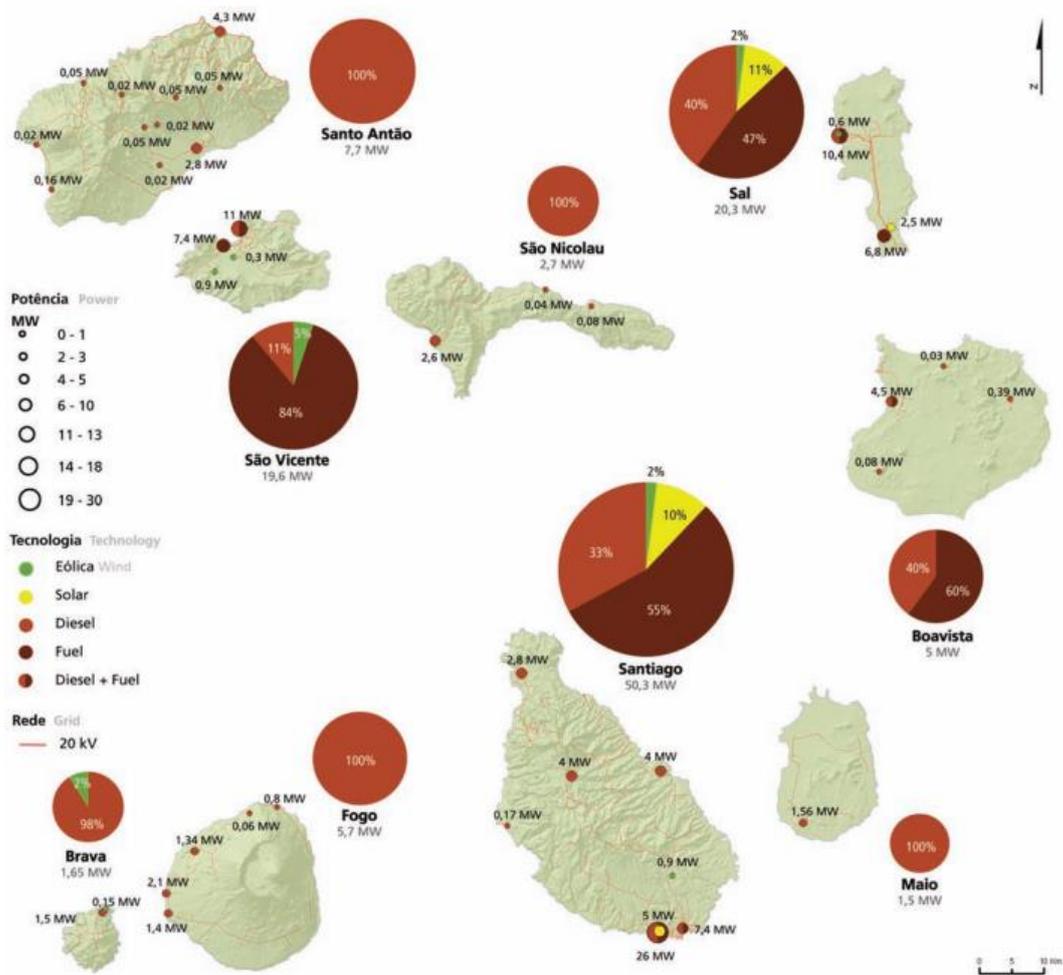


Figura 1.3 – Parque electroprodutor do Arquipélago de Cabo Verde em 2010<sup>3</sup> [3].

O custo da geração da energia elétrica nestes sistemas está muito dependente da variação do preço do crude, que é extremamente sensível a pequenas alterações geopolíticas ou a catástrofes ambientais. Na Figura 1.4 apresenta-se a variação do preço do crude nos últimos 45 anos e alguns dos principais acontecimentos globais que afetaram o custo do barril.

<sup>3</sup>Atualmente o sistema electroprodutor da ilha da Brava é constituído exclusivamente pela central térmica do Favetal com 1056 kW de potência instalada.

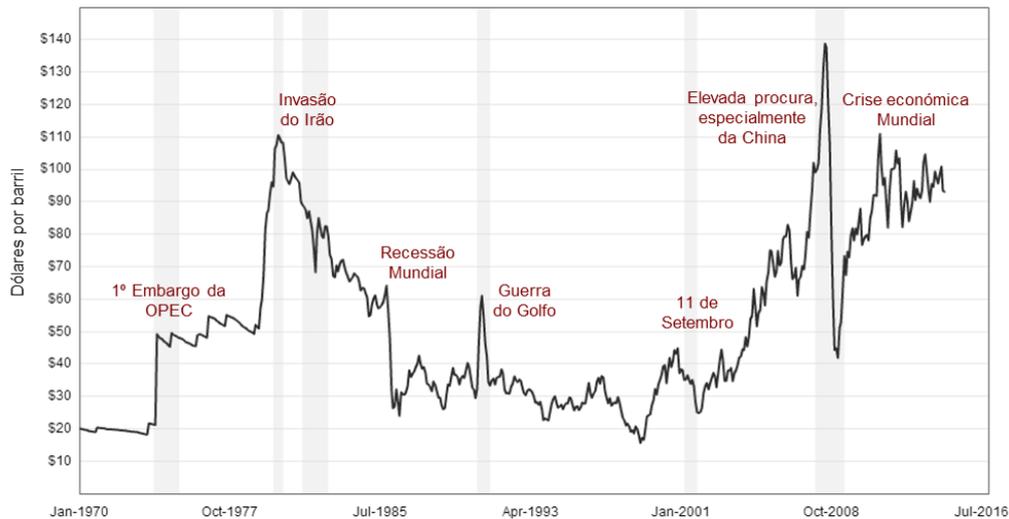


Figura 1.4 - Evolução do preço do barril de crude [4].

Nos sistemas *offgrid* assegurar a fiabilidade do sistema de energia elétrica (SEE) é uma tarefa árdua e dispendiosa. A diferença entre o consumo das horas de ponta e de vazio, como a necessidade de garantir a segurança do SEE, leva a que os geradores tenham de funcionar em condições extremas. Esta situação, para além de diminuir o rendimento dos geradores, provoca um maior desgaste dos equipamentos, sendo necessário realizar operações de manutenção com maior frequência. Todos estes fatores contribuem para o aumento do custo da eletricidade, o que fragiliza e dificulta o desenvolvimento da economia local nessas regiões.

A necessidade de reduzir a dependência dos combustíveis fósseis e, conseqüentemente, travar o aquecimento global tem proporcionado o desenvolvimento de tecnologias de geração elétrica à base de recursos renováveis. A elevada procura destas tecnologias estimulou a sua produção em massa como também a redução dos custos de produção, ao ponto de tornar a geração renovável competitiva com alguns sistemas de geração convencional [5]. Assim, a introdução de geração renovável em sistemas *offgrid* torna-se interessante, quer do ponto de vista ambiental, como económico.

No entanto a inclusão da geração renovável no SEE aumenta a complexidade da operação do centro de comando da rede elétrica (despacho). A geração elétrica com base em fontes renováveis, como o vento e a radiação solar, é condicionada pelas condições meteorológicas, o que impossibilita o ajuste instantâneo da geração com a procura. Para colmatar esta dificuldade, os sistemas de armazenamento de energia (SAE) têm um papel fundamental, ao armazenar a energia elétrica das situações de excesso para ser utilizada nas de déficit. Assim, a implementação de SAE em SEE reúne benefícios quer a nível da produção, do transporte e do consumo. Atualmente existe vários tipos de tecnologias para armazenar energia, sendo necessário analisar cada SEE para se determinar a solução mais adequada.

Como já foi referido, o arquipélago de Cabo Verde possui uma elevada dependência em combustíveis fósseis, inexistentes no seu território, mas, o potencial do arquipélago em recursos renováveis (solar e eólico) é muito elevado. Assim, a introdução da geração renovável no SEE no arquipélago irá permitir reduzir a elevada dependência do país em combustíveis fósseis e contribuir para o equilíbrio da balança das transações internacionais. No plano energético renovável de Cabo Verde, um dos projetos

identificados para aumentar a penetração de energias renováveis no sector elétrico do arquipélago é o Brava 100% Renovável. Este projeto consiste em abolir a utilização dos combustíveis fósseis do SEE da Brava através da utilização dos recursos endógenos renováveis da ilha.

## 1.2 Enquadramento do Trabalho

Um sector energético estável e economicamente sustentável contribui para o desenvolvimento empresarial e para a garantia da qualidade de vida das populações. O desenvolvimento económico e social em regiões insulares é muito vulnerável, porque nestas regiões existe uma elevada dependência energética externa. Na ratificação do Tratado de Amesterdão, o Conselho Europeu salientou que as regiões insulares têm grandes dificuldades para garantir a fiabilidade e segurança dos seus sistemas elétricos [6]. Para se aumentar a qualidade do SEE e assim diminuir os custos de geração nessas regiões algumas das soluções consistem em interligar os sistemas elétricos, como também introduzir a geração renovável. No entanto, existem algumas limitações, algumas ligações entre SEE não são técnica e economicamente viáveis, e por outro lado, a intermitência dos recursos renováveis aumenta a complexidade das operações dos centros de despacho.

Apesar da imprevisibilidade da geração renovável, a implementação destes sistemas tem crescido, e em alguns locais, existe a ambição de se atingir a meta da geração 100% renovável. A introdução de geração renovável em ilhas tem sido um desafio constante, como se apresenta em seguida:

- No arquipélago das Canárias (Espanha), as preocupações políticas e ambientais resultaram numa estratégia energética assente em energias renováveis. Apesar do aumento nos últimos anos da potência solar instalada, a principal fonte de energia renovável é eólica. O projeto de maior destaque encontra-se na ilha El Hierro, que consiste num sistema híbrido de geração de eletricidade que combina a geração eólica com a geração hídrica. Com este sistema pretende-se assegurar entre 70% a 80% as necessidades anuais energéticas elétricas da ilha. A energia excedente dos aerogeradores é utilizada para bombear água para o reservatório que se encontra na cratera de um vulcão extinto, a mais de 700 metros de altitude, para ser utilizada nos períodos em que a procura supera a capacidade de geração [7].
- Nas ilhas gregas regista-se uma elevada penetração de vários tipos energias renováveis, como, por exemplo, eólica, solar, hídrica e de biomassa. Na ilha Ikaria foi desenvolvido um projeto híbrido que utiliza o potencial hídrico e eólico. O projeto é constituído por duas pequenas centrais hidrelétricas, um parque eólico e um sistema de bombagem. A energia produzida com este sistema é suficiente para cobrir as maiores necessidades energéticas da ilha, minimizando a utilização da central térmica [8].
- Aero é uma ilha no sul da Dinamarca com cerca de 6500 habitantes. Em 2008, 80% da energia elétrica e de aquecimento teve origem em recursos renováveis, nomeadamente eólico, solar e biomassa [9].

- Na ilha da Graciosa (arquipélago dos Açores) está a desenvolver-se um projeto de geração renovável que combina as gerações eólica e solar com um sistema de armazenamento. Estima-se que em determinados períodos seja possível satisfazer a totalidade do consumo apenas com a energia renovável. O sistema permitirá uma produção média anual de 70% a 75% das necessidades de energia elétrica da ilha, e está a equacionar-se a possibilidade da geração termoelétrica passar a utilizar biodiesel, o que permitiria abolir totalmente os combustíveis fósseis do SEE [10].
- A Islândia, embora com necessidades energéticas muito superiores aos sistemas anteriormente apresentados, possuiu uma taxa de penetração renovável próxima dos 100%. No ano de 2011, o consumo elétrico registou o valor de 17 TWh, em que apenas 0,01% da geração utilizou combustíveis fósseis. A geração de energia elétrica é maioritariamente de origem hídrica 72,7%, sendo os restantes 27,3% de origem geotérmica, permitindo que os preços da eletricidade sejam dos mais reduzidos dos países membros da OCDE [11].

### 1.3 Objetivos e Metodologia

O trabalho desenvolvido pretende dimensionar um sistema de geração 100% renovável para a ilha da Brava. Assim, vai-se realizar um estudo para determinar uma solução tecnológica e financeiramente viável. No decorrer deste trabalho pretendem-se superar os seguintes objetivos:

- Caracterização da procura e respetiva evolução até 2020;
- Análise do potencial dos recursos renováveis (eólico e solar);
- Análise e dimensionamento de um sistema de armazenamento;
- Dimensionamento do parque híbrido solar e eólico;
- Análise económica da solução proposta.

A caracterização do consumo e dos recursos renováveis da ilha da Brava tem por base os resultados campanha de medição realizada entre 2013 e 2014, onde se monitorizaram em intervalos de 10 minutos o valor do consumo, da radiação, da temperatura e da velocidade e direção do vento.

A análise de diferentes tecnologias de armazenamento irá permitir selecionar o sistema de armazenamento mais adequado á necessidades da ilha como também reunir as características fundamentais para se modelar o seu funcionamento.

O dimensionamento da potência a instalar para cada tipo de tecnologia de geração (eólica e solar) e sistema de armazenamento será determinada com base no valor otimizado do custo nivelado da energia (LCOE) para diferentes cenários de geração e de penetração de energia renovável. O LCOE relaciona os custos de investimento com a produção de energia espectável ao longo da vida útil do projeto, sendo que, para se obter valor do LCOE do sistema completo apenas se vai considerar a energia que é utilizada pelo consumo, sendo que o excedente de energia será considerado como desperdício. A estimativa de produção de energia elétrica para cada um dos recursos renováveis resulta

do processamento dos dados da campanha de medição nos programas PVsyst® e WASP®. Assim vai-se modelar um ano em intervalos de 10 min, onde se compara para cada intervalo a geração de energia e energia armazenada com as necessidades do consumo. A conjugação de diferentes cenários de potência eólica, solar e de armazenamento vai permitir obter o valor de LCOE mais baixo assegurando a mesma taxa de serviço.

## 1.4 Estrutura da dissertação

A dissertação está dividida em cinco capítulos, cujos conteúdos são descritos de seguida.

No Capítulo 1 apresenta-se a introdução ao trabalho que se vai desenvolver, a motivação, objetivos e o estado da arte.

No Capítulo 2 apresenta-se os dados da campanha de medições, sendo realizada a sua análise. São também abordados alguns tipos de tecnologias para a produção de energia elétrica (*diesel*, eólica e solar).

No Capítulo 3, apresentam-se soluções de armazenamento de energia e identifica-se a tecnologia mais adequada às necessidades da ilha.

No Capítulo 4 é introduzida a metodologia e os resultados para a situação em estudo.

No Capítulo 5 apresentam-se as principais conclusões do trabalho e possíveis desenvolvimentos futuros.

# Capítulo 2

## Análise à Ilha da Brava

Neste capítulo analisa-se o consumo e os recursos renováveis da ilha da Brava. Os dados expostos resultam da campanha de medição realizada pela empresa Gesto Energia em parceria com o Ecowas Centre for Renewable Energy and Energy Efficiency (ECREEE) que teve início em Abril de 2013. O consumo da ilha foi registado através de um analisador de rede instalado na central do Favetal, único centro produtor da ilha, onde se registou a evolução do consumo durante um ano em intervalos de 10 minutos. A informação dos recursos renováveis resulta dos dados recolhidos numa torre de medição, localizada na zona das Furnas, que durante um ano monitorizou a velocidade e direção do vento, bem como a radiação e temperatura em intervalos de 10 minutos.

## 2.1 Localização do Projeto

A ilha da Brava é uma das 10 ilhas que constituem o arquipélago de Cabo Verde e está integrada no grupo das ilhas de Sotavento. Com apenas 67 Km<sup>2</sup> de superfície e cerca de 6000 habitantes, a Brava é a ilha mais pequena do arquipélago que se encontra habitada. Apresenta uma morfologia de características vulcânicas com uma orografia extremamente acidentada.

No atlas das energias renováveis do Arquipélago de Cabo Verde estão identificadas zonas de Desenvolvimento para Energias Renováveis (ZDER) [3]. A delimitação destas zonas teve em consideração a informação do meio ambiente, do ordenamento do território, da orografia do terreno e do potencial do recurso. Assim, para a Ilha Brava foi delimitada uma ZDER solar de 6 hectares e uma ZDER eólica de 37 hectares (Figura 2.1).

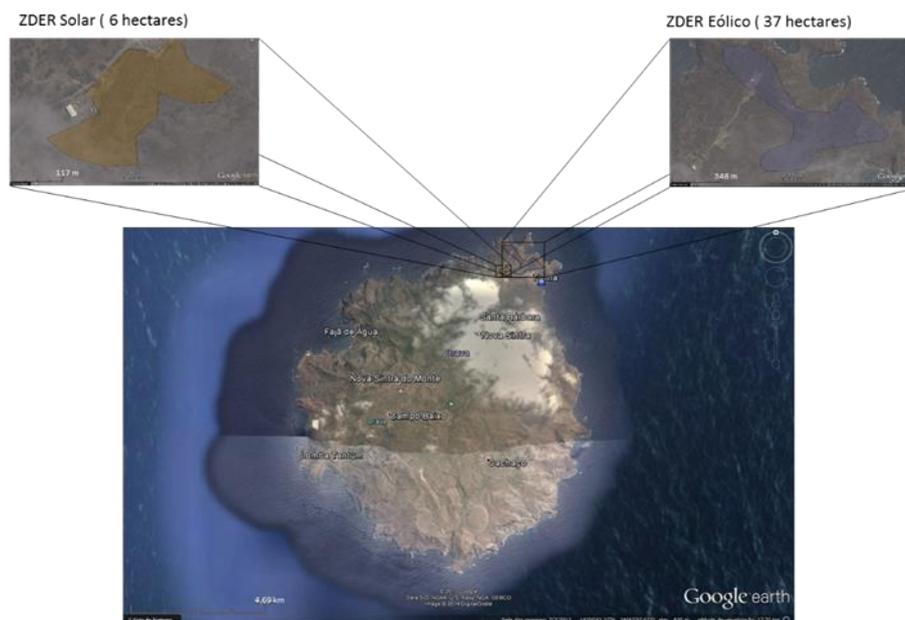


Figura 2.1 - Localização das zonas de Desenvolvimento para Energias Renováveis solar e eólica na Ilha da Brava [3].

As ZDERs na ilha da Brava encontram-se próximas da única central térmica (Central do Favetal), o que facilita as futuras ligações dos projetos renováveis. A proximidade da sua localização à localidade da Furna é considerada como outra vantagem, uma vez que esta localidade é o principal ponto de consumo e é nesta localidade que existe o único porto marítimo da ilha<sup>4</sup>.

---

<sup>4</sup> O porto da Furna é uma pequena baía natural com 30 metros de comprimento, 10 metros de largura e 5 metros de profundidade [12]

## 2.2 Caracterização do Consumo

Neste tópico é abordado o consumo de energia elétrica da ilha da Brava, onde se realiza a caracterização do consumo observado entre 2013 e 2014 e a sua perspectiva evolução.

### 2.2.1 Consumo Recente

Em 2014, a central termoelétrica do Favetal fornecia energia elétrica a 2120 clientes. Em 2009, a taxa de eletrificação ilha era de 100% e a procura elétrica representava 0,8% do consumo do Arquipélago de Cabo Verde.

No estudo da evolução da procura de Cabo Verde, o consumo é caracterizado por diferentes sectores, sendo que o setor com maior representatividade na ilha da Brava é o doméstico, seguido pelas instituições, comércio, indústria e agricultura (Figura 2.2) [12].

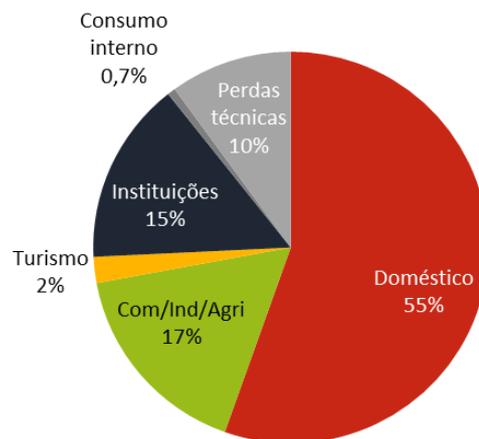


Figura 2.2 – Repartição da procura no ano de 2013 [12].

A campanha de medição teve início a 12 de Abril de 2013 e terminou a 30 de Abril de 2014, sendo que se irá proceder à análise dos dados para o período de 1 de Maio de 2013 a 30 de Abril de 2014. Durante este período verificaram-se vários *blackouts* (“apagões”) gerais, que representam um valor acumulado de 1% de indisponibilidade, tendo o maior *blackout* perdurado durante 14 horas consecutivas. Devido a esta ocorrência, o consumo registado no analisador de rede não representa as necessidades reais da ilha. Assim, para aferir o consumo real, realizaram-se extrapolações para os períodos de *blackouts* que tiveram em conta o consumo durante períodos semelhantes (dia da semana e hora do dia), tendo-se obtido o valor anual de 2,6 GWh.

Na Figura 2.3 apresenta-se o valor máximo para a *ponta* e o valor mínimo do *vazio* como a energia média mensal.

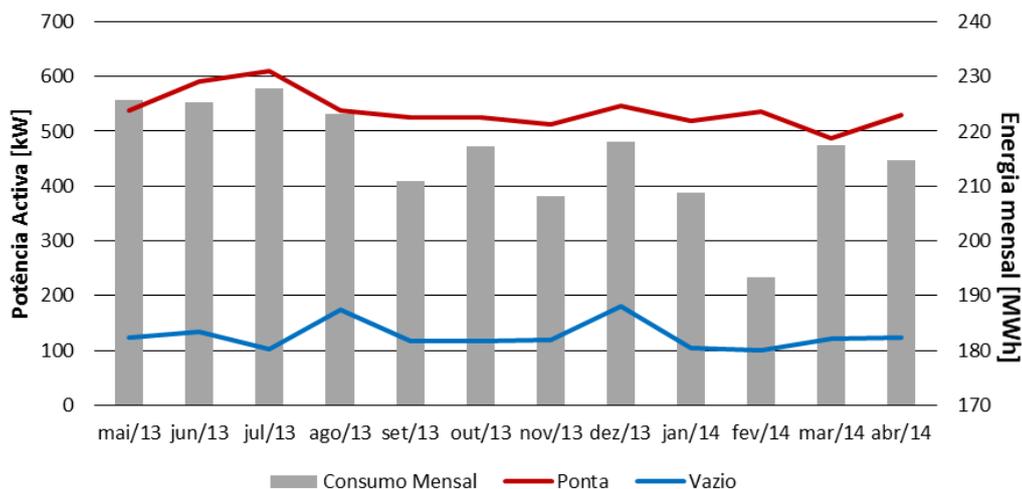


Figura 2.3 – Variação anual da potência ativa e da energia mensal.

A *ponta* máxima tende a ser sempre superior a 500 kW, à exceção do mês de Março que atinge o seu mínimo, que representa o ponto de inflexão para o aumento consecutivo até Julho, mês em que ocorre a *ponta* mais elevada. Por sua vez o *vazio* permanece quase inalterada ao longo dos meses com o valor compreendido entre os 100 kW e os 200 kW. Os meses de maior consumo coincidem aos meses com a *ponta* mais elevada, sendo eles Maio, Junho, Julho e Agosto. Com uma procura energética maioritariamente doméstica, onde os sectores do comércio, indústria e agricultura representam apenas 17% do consumo é expectável que a variação entre os diagramas de carga diários seja reduzida e imune ao dia da semana como se apresenta na Figura 2.4.

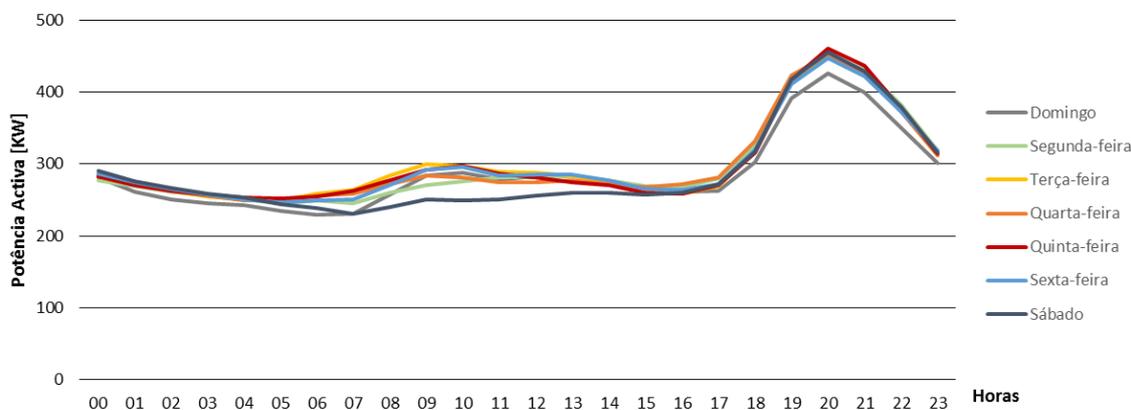


Figura 2.4 - Diagrama de carga médio diário para cada dia da semana.

O período da *ponta* do consumo ocorre entre as 18:00 e as 23:00 horas e o *vazio* entre as 3:00 e as 7:00 horas. Cerca de 75% do dia, o consumo é inferior à sua média e a relação entre os valores de *vazio* e *ponta* é muito reduzida, apenas 16,6% (este indicador demonstra o elevado peso do sector doméstico no consumo elétrico).

Uma informação quantitativa importante sobre o diagrama de carga é a relação da potência média anual ( $P_{med,anual}$ , em kW) em função da potência de *ponta* anual correspondente ( $P_{max,anual}$  em kW). Este fator designa-se por fator de carga do consumo ( $a_{anual}$ ) e na ilha da Brava é de 0.49, como se

apresenta na equação (1).

$$a_{anual} = \frac{P_{med,anual}}{P_{max,anual}} = \frac{296}{609} = 0,49 \quad (1)$$

O fator de carga indica o racional de como a energia elétrica é utilizada pelos seus clientes [13], em que a utilização aproximada de 50% da ponta indica que existem variações elevadas nos diagramas de carga. Esta situação também é verificada pelo reduzido número de horas de utilização da ponta anual da ilha (2).

$$h_{anual} = \frac{W_{cons,anual}}{P_{max,anual}} = \frac{2590419}{609} = 4254 \text{ horas} \quad (2)$$

Em que:

- $h_{anual}$  – Utilização da ponta em horas;
- $W_{cons,anual}$  – Energia consumida durante o ano em kWh;
- $P_{max,anual}$  – Ponta máxima registada durante o ano em kW.

## 2.2.2 Geração de Energia Elétrica na Brava

O sistema electroprodutor da ilha da Brava é constituído exclusivamente pela central térmica do Favetal. A central localiza-se na localidade das Furnas e possui três geradores síncronos a *diesel* com uma potência instalada de 1320 kVA<sup>5</sup> (1056 kW). Na Tabela 2.1 apresentam-se as características de cada gerador.

Tabela 2.1 – Grupo de geradores da central do Favetal<sup>6</sup>.

Grupo	Marca	Potência [kVA]	Potência nominal [kW]	Consumo Específico [g/kWh]	Combustível	Ano de Fabrico
G1	Caterpillar	320	256	235	Gasóleo	1998
G2	Perkins/ Leroy somer	500	400	227	Gasóleo	2007
G3	Perkins/ Stamford	500	400	206	Gasóleo	2008

A utilização da potência da central pelos clientes pode ser analisada através do fator de carga, quando se relaciona o consumo médio anual com a potência instalada [13].

$$a_{anual Pit} = \frac{P_{med,anual}}{P_{it}} = \frac{296}{1056} = 0,28 \quad (3)$$

<sup>5</sup> Fator de potência dos geradores de 80%.

<sup>6</sup> Fonte: Gesto Energia.

Em que:

- $a_{anual P_{it}}$  – Fator de carga em função da potência ativa;
- $P_{med,anual}$  – Potência média anual em kW;
- $P_{it}$  – Potência ativa disponível em kW.

Um valor baixo indica uma utilização ineficiente da potência que o consumidor tem à sua disposição, já que a instalação é dimensionada para a potência máxima do consumo [13].

Embora o fator de carga anual em função da potência ativa permita aferir a utilização anual da central, torna-se interessante verificar o número de horas que a central teria de funcionar à potência nominal para satisfazer o consumo anual. O número de horas determina-se através da relação entre a energia anual consumida ( $W_{cons,anual}$  em kWh) e a potência máxima instalada ( $P_{it}$  em kW).

$$h = \frac{W_{cons,anual}}{P_{it}} = \frac{2590419}{1056} = 2453 \text{ horas} \quad (4)$$

Nas equações (3) e (4) demonstra-se uma reduzida utilização da potência instalada da central, mas como se pode observar na Figura 2.4 o diagrama de carga tem grandes variações entre o vazio e a ponta. Assim, torna-se interessante verificar o fator de utilização da central ( $u$ ) em relação à potência máxima registada durante a campanha de medições ( $P_{max,anual}$  em kW). Na equação (5) apresenta-se o fator de utilização para a ponta máxima registada.

$$u = \frac{P_{max,anual}}{P_{it}} = \frac{609}{1056} = 0,58 \quad (5)$$

O fator de utilização permite aferir a capacidade da central para suprimir a ponta do consumo. Valores próximos da unidade são indicativos de que é necessário realizar um reforço da potência instalada.

Da análise anterior pode-se induzir que a central elétrica da ilha da Brava encontra-se sobredimensionada para a procura, mas esse sobredimensionamento é necessário para assegurar a segurança e redundância do sistema elétrico, já que estamos a analisar um sistema que depende de uma única central com 3 grupos. Quando se consideram os critérios de segurança da UCTE (Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity) na análise da falha do maior grupo térmico, o fator de utilização da central aumenta para 93%. Perante este valor torna-se necessário analisar o crescimento anual do consumo, de forma a se preparar e agendar um reforço da potência instalada.

Outra medida relevante para a segurança do sistema elétrico é a existência de reserva girante, para suprimir variações repentinas no consumo. Esta situação faz com que os geradores operem em níveis de potências inferiores, o que leva a uma diminuição do seu rendimento.

De acordo com a informação disponibilizada pela Electra, o custo de produção de energia elétrica na ilha da Brava está repartido entre matérias-primas e operação da central, respetivamente, 70% e 30 %

do custo final<sup>7</sup>. Assim o custo da geração elétrica na ilha da Brava está muito dependente da variação do preço do gasóleo, como se demonstra na Figura 2.5.

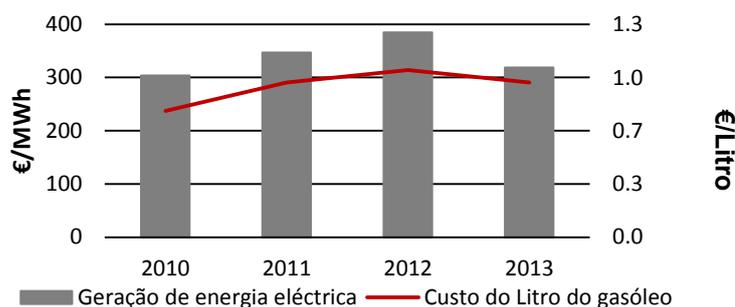


Figura 2.5- Custo de produção de um MWh na Brava<sup>8</sup> e custo do litro de Gasóleo elétrico [14].

O valor máximo do preço do litro do gasóleo elétrico como da produção de um MWh verificou-se em 2012, tendo-se verificado uma redução no ano seguinte, altura em que a geração de um MWh passou a ser de 319 €.

A tarifa elétrica praticada no Arquipélago de Cabo Verde encontra-se escalonada consoante o nível de tensão, consumo mensal e sector. Na Tabela 2.2 apresenta-se a tarifa praticada no ano de 2013.

Tabela 2.2 - Tarifa da eletricidade em Cabo Verde em 2013.

Escalões	Tarifa Base [€/MWh]	Tarifa c/IVA [€/MWh]
<b>Baixa Tensão Doméstica</b>		
<= 60 kWh/mês	272	313
> 60 kWh/mês	335	385
<b>Iluminação Pública</b>	257	295
<b>Baixa Tensão Industrial</b>	300	345
<b>Média Tensão</b>	260	300

Com o custo de produção superior à maioria das tarifas praticadas, a produção de energia elétrica na ilha da Brava não é sustentável, contribuindo assim para o aumento do défice tarifário do arquipélago e para a impossibilidade de se praticarem tarifas mais competitivas.

### 2.2.3 Perspetiva de Evolução

No plano energético de Cabo Verde apresenta-se uma análise da evolução do consumo para cada ilha do arquipélago até 2020. As premissas utilizadas para realizar a estimativa da evolução do consumo baseiam-se na evolução histórica de variáveis preponderantes por cada sector (doméstico, serviços, indústria, turismo). Nesta análise são implementados modelos de regressão linear múltipla para determinar a tendência da evolução nos anos seguintes. No mesmo estudo são considerados 3 cenários (“eficiência energética”, “agressivo” e “normal”) e quando se comparam os valores estimados

<sup>7</sup> Percentagens recolhidas junto da Electra.

<sup>8</sup> Fonte: Electra, taxa de câmbio considerada de 110.265 ECV/€.

com os valores anuais de geração verificam-se semelhanças com o cenário “normal”. Contudo, segundo essas previsões, em 2013 o consumo anual para a ilha da Brava devia ser de 2,77 GWh, valor muito superior ao registado durante a campanha de medição. Esta discrepância ocorreu por o crescimento real ter sido menor do que a TCMA projetada para o intervalo de 2010 a 2013. A maior discrepância registou-se no ano de 2010, em que no estudo do plano energético de Cabo Verde considerava-se uma TCMA muito otimista devido às tendências registadas nos últimos 2 anos (2008 e 2009). Já para os anos seguintes (de 2011 a 2013) o crescimento decorreu segundo a TCMA especulada.

Durante o período de 2013 a 2020, a TCMA projetada é de 3,2%, um valor inferior ao 5,4% estimados entre 2009 e 2013. Partindo dos valores da campanha de medição aplicou-se a TCMA de 3,2% ano para o período posterior a 2013. Deste modo, e de acordo com a equação (6), o consumo estimado para 2020 será de 3,23GWh.

$$TCMA = \left( \frac{C_{2020}}{C_{2013}} \right)^{\frac{1}{2020-2013}} - 1 \Leftrightarrow C_{ano\ 2020} \approx 3,23\ GWh \quad (6)$$

Durante o período de 2013 a 2020 não está planeado nenhum projeto relevante que promova alterações no perfil do consumo da ilha. Assim a repartição pelos diferentes sectores irá permanecer quase inalterada [12].

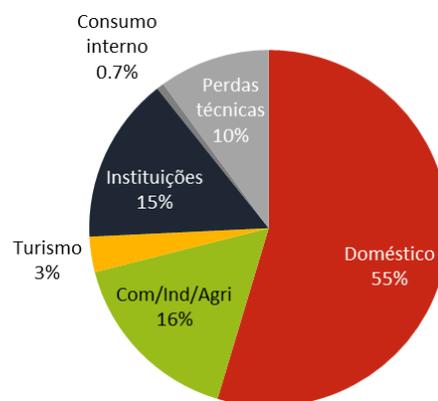


Figura 2.6 - Repartição estimada da procura em 2020

Sendo assim, para a evolução da ponta considerou-se a mesma TMCA do consumo anual, conduzindo assim a um valor de 760 kW para a *ponta* do sistema elétrico da Brava.

$$TCMA = \left( \frac{Ponta_{2020}}{Ponta_{2013}} \right)^{\frac{1}{2020-2013}} - 1 \Leftrightarrow Ponta_{2020} \approx 760\ kW \quad (7)$$

No subcapítulo 2.2.2 analisou-se as características da central térmica de acordo com o consumo registado em 2013. Se assumirmos que até 2020 não se realiza nenhuma intervenção na central, a utilização horária da central (*h*) e o seu fator de utilização para a ponta (*u*) aumentam para os seguintes valores:

$$h = \frac{W_{cons,anual}}{P_{it}} = 3058 \text{ horas} \quad (8)$$

$$u = \frac{P_{max,anual}}{P_{it}} = \frac{760}{1056} = 0,72 \quad (9)$$

Neste cenário ao se considerar o critério de segurança da UCTE, para a falha do maior grupo térmico, o fator de utilização da central passa para 116%. Perante esta situação, a central não vai conseguir garantir a *ponta*, sendo necessário proceder a um reforço de potência da central.

## 2.3 Energia Eólica

Neste tópico são apresentadas as características do recurso eólico assim como a análise e caracterização dos dados provenientes da campanha de medição.

### 2.3.1 Recurso Eólico

A diferença de temperatura provocada pela radiação solar incidente na terra é maior nas zonas equatoriais do que nas zonas polares, o que origina diferenças de pressões atmosféricas que se encontram sobre o efeito de Coriolis<sup>9</sup>. Assim o modelo da circulação atmosférica pode representar-se por um modelo tricelular composto pela célula de Hadley, a célula da latitude média e a célula polar (Figura 2.7) [15].

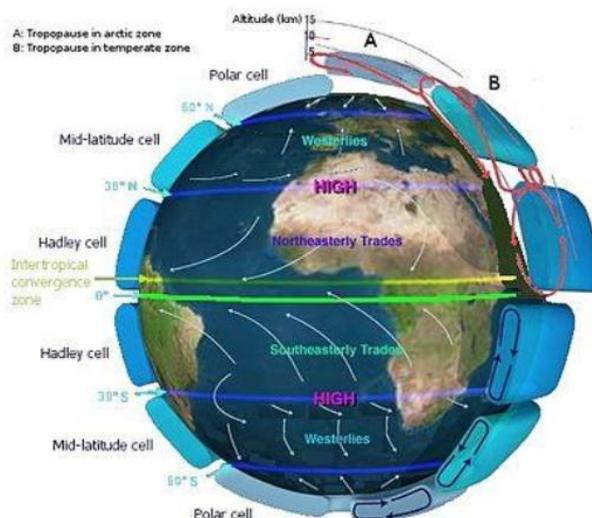


Figura 2.7 - Modelo tricelular da circulação atmosférica [15].

Quando os ventos globais são fracos, os ventos locais podem-se tornar dominantes, como é o caso das brisas marítimas. Durante o dia, a água do oceano permanece mais fria do que a superfície da

<sup>9</sup> O efeito de Coriolis é um fenómeno físico, que resulta do movimento de rotação da Terra [16].

terra. A radiação solar incidente na superfície da terra provoca um aumento da temperatura da crosta como do ar circundante promovendo uma diferença de pressão entre o ar quente e o ar frio. Durante a noite, o ciclo é invertido já que a crosta terrestre arrefece mais rapidamente do que a água do mar. Nas regiões montanhosas o processo é semelhante. O relevo acidentado que se verifica nas montanhas faz com que certas zonas permaneçam mais expostas à radiação, o que origina diferenças acentuadas na temperatura do solo e das massas de ar [16]. Na Figura 2.8 apresenta-se o esquema de circulação do ar para as situações anteriormente descritas.

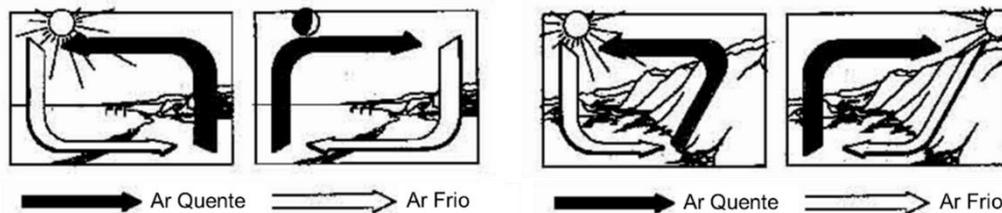


Figura 2.8 - Esquema da circulação do ar em diferentes zonas [16].

A velocidade e a direção do vento estão constantemente a variar no tempo. Assim para se realizar a avaliação dum futuro parque eólico é necessário instalar aparelhos de medição (anemómetros e sensores de direção) no local previsto para a sua implementação. Para uma correta avaliação do local é recomendável que as medições sejam realizadas por um período de 2 a 3 anos. No entanto, com um ano de registos da velocidade e da direção do vento, já é possível descrever o vento no domínio da frequência. A função obtida possui a designação de densidade espectral de energia e corresponde à energia cinética associada à componente horizontal da velocidade do vento. Embora, em rigor, o espectro de vento só seja válido para caracterizar o local onde se realizam as medições, tem-se verificado que a sua forma geral se mantém relativamente constante na sua vizinhança [17].

As componentes características do vento consistem na sua velocidade média e na sua turbulência para um determinado instante. Assim ao se considerar a turbulência como uma perturbação a um escoamento quase estacionário é possível obter a velocidade do vento através da equação (10).

$$u(t) = \bar{u} + u'(t) \quad (10)$$

Em que:

- $u(t)$  – Velocidade do vento no instante  $t$ ;
- $\bar{u}$  – Velocidade média do vento;
- $u'(t)$  – Velocidade da turbulência do vento no instante  $t$ .

A velocidade média é calculada com base num intervalo que esteja dentro do vazio espectral e representa o regime quase estacionário de energia disponível para a turbina. A turbulência afeta indiretamente a energia disponível, uma vez que a turbina não reage a flutuações rápidas na velocidade ou na direção do vento. Ao considerar-se a velocidade média anual do vento, as suas flutuações não são consideradas. Esta simplificação pode afetar seriamente as estimativas da energia elétrica, uma vez que a potência depende do cubo da velocidade do vento.

As variações do vento quase estacionário são lentas, o que permite a sua representação segundo distribuições estatísticas do tipo densidade de probabilidade, em que se apresenta a probabilidade da velocidade do vento ser igual a um determinado valor. Assim, durante o período de análise regista-se o número de ocorrências da velocidade média nos intervalos das medições para se obter a descrição estatística do regime de ventos no local. A série corresponde a um conjunto de valores discretos em que a densidade de probabilidade representa a probabilidade da velocidade do vento estar compreendida entre dois valores. Deste modo é fundamental definir corretamente a largura da faixa delimitada por esses valores, já que, se for demasiado apertada pode-se considerar velocidades do vento elevadas, que ocorrem poucas vezes. Por outro lado se for demasiado larga pode-se estar a desprezar valores com um peso significativo na distribuição de velocidades. Normalmente, opta-se pela utilização de 1 m/s para a largura de banda, que se designa por classe do vento, já que corresponde à largura que os fabricantes utilizam quando fornecem a curva de potência dos aerogeradores.

Das várias distribuições probabilísticas utilizadas para descrever o regime dos ventos, a expressão analítica mais adequada é a distribuição de *Weibull*, que se apresenta na equação (11).

$$f(u) = \frac{k}{c} \left(\frac{u}{c}\right)^{k-1} \times \exp\left\{-\left[\left(\frac{u}{c}\right)^k\right]\right\} \quad (11)$$

Em que:

- $u$  – Velocidade do vento;
- $c$  – Parâmetro de escala (m/s);
- $k$  – Parâmetro de forma.

Conhecidos os parâmetros da distribuição de *Weibull*, a velocidade média anual do vento ( $u_{ma}$ ) determina-se pela equação (12).

$$u_{ma} = \int_0^{\infty} u f(u) du \quad (12)$$

No entanto, na prática, a velocidade média do vento é apresentada em distribuições discretas em classes de 1 m/s, pelo que a velocidade média anual calcula-se de forma aproximada pela equação (13).

$$u_{ma} = \sum_{u=0}^{U_{max}} u f(u) \quad (13)$$

Os parâmetros  $c$  e  $k$  da distribuição de *Weibull* podem-se relacionar com as características da velocidade do vento, nomeadamente a média anual e variância, através da função *Gamma*, como se verifica pelas equações (14) e (15).

$$u_{ma} = c \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad (14)$$

$$\sigma^2 = c^2 \left[ \Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right) - \left(\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)\right)^2 \right] \quad (15)$$

Em que:

- $\sigma^2$  – Variância;
- $\Gamma(u)$  – Função *Gamma*.

O parâmetro  $c$  influencia principalmente a velocidade média anual do vento, por isso é considerado como a medida do vento disponível. O aumento deste parâmetro (mantendo-se o valor do parâmetro  $k$  constante), provoca o aumento da velocidade média anual do vento, assim como do desvio padrão. O parâmetro  $k$  afeta essencialmente o desvio padrão, por isso é considerado como uma medida de dispersão da velocidade do vento. Mantendo-se o valor do parâmetro  $c$  constante, a velocidade média aumenta ligeiramente com o aumento de  $k$ , mas o desvio padrão diminui acentuadamente [17].

Os ventos mais fortes, constantes e persistentes verificam-se nas bandas situadas a cerca de 10 km da superfície da terra. No entanto, a estas altitudes é impossível instalar geradores eólicos e, assim, as zonas de interesse encontram-se limitadas a algumas dezenas de metros. Nestas alturas o vento é diretamente afetado pela fricção da superfície (atrito entre a superfície terrestre e a massa de ar em movimento), o que provoca uma diminuição na sua velocidade [17]. De acordo com a condição fronteira de não escorregamento, a velocidade do escoamento deve ser nula ao nível do solo. As massas de ar de baixas altitude retardam as massas de ar que estão por cima, resultando numa variação da velocidade média do vento com a altura do solo, como se apresenta na Figura 2.9.

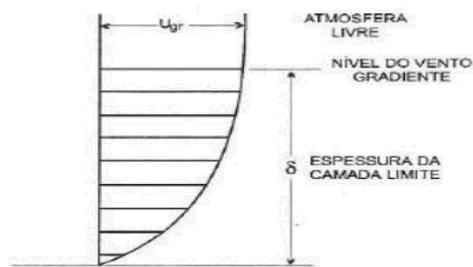


Figura 2.9 - Variação típica da velocidade do vento em função da altitude [15].

Com o aumento da altitude, o efeito da força do atrito vai-se desvanecendo, até que se anula quando a partir dos 2000 metros. A zona da atmosfera onde ocorre a variação da velocidade do vento com a altitude designa-se por camada limite atmosférica (CLA), e acima desta encontra-se a atmosfera livre. A zona de interesse para a instalação dos geradores eólicos dentro da CLA designa-se por camada superficial. Nesta zona, a rugosidade do solo e a topografia do terreno influenciam fortemente o perfil da velocidade do vento. Estas influências podem ser representadas pela lei logarítmica de *Prandtl*, que se representa pela equação (16).

$$U_h = \frac{U_*}{k} \ln\left(\frac{h}{z_0}\right) \quad (16)$$

Em que:

- $U_h$  – Velocidade do vento à altura  $h$ ;
- $U_*$  – Velocidade de atrito;
- $k$  – Constante de Von Karman (cujo valor é 0,4);
- $h$  – Altura;
- $z_0$  – Comprimento característico da rugosidade do solo.

Dos parâmetros enunciados na equação (16), a velocidade de atrito varia com a rugosidade do solo, tornando a sua determinação demasiado complexa. Assim, para se ultrapassar esta dificuldade é habitual utilizar-se a equação (17), que permite a extrapolação da velocidade do vento para alturas diferentes da velocidade medida à altura de referência ( $h_1$ ).

$$\frac{U_{h_2}}{U_{h_1}} = \frac{\ln\left(\frac{h_2}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{h_1}{z_0}\right)} \quad (17)$$

Esta equação é aplicável em terrenos planos e homogêneos e não tem em consideração o efeito da topografia, de obstáculos e modificações na rugosidade do terreno. A Tabela 2.3 ilustra os valores típicos para o comprimento característico da rugosidade do solo, de acordo como o Atlas Europeu do Vento.

Tabela 2.3 – Valores típicos de  $z_0$  [17].

Tipo de Terreno	Classe	Rugosidade $z_0$ (m)
Superfície da água	0	0,0002
Terreno aberto com superfície plana ou relva	0,5	0,0024
Terreno de agricultura sem vegetação e com construção muito espalhada	1	0,03
Terreno de agricultura com alguma construção e vegetação até 8 m de altura numa distância de 1 km	1,5	0,055
Terreno de agricultura com alguma construção e vegetação até 8 m de altura numa distância de 500 m	2	0,1
Terreno de agricultura com muita construção, arbustos e árvores ou vegetação até 8 m de altura numa distância de 250 m	2,5	0,2
Vilas, terrenos de agricultura com vegetação alta, floresta, terrenos acidentados	3	0,4
Cidades com edifícios altos	3,5	0,8
Grandes cidades com arranha-céus	4	1,6

A análise do vento turbulento é mais complexa uma vez que a turbulência atmosférica é uma característica do escoamento e não do fluido. A turbulência pode ser completamente irregular, o que impossibilita que esta seja descrita de uma maneira determinística, sendo necessário recorrer a técnicas estatísticas. A componente flutuante do vento pode conter energia significativa em frequências próximas das frequências de oscilação da estrutura da turbina eólica, tornando relevante analisar os esforços a que a turbina fica sujeita, já que podem influenciar a vida útil dos equipamentos.

Os estudos da turbulência apresentam os desvios da velocidade instantânea do vento, em relação à velocidade do regime quase estacionário. Uma medida da turbulência é dada pela variância, que se calcula através da equação (18) [17].

$$\sigma^2_u = \frac{1}{T} \int_{t_0 - \frac{T}{2}}^{t_0 + \frac{T}{2}} [u(t) - \bar{u}]^2 dt \quad (18)$$

Já a intensidade da turbulência ( $I_u$ ) pode-se determinar segundo a equação (19).

$$I_u = \frac{\sigma_u}{\bar{u}} \quad (19)$$

A variância varia mais lentamente com a altura do que com a velocidade média, o que significa que a intensidade da turbulência por norma decresce com a altura. Na camada superficial verificar-se a relação  $\sigma_u \approx 2,5 u_*$ , o que permite relacionar a variação da intensidade de turbulência com a altura  $h$  através da equação (20).

$$u(h) = \frac{1}{\ln\left(\frac{h}{z_0}\right)} \quad (20)$$

Para o correto dimensionamento de um projeto de turbinas eólicas é necessário elaborar o espectro de energia do vento a partir das medições efetuadas ao longo do tempo. Assim torna-se possível identificar as frequências associadas ao nível superior de energia e projetar adequadamente as turbinas.

O vento apresenta também características especiais, como, por exemplo, a sua interação com obstáculos, efeito de esteira, efeito de túnel e efeito de colina, que devem ser tidas em consideração nos projetos dos parques eólicos.

Os obstáculos como edifícios, árvores e formações rochosas, afetam o escoamento do vento, provocando uma diminuição da sua velocidade e aumentando a turbulência na sua vizinhança. Assim deve-se evitar a existência de obstáculos perto dos aerogeradores, com principal enfoco nos que se encontram no caminho do vento dominante. Todos os obstáculos a menos de 1 km segundo uma das direções do vento predominantes devem ser considerados no projeto de instalação das turbinas.

O efeito de esteira é um fenómeno que se forma a jusante dos aerogeradores. O vento na parte de trás dos aerogeradores apresenta-se mais turbulento e com menor conteúdo energético quando se compara com o vento incidente. Por este motivo é necessário dispor os aerogeradores de forma a minimizar este efeito. Nestes casos a distância mínima entre aerogeradores deve ser equivalente a três vezes o diâmetro do rotor e na direção do vento dominante, esta distância deve ser de cinco a nove vezes o diâmetro do rotor. Mesmo com estas medidas, estima-se que o efeito esteira provoque uma perda de energia aproximada de 5% [18].

Quando o vento passa por entre duas colinas ou por edifícios altos, o ar é comprimido e a velocidade do vento pode registar grandes aumentos. Este fenómeno tem a designação de efeito de túnel, e poderia representar ganhos energéticos na instalação dos aerogeradores entre as colinas, no entanto, nem sempre se verificam, já que nesses locais a turbulência também tende a ser elevada.

O efeito de colina resulta da compressão que o vento sofre até chegar ao topo da colina. Este efeito, faz com que a velocidade nestes locais seja superior à verificada na sua periferia, mas, se a colina for muito acidentada, a turbulência pode anular este efeito, como se demonstra na Figura 2.10.

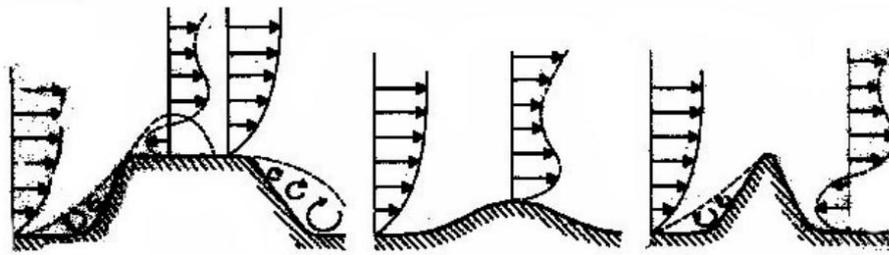


Figura 2.10 - Variação típica da velocidade do vento em altitude para diferentes topografias [16].

### 2.3.2 Potência Eólica

Uma condição essencial para o funcionamento de um aerogerador é a existência de um fluxo permanente e razoavelmente forte de uma massa de ar, que possibilite o aproveitamento de parte da sua energia cinética. A energia cinética associa o volume da massa do ar em movimento com a sua velocidade, de acordo com a equação (21).

$$E_{cin} = \frac{1}{2} m v^2 \quad (21)$$

Em que:

- $E_{cin}$  – Energia cinética (J).
- $m$  – Massa do ar (kg);
- $v$  – Velocidade da massa do ar (m/s).

A massa de ar ao atravessar a secção plana transversal do rotor (área varrida pelas pás do aerogerador) ocupa um determinado volume, que se pode calcular segundo a equação (22).

$$V = A x \quad (22)$$

Em que:

- $V$  – Volume do ar ( $m^3$ ).
- $A$  – Secção plana transversal do rotor, área ( $m^2$ );
- $x$  – Espessura do ar.

Ao se considerar as condições de pressão e temperatura normais, a massa do ar pode ser calculada em função da massa específica do ar, da área e da espessura do ar segundo a equação (23).

$$\rho = \frac{m}{V} \Leftrightarrow m = \rho V \Leftrightarrow m = \rho A x \quad (23)$$

Em que:

- $\rho$  – Massa específica do ar ( $\frac{kg}{m^3}$ ).

De acordo com as equações (22).e (23) pode-se definir a equação da energia cinética da seguinte forma:

$$E_{cin} = \frac{1}{2} (\rho A x) v^2 \quad (24)$$

Assim a potência disponível ( $P_{disp}$ ) numa coluna de ar que se desloca a uma velocidade uniforme e constante é obtida pela equação (25) e é proporcional ao cubo da velocidade do vento.

$$P_{disp} = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (25)$$

A densidade do ar é afetada pela temperatura. Se esta aumentar, o valor da densidade do ar tende a diminuir, o que origina uma redução da potência disponível.

Contudo, a potência disponível no vento não é totalmente convertida em potência mecânica, já que o vento depois de atravessar o plano das pás do aerogerador continua com uma velocidade não nula. Assim o máximo teórico do rendimento desta conversão é de 59,3%, sendo este valor conhecido por limite de Betz.

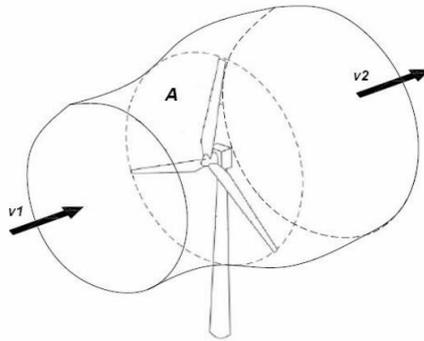


Figura 2.11 - Modelo de Betz [18].

A Figura 2.11 representa o modelo de Betz, em que massa de ar ao atravessar a secção plana transversal do rotor (A) vai criar uma descontinuidade na pressão do ar levando a uma diminuição gradual da velocidade. À massa de ar que passa pela secção plana do rotor do aerogerador dá-se o nome de caudal máximo ( $\dot{m}_r$ ) e pode ser calculado por:

$$\dot{m}_r = \rho A \frac{v_1 + v_2}{2} \quad (26)$$

Assim, a potência extraída da massa de ar pelo rotor do aerogerador ( $P_r$ ) é proporcional à diferença dos quadrados das velocidades  $v_1$  e  $v_2$ .

$$P_r = \frac{1}{2} \dot{m}_r (v_1 - v_2)^2 = \frac{1}{4} \rho A v_1 \left(1 + \frac{v_2}{v_1}\right) v_1^2 \left[1 - \left(\frac{v_2}{v_1}\right)^2\right] \quad (27)$$

A potência disponível ( $P_{disp}$ ) no vento é dada pela equação (28).

$$P_{disp} = \frac{1}{2} \rho A v_1^3 \quad (28)$$

Dividindo a potência extraída do vento ( $P_r$ ) pela respetiva potência disponível ( $P_{disp}$ ), obtém-se o coeficiente de potência ( $C_p$ ), que descreve a energia mecânica que se pode extrair do vento.

$$C_p(u) = \frac{P_r}{P_{disp}} = \frac{1}{2} \left(1 + \frac{v_2}{v_1}\right) \left[1 - \left(\frac{v_2}{v_1}\right)^2\right] \quad (29)$$

Embora o valor máximo de potência seja definido pelo limite de Betz, na prática verifica-se que esse

limite nunca é atingido devido às imperfeições mecânicas dos aerogeradores. Assim os fabricantes dos aerogeradores tendem a indicar o rendimento do gerador elétrico no valor de  $C_p$ , e nos modelos mais recentes já é possível converter no máximo 48% a 50% da potência disponível. Desta forma, a potência elétrica ( $P_e$ ) fornecida aos terminais do gerador passa a ser dada pela equação (30).

$$C_p(u) = \frac{P_e}{P_{disp}} \Leftrightarrow P_e = \frac{1}{2} C_p(u) \rho A v_1^3 \quad (30)$$

Como o coeficiente de potência varia com a velocidade do vento, não se pode concluir que a potência elétrica siga o comportamento da potência disponível, na variação cubica com a velocidade do vento. Esta característica apenas se verifica na zona em que se pretende que o aerogerador extraia a máxima potência possível do vento. Para iniciar a produção elétrica, a potência disponível tem de ser suficiente para iniciar o funcionamento do aerogerador, verificando-se quando se atinge a velocidade de arranque (cut-in wind speed), que por norma é entre os 4m/s e os 5m/s. Quando o aerogerador “arranca”, entra na zona de funcionamento em que a potência elétrica varia aproximadamente com o cubo da velocidade do vento até a velocidade nominal. Quando a velocidade do vento atinge valores muito elevados que colocam em risco a integridade do aerogerador, por medida de segurança o aerogerador é desligado. A esta velocidade do vento chama-se velocidade de paragem (cut-out wind speed) e ocorre para valores entre os 25m/s a 30m/s. Por norma os fabricantes de aerogeradores disponibilizam a curva de potências através de uma distribuição discreta em intervalos de 1m/s.

Com a utilização de uma base alargada do perfil de ventos, pode-se definir o valor esperado para a energia elétrica produzida anualmente ( $E_a$ ), a partir de:

$$E_a = 8760 \int_{u_0}^{u_{max}} f(u) P_e(u) du \quad (31)$$

Em que:

- $u_0$  – Velocidade de cut-in;
- $u_{max}$  – Velocidade de cut-out.

A resolução deste integral implica que as funções  $f(u)$  e  $P_e(u)$  sejam conhecidas, o que nem sempre acontece. Assim para calcular o valor esperado da energia elétrica produzida anualmente é frequente recorrer-se à equação (32), em que se aplicam distribuições discretas.

$$E_a = \sum_{u_0}^{u_{max}} f_r(u) P_e(u) \quad (32)$$

Em que:

- $f_r(u)$  – Frequência relativa da ocorrência da velocidade média do vento ( $f_r(u) = 8760 f(u)$ );

Quando se conhece a probabilidade acumulada  $F(u)$  pode-se calcular a energia elétrica produzível anualmente através da equação (33).

$$E_a = 8760 \sum_{u_0}^{u_{max}} \left[ (F(i-1) - F(i)) \frac{P_e(i) + P_e(i-1)}{2} \right] \quad (33)$$

### 2.3.3 Resultados campanha de medição

A medição do vento num determinado site é realizada através de instrumentos específicos, anemómetros e sensores de direção. É fundamental que os aparelhos estejam devidamente calibrados e que exista um sistema para registar os dados (data-logger), que pode armazenar os dados localmente ou enviá-los por GSM. A localização da torre de medição e sua instrumentação deve ser realizada para abranger todas as direções do vento. Assim, caso existam obstáculos, a torre de medição deve ser instalada a uma distância de pelo menos dez vezes a altura do obstáculo. No caso prático da ilha da Brava optou-se por recondicionar uma antiga estação de medição meteorológica<sup>10</sup>, através da instalação de anemómetros de copos e de sensores de direção (Figura 2.12) instalados às cotas de 11m e 19 m (devido às condições da estrutura da torre, a cota máxima acessível foi de apenas 19 metros).



Figura 2.12 - Sensor de direção (à esquerda) e anemómetro de copos (à direita) [19].

A campanha de medição teve a duração de 1 ano e a velocidade e direção do vento foram registados em intervalos de 10 min, perfazendo um total de 52436 registos, já que ocorreu a falha na receção dos dados durante um dia<sup>11</sup>. O resumo das medições apresenta-se na Tabela 2.4.

Tabela 2.4 - Comparação da velocidade para diferentes cotas.

Altura [m]	Disponibilidade [%]	Velocidade Média [m/s]	Temperatura média [°C]
19	99,7%	7,49	23.07
11	99,7%	7,63	

Na Figura 2.13 apresenta-se o perfil anual da velocidade mensal média do vento para as duas alturas de instrumentação (11m e 19m). Os meses de Dezembro a Fevereiro apresentam o maior potencial eólico, tendo-se verificado o valor mensal médio mais elevado em Fevereiro de 2014 (11,5m/s e 11,3m/s para as cotas de 11m e 19 m, respetivamente). Por outro lado, é nos meses de Julho a Setembro que o potencial eólico é menor, e o mínimo ocorreu em Agosto de 2013 com as velocidades médias mensais de 5,2m/s e 5,1m/s para as cotas de 11m e 19 m de altura.

<sup>10</sup> A estação meteorológica está instalada a 135 metros do nível médio da água do mar, em que as suas coordenadas geográficas WGS84 são:

- Longitude: -24°40'42,42"
- Latitude: 14°53'27,53"

<sup>11</sup> Os dados em falta foram repostos através da média aritmética de cada instante com base nos valores do dia anterior e do dia seguinte.

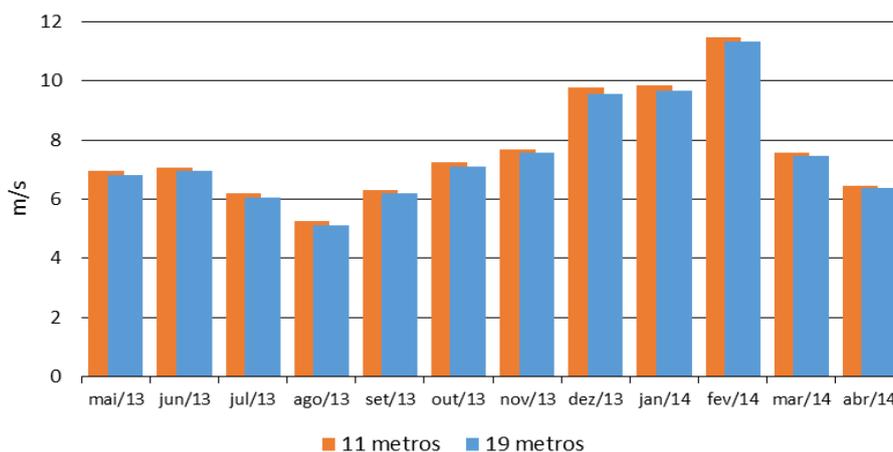


Figura 2.13 - Perfil anual do vento para a altura de 19 e 11 metros.

Era expectável que a velocidade do vento fosse superior para a cota mais elevada, no entanto a análise dos dados indica o contrário. Este fenómeno ocorre porque o anemómetro mais próximo do solo é afetado pelo o efeito de colina. Este fenómeno encontra-se descrito na secção 2.3.1. e corresponde ao aceleração provocado pela massa do ar ao embater e a subir a encosta da ilha.

A torre de medição foi instalada junto à costa e o vento predominante vem do lado do oceano, o que significa que a variação da velocidade do vento em altura seja reduzida, uma vez que o coeficiente de rugosidade no oceano é muito baixo. Assim, na extrapolação da velocidade do vento para diferentes alturas considera-se o coeficiente de rugosidade de  $z_0 = 0.0002\text{m}$  (coeficiente para a superfície da água, da Tabela 2.3), já que os dados recolhidos impossibilitam o seu cálculo, e a altura base será a da cota superior. Na Figura 2.14 apresenta-se o comportamento expectável para a variação da velocidade do vento em função da altitude para o local das medições.

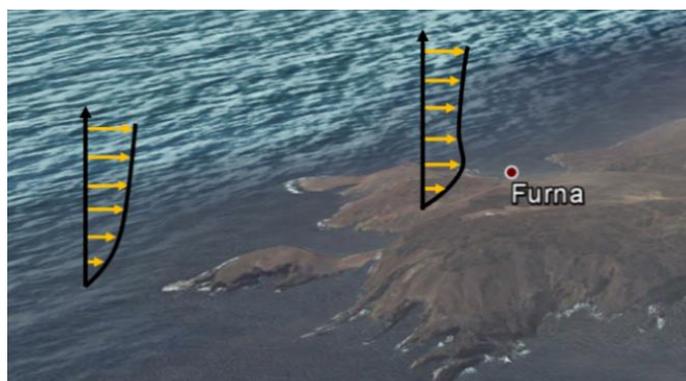


Figura 2.14 – Variação expectável da velocidade do vento em função da altitude e da localização.

Os dados recolhidos da velocidade do vento demonstra que nesta região existe sazonalidade entre as estações do ano<sup>12</sup>, e que o período de maior potencial ocorre durante a estação de seca, como se

<sup>12</sup> O clima no arquipélago em Cabo Verde é caracterizado por duas estações, a estação de seca e a estação de chuva. A estação de seca ocorre durante os meses de Novembro a Julho. Neste período o regime do vento é quase constante devido aos ventos Alísios e Harmatan, verificando-se um clima tropical semidesértico. A estação de chuva ocorre durante os meses de Julho a Outubro e o regime do vento é caracterizada por ser muito irregular e com fraca pluviosidade.

observa na Figura 2.15.

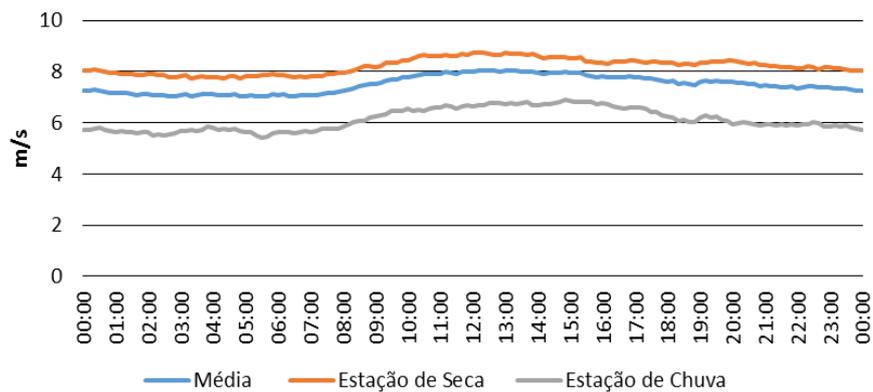


Figura 2.15 - Perfil diário do vento para 19 metros.

A velocidade média anual do vento para a cota de 19 m foi de 7,49 m/s, enquanto na estação de seca verificou-se uma velocidade média de 8,21 m/s e na estação de chuva a velocidade média foi de 6,12 m/s.

Os dados recolhidos pelo sensor de direção permitem concluir que o vento dominante se movimenta no sentido de nor-nordeste para sul-sudoeste com uma frequência de 70%.

Para se representar a frequência das velocidades do vento à cota de 19 metros considerou-se a largura de banda de 1m/s, tendo-se obtido o gráfico de densidade de probabilidades da Figura 2.16.

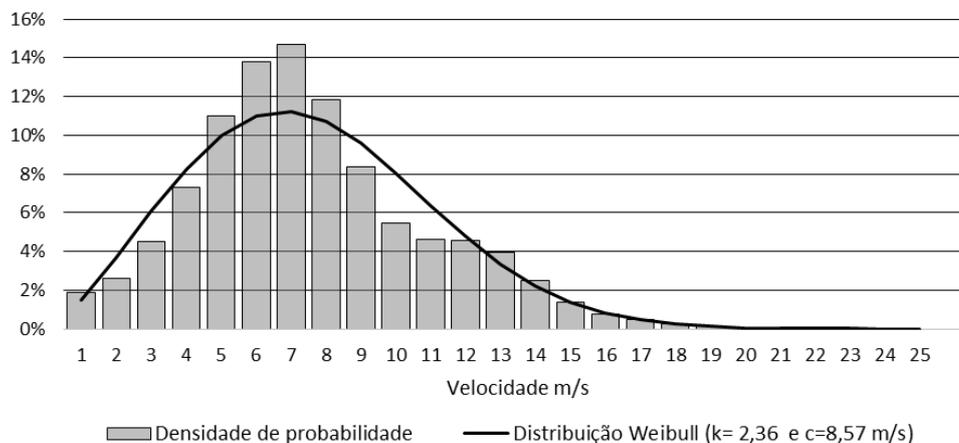


Figura 2.16 – Densidade de probabilidade para a velocidade do vento à cota de 19 metros.

A velocidade predominante do vento ocorre aos 7 m/s e a probabilidade de se atingirem velocidades superiores a 17 m/s é praticamente nula. De acordo com a distribuição da densidade de probabilidade da velocidade do vento, é possível estimar os parâmetros que dão origem à distribuição de *Weibull* que melhor descrevem os valores registados. Para isso é realizada uma regressão linear, com base na função de probabilidade acumulada ( $F(x)$ ), equação (34).

$$F(x) = 1 - \int_{-\infty}^{x_0} f(x) dx \quad (34)$$

Ao aplicar-se a distribuição de *Weibull* a probabilidade acumulada passa a ser dada pela equação (35).

$$F(u) = \exp\left\{-\left(\frac{u^k}{c}\right)\right\} \quad (35)$$

Ao aplicar-se a função logaritmo a ambos os membros da equação (35) obtêm-se uma função do tipo linear.

$$\ln\{-\ln[F(u)]\} = m \ln(u) - m \ln(c) \quad (36)$$

$$y(x) = m x + b \quad (37)$$

Em que:

- $y(x) = \ln\{-\ln[F(u)]\}$ ;
- $x = \ln(x)$ ;
- $k = m$ ;
- $c = \exp\left(\frac{b}{m}\right)$ .

Como os valores da função de densidade de probabilidade estão representados de forma discreta, para se determinar os valores da probabilidade acumulada é necessário aplicar o método de integração trapezoidal segundo as seguintes equações:

$$F(t) = \int_t f(t) dt \quad (38)$$

$$F(t_0) = \frac{f(t_0)}{2} \quad (39)$$

$$F(t_i) = F(t_i - \Delta t) - \Delta t \frac{f(t_i - \Delta t) + f(t_i)}{2} \quad (40)$$

Os resultados obtidos para a probabilidade acumulada apresentam-se na Tabela 2.5.

Tabela 2.5 – Densidade de probabilidade e probabilidade acumulada da velocidade do vento à cota de 19 metros.

u [m/s]	f(u) [pu]	F(u) [pu]	u [m/s]	f(u) [pu]	F(u) [pu]
1	0,019	0,991	14	0,025	0,043
2	0,026	0,968	15	0,014	0,023
3	0,045	0,933	16	0,007	0,013
4	0,073	0,874	17	0,005	0,007
5	0,110	0,782	18	0,002	0,003
6	0,138	0,658	19	0,001	0,001
7	0,147	0,516	20	0,001	0,001
8	0,118	0,383	21	0,000	0,000
9	0,084	0,282	22	0,000	0,000
10	0,055	0,213	23	0,000	0,000
11	0,046	0,163	24	0,000	0,000
12	0,046	0,117	25	0,000	0,000
13	0,039	0,075			

Aplicando as equações (36) e (37) obtêm-se o valor para do declive da reta  $m = 2,36$  e a ordenada na origem  $b = -5,07$ , o que permite aferir que os parâmetros da função de *Weibull* são  $k = 2,36$  e  $c = 8,57$

m/s<sup>13</sup> (a função respetiva encontra-se representada na Figura 2.16).

A intensidade da associação linear entre a densidade de probabilidade do vento registada durante a campanha de medições com a obtida pela função de *Weibull* pode-se quantificar através do coeficiente linear de Pearson. O coeficiente obtido é de 96,5% o que significa que as variáveis apresentam uma correlação muito forte positiva, ou seja demonstra-se que a distribuição de *Weibull* é indicada para descrever o regime do vento.

Conhecidos os parâmetros da função de *Weibull*, torna-se possível determinar a velocidade média do vento através da equação (14),  $u_{ma} = 7,59$  m/s, e a sua respetiva variância pela equação (15),  $\sigma^2 = 3,83$ . Verifica-se que a velocidade média determinada apresenta um desvio de 0,5% da velocidade média dos dados medidos.

Para se determinar a potência disponível do vento é necessário saber qual é a densidade do ar no local das medições. Considerando as condições de pressão atmosférica normal, a densidade do ar diminui com o aumento da temperatura como se pode observar na Tabela 2.6.

Tabela 2.6 - Variação da densidade do ar com a temperatura, à pressão atmosférica normal [17].

Temperatura [°C]	Densidade $\left[\frac{kg}{m^3}\right]$
10	1,247
15	1,225
20	1,204
25	1,184
30	1,165
35	1,146

No período das medição a temperatura média anual foi de 23,07°C e assim a para se determinar a densidade do ar aplica-se a interpolação linear entre as temperaturas 20°C e 25°C, tendo-se obtido que  $\rho(23,07) = 1,192 \frac{kg}{m^3}$

Ao se aplicar a equação da potência disponível (28) para as diferentes velocidades do vento obtém-se a evolução da densidade de potência disponível do vento que se apresenta na Figura 2.17.

---

<sup>13</sup> Para o cálculo dos parâmetros da função de *weibull* foram analisadas as combinações de velocidades de 1m/s e de 17m/s, 1m/s e de 16m/s, 2m/s e de 16m/s, 2m/s e de 17m/s, tendo-se optado pelo par de 2m/s e de 16 m/s para os cálculos finais, já que foi para este par que se registou uma correlação mais elevada entre os dados teóricos e os reais.

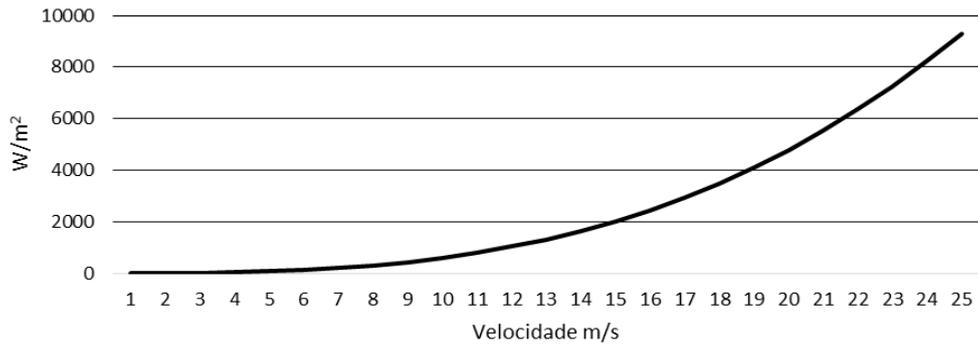


Figura 2.17 - Densidade de potência disponível no vento ( $W/m^2$ ).

Para se determinar a potência disponível no local, cruza-se os dados da densidade de probabilidade das diferentes velocidades do vento com a densidade de potência disponível no vento, obtendo-se a potência possível de se extrair anualmente para cada velocidade, como se apresenta na Figura 2.18.

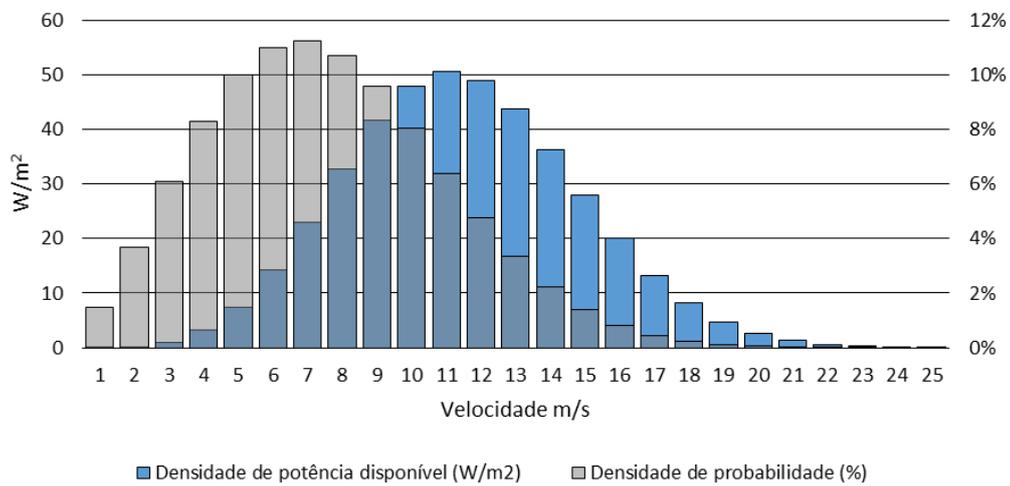


Figura 2.18 - Densidade anual de potência disponível no local de medição.

A velocidade média do vento com maior frequência é aos 7m/s, no entanto é aos 11 m/s que se regista o maior potencial disponível para a produção de energia. Assim ao se considerar o somatório da densidade de potência para as diferentes velocidades médias obtêm-se que a potência disponível no local das medições é de 430,15  $W/m^2$ .

## 2.4 Energia Solar

Neste tópico são apresentadas as características do recurso solar e a análise dos dados provenientes da campanha de medição.

### 2.4.1 Recurso Solar

A maior fonte de energia disponível na Terra provém da radiação emitida pelo Sol. Esta fonte de energia é a base de toda a vida e uma das mais “amigas do ambiente”. Como o Sol está a cerca de 143 milhões de quilómetros da Terra só uma pequena parte da radiação emitida é que atinge a superfície terrestre. A radiação emitida pelo sol é praticamente constante, mas a energia que chega à superfície da Terra apresenta variações provocadas pelo movimento de translação da Terra e pela inclinação do seu eixo. A potência solar incidente por unidade de área designa-se por irradiância solar, representa-se por  $G$  e mede-se em  $W/m^2$ . Já a energia solar incidente por unidade de área designa-se por irradiação solar, representa-se por  $H_i$  e mede-se em  $kWh/m^2$  [17].

A radiação global divide-se em radiação direta  $G_b$  e em radiação difusa  $G_d$ , (41).

$$G_G = G_b + G_d \quad (41)$$

A radiação direta corresponde à fração da radiação que atinge a superfície da Terra sem qualquer mudança de direção, enquanto a radiação difusa propaga-se pelas moléculas de ar e partículas de pó.

A energia incidente num determinado local resulta do alinhamento do Sol com a Terra. A localização do Sol é definida pela sua altura e pelo seu azimute, variando ao longo do dia e o do ano. O Ângulo formado entre a radiação direta incidente no plano e a vertical (Zénite) é designado por ângulo zenital ( $\theta_z$ ). O ângulo zenital correlaciona-se com a latitude e o seu aumento leva a que a radiação direta diminua. Este efeito é demonstrado pela lei do cosseno de Lambert, representado na equação (46).

$$G_b = G_{bnormal} \cos \theta_z \quad (42)$$

Em que:

- $G_{bnormal}$  – Valor normal da irradiância solar direta.

O movimento que a Terra realiza sobre o seu eixo, faz variar o ângulo de incidência dos raios solares sobre a superfície terrestre ao longo do dia. O valor máximo da irradiação ocorre ao meio dia solar, uma vez que, é neste momento que o ângulo de incidência atinge o valor máximo e se regista o valor mínimo da massa atmosférica que os raios solares têm de percorrer para atingir a superfície terrestre.

### 2.4.2 Potência Solar

A produção de energia elétrica a partir do efeito fotovoltaico resulta da exposição de determinados materiais, com estruturas de junções, à radiação solar.

Para a análise do comportamento dos equipamentos fotovoltaicos utilizam-se essencialmente os modelos: simplificado de um díodo e três parâmetros ( $I_0$ ,  $m$ ,  $I_s$ ) e o modelo mais detalhado de um díodo

e cinco parâmetros ( $I_0$ ,  $m$ ,  $I_s$ ,  $R_s$ ,  $R_{sh}$ ). Na Figura 2.19 representa-se o circuito elétrico equivalente para uma célula fotovoltaica, representada pela fonte de corrente ( $I_s$ ) em paralelo com o díodo ideal ( $I_D$ ). No comportamento da célula fotovoltaica real verificam-se perdas nos contactos ( $R_s$ ) e a existência de correntes de fuga ( $R_{sh}$ ).

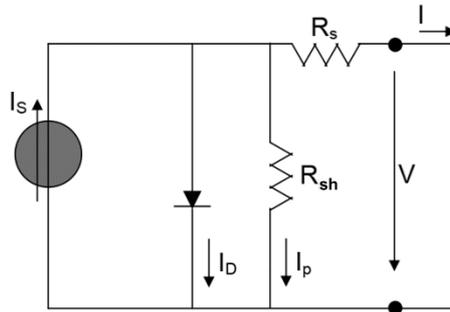


Figura 2.19 – Circuito elétrico equivalente de uma célula fotovoltaica [17].

A fonte de corrente,  $I_s$ , representa a corrente elétrica gerada pelo feixe da radiação luminosa, sendo esta unidirecional e constante para uma dada radiação incidente. Ao se considerar o modelo simplificado de um díodo e três parâmetros, a corrente que atravessa o díodo,  $I_D$ , é obtida pela equação (43).

$$I_D = I_0 \left( e^{\frac{V}{mV_T}} - 1 \right) \quad (43)$$

Em que:

- $I_0$  – Corrente inversa máxima de saturação do díodo;
- $V$  – Tensão aos terminais da célula;
- $m$  – Fator de idealidade do díodo; para o díodo ideal considera-se  $m = 1$ , mas para o díodo real considera-se  $m > 1$ <sup>14</sup>;
- $V_T$  – Potencial térmico à temperatura  $T$ .

A corrente  $I_D$  é afetada pela temperatura do sistema, uma vez que o potencial térmico determina-se pela relação da constante de Boltzmann ( $K$ ), com a temperatura absoluta da célula ( $T$ ) e com a carga elétrica do eletrão ( $q$ ), de acordo.

$$V_T = \frac{K \times T}{q} \quad (44)$$

Através da lei das malhas (KCL), a corrente  $I$  é obtida pela equação (45).

$$I = I_s - I_D \quad (45)$$

A corrente de curto-circuito e a tensão de circuito aberto são características específicas das células fotovoltaicas, sendo fornecidas pelo fabricante para determinadas condições de irradiância incidente e

<sup>14</sup>Com o aumento de  $W_G$  o fator de idealidade do díodo tende a ser maior do que 1.

de temperatura. Na situação de curto-circuito externo o valor da tensão aos terminais da célula é nulo assim como a corrente no díodo  $I_D$ , e a corrente que se fecha pela carga é dada pela equação (46).

$$I = I_S = I_{CC} \quad (46)$$

A corrente em circuito aberto é nula, logo a tensão em circuito aberto é dada por:

$$V_{ca} = m \times V_T \times \ln\left(1 + \frac{I_S}{I_0}\right) \quad (47)$$

A partir das equações (46) e (47) determina-se a corrente inversa de saturação do díodo, dada por:

$$I_0 = \frac{I_{CC}}{e^{\frac{V_{ca}}{m \times V_T} - 1}} \quad (48)$$

Quando  $V \gg m \times V_T$  e  $I_{CC} \gg I_0$ , a corrente na célula solar é dada por:

$$I = I_{CC} \times \left(1 - e^{\frac{V - V_{ca}}{m \times V_T}}\right) \quad (49)$$

A potência máxima de saída é apresentada para as condições de referência (temperatura de 25 °C para uma radiação incidente de 1000 W/m<sup>2</sup>) e designa-se por potência pico ( $P_p$ ). É dada por:

$$P_M = V_M \times I_M \quad (50)$$

Os fabricantes das células fotovoltaicas fornecem determinados valores característicos para as condições de referência, o que possibilita o cálculo dessas variáveis noutras condições de temperatura e radiação. A corrente de curto-circuito varia linearmente com a irradiância incidente e através do seu valor nas condições de referencia obtém-se pela equação (51).

$$I_{CC} = I_{CC}^r \times \frac{G}{G^r} \quad (51)$$

Sendo a potência na célula solar dado por  $P = V \times I$ , onde  $I$  é obtido pelo equação (49), a situação de máxima potência associada à célula solar (MPP na designação anglo-saxónica) é obtido através da condição:

$$\frac{dP}{dV} = 0 \quad (52)$$

A resolução numérica da equação (51) permite obter os valores para  $V_M$  e  $I_M$ , ou seja, as condições do ponto de potência máxima (MPP).

Na Figura 2.20 e na Figura 2.21 apresenta-se a variação da curva I-V com a temperatura e com a irradiância incidente, podendo concluir-se que a potência de saída aumenta com o aumento da irradiância e decresce com o aumento da temperatura. A Figura 2.20 mostra que a temperatura influencia sobretudo o valor de  $V_{ca}$ , tendo um efeito ligeiro no valor de  $I_{CC}$ . A Figura 2.21 mostra a influencia da irradiância sobre as características I(v) da célula. Verifica-se que  $V_{ca}$ , aumenta com a irradiância. O efeito na influência da irradiância sobre a corrente  $I_{CC}$  é praticamente linear como apresentado na equação (51).

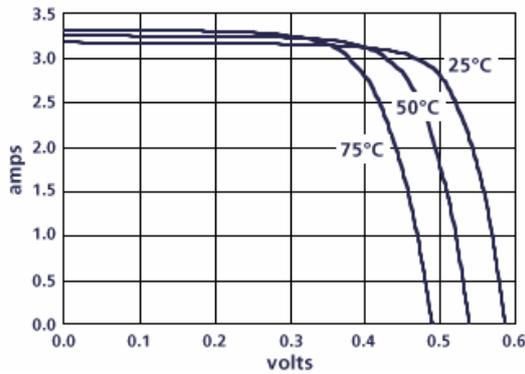


Figura 2.20 - Variação da curva I-V com a temperatura [17].

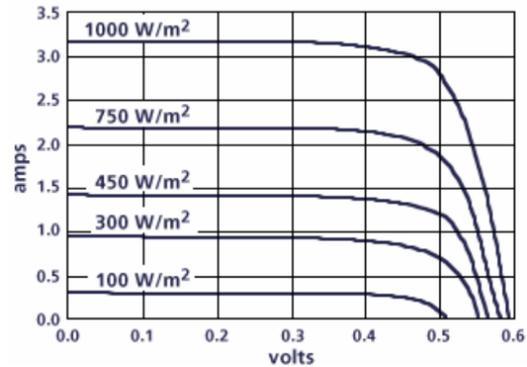


Figura 2.21 - Variação da curva I-V com a radiação incidente [17].

O rendimento dos sistemas fotovoltaicos nas condições de referência ( $\eta^r$ ) é obtido a partir de:

$$\eta^r = \frac{P_{max}^r}{A \times G^r} \quad (53)$$

Em que:

- $A$  – Área útil da célula.

O quociente entre a potência de *ponta* e o produto da tensão do circuito aberto pela corrente de curto-circuito nas condições de referência designa-se por fator de forma, sendo dado por:

$$FF = \frac{P_{max}^r}{V_{ca}^r \times I_{cc}^r} \quad (54)$$

As células fotovoltaicas comercializadas normalmente apresentam um fator de forma compreendido entre 0,7 e 0,85. É um dos fatores de mérito das células solares, devendo ser o mais próximo de 1 tanto quanto possível [17].

### 2.4.3 Resultados campanha de medição

Como se referiu na secção anterior, a produção de energia eléctrica fotovoltaica é condicionada pela irradiância e temperatura. Para analisar o potencial de um determinado local é necessário verificar a sazonalidade dessas variáveis, sendo recomendável reunir no mínimo um ano de dados. Para medir a irradiância solar utiliza-se um piranómetro e para medir a temperatura utiliza-se um termómetro, Figura 2.22.



Figura 2.22 - Piranómetro (à esquerda) e Sensor de temperatura (à direita) [19].

O recurso solar na ilha da Brava foi caracterizado a partir da instalação destes equipamentos numa

antiga estação de medição meteorológica<sup>15</sup>. O piranómetro foi instalado à cota de 22 metros e o termómetro à cota de 8,5 metros. Estes equipamentos transferem os seus registos para um data-logger, que os armazena localmente e envia por GSM.

A campanha de medição teve a duração de 1 ano, sendo a radiação e a temperatura registadas em intervalos de 10 min, num total de 52436 registos (ocorreu a falha na receção dos dados durante um dia<sup>16</sup>). A Tabela 2.7 apresenta-se o resumo dos resultados obtidos para a temperatura e radiação.

Tabela 2.7 - Radiação e temperatura.

	Disponibilidade [%]	Média	Máxima	Mínima
Temperatura [°C]	99,7%	23,07	30,70	18,40
Irradiação [W/m <sup>2</sup> ]	99,7%	203,44	1420,30	0,00

Na Figura 2.23 apresenta-se o valor da radiação média horária registada para diferentes intervalos de confianças. Em média, diariamente, existem 12 horas de radiação solar e o pico ocorre perto das 13:00 horas.

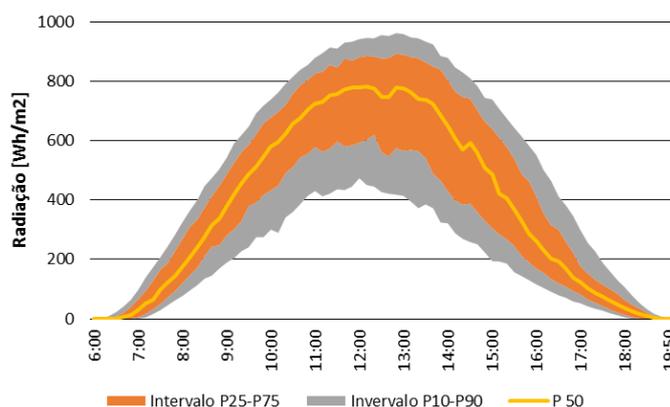


Figura 2.23 – Radiação média diária solar para diferentes índices de confiança.

Tendo em consideração que a campanha de medição teve apenas a duração de 1 ano, recorreu-se à base de dados online do SoDa<sup>17</sup> (Solar radiation data), para comparar o recurso observado com o que seria expectável. Na Figura 2.24 apresenta-se a comparação entre os valores médios diários da radiação, da campanha de medição e da base de dados online, onde se verificou que o valor acumulado da radiação anual superior em 13% para os dados online [20].

<sup>15</sup> A estação meteorológica está instalada a 135 metros do nível médio da água do mar, sendo as suas coordenadas geográficas WGS84:

- Longitude: -24°40'42,42"
- Latitude: 14°53'27,53"

<sup>16</sup> Os dados em falta foram repostos através da média aritmética de cada instante com base nos valores do dia anterior e do dia seguinte.

<sup>17</sup> A radiação solar apresentada é referente aos anos de 2004 e 2005.

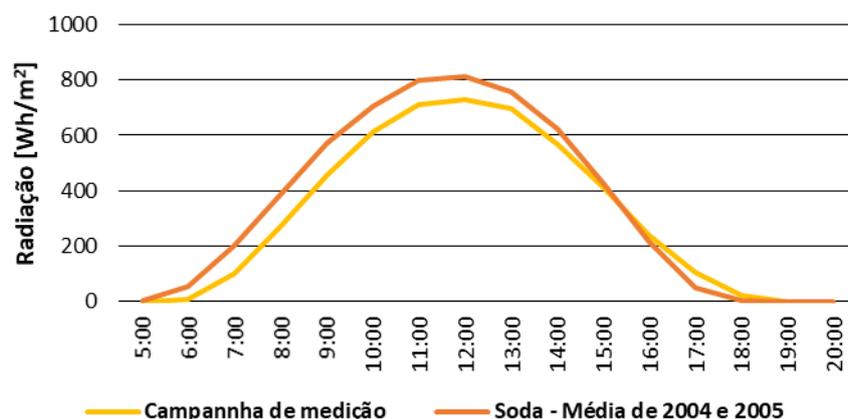


Figura 2.24- Comparação entre a radiação média observada e a radiação média disponível online (SoDa média de 2004 e 2005).

Na Figura 2.25 apresenta-se o perfil médio diário para a radiação solar anual da campanha de medição como para os valores retirados da base de dados online.

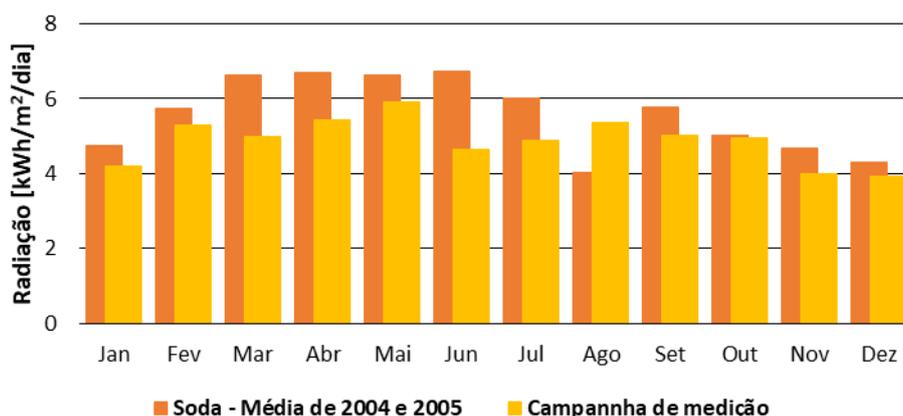


Figura 2.25 - Perfil anual da radiação média diária.

Na Figura 2.25 verifica-se que, à exceção do mês de Agosto, o potencial de radiação diário dos dados obtidos da base de dados do SoDa foi sempre superior aos da campanha de medição. Relativamente aos valores observados da campanha de medição, foi durante os meses de Fevereiro a Maio que se registou um maior potencial, tendo ocorrido o valor mais elevado no mês de Maio com 5,9 kWh/m<sup>2</sup>/dia. Pelo contrário, foi entre Novembro e Janeiro que se verificou um menor potencial, tendo ocorrido o valor mais reduzido em Dezembro, com 3,9 kWh/m<sup>2</sup>/dia. Com base do perfil anual é possível ainda observar que a sazonalidade da radiação solar apresenta uma variação de 20% relativamente à radiação média anual de 4,9 kWh/m<sup>2</sup>/dia, demonstrando a constante disponibilidade deste recurso ao longo do ano.

Como se verificou na secção anterior, para além da radiação, a temperatura tem um impacto importante na produção fotovoltaica uma vez que interfere com o rendimento dos painéis. Deste modo durante a campanha de medição também foram registados os valores da temperatura. Na Figura 2.26 apresenta-se o perfil anual da temperatura em que se observou uma temperatura média de 23 °C. As temperaturas mais elevadas ocorreram durante os meses de Julho a Novembro; decrescendo nos meses de Janeiro

a Abril registaram-se os valores mais baixos.

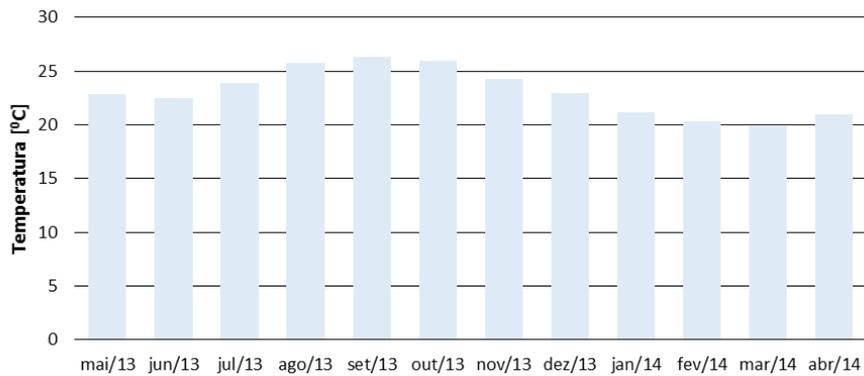


Figura 2.26 – Perfil anual da temperatura média.

Os dados observados durante a campanha de medição demonstram que a temperatura está diretamente relacionada com a radiação, como se realça na Figura 2.27. Durante a noite a temperatura diminui progressivamente devido à inexistência de radiação solar e a Terra continua a libertar calor através da radiação terrestre. Assim a temperatura mínima ocorre imediatamente antes do sol nascer. Com o início da radiação solar a Terra começa a absorver calor até atingir a saturação máxima, altura a partir da qual a radiação terrestre atinge o seu máximo. Por sua vez, a temperatura do ar tende a atingir o seu máximo sensivelmente uma hora depois de se ter verificado o pico da radiação solar.

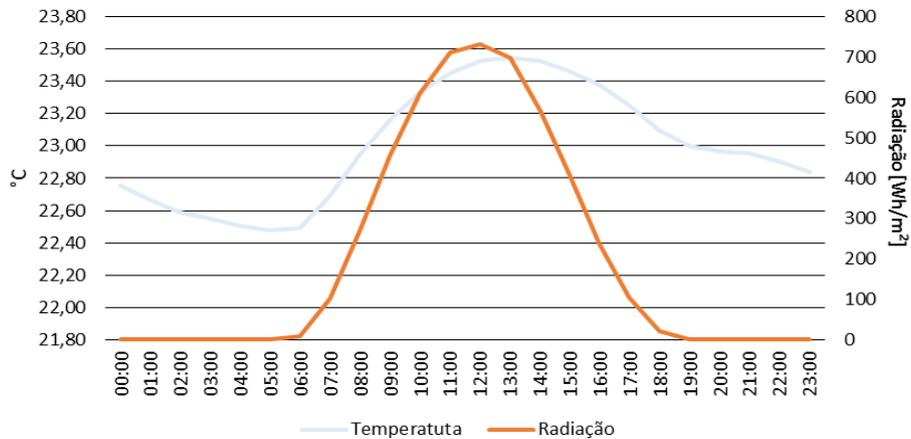


Figura 2.27 – Relação entre a temperatura e a radiação

## 2.5 Tecnologia de geração elétrica

Neste tópico são abordadas as tecnologias de produção de energia elétrica existentes na ilha e as suas alternativas renováveis.

### 2.5.1 Tecnologia *Fuel/Diesel*

A tecnologia a fuelóleo (diesel) tem sido a opção mais utilizada para produzir energia elétrica em locais isolados. Geralmente um gerador *diesel* é constituído por uma máquina de combustão interna (Diesel Engine), um gerador elétrico (Synchronous Generator), um regulador (Governor Control), um controlador de tensão (Voltage Regulator) e um sistema de supervisão e controlo (Engine and Generator Supervisory Control) como se apresenta na Figura 2.28.

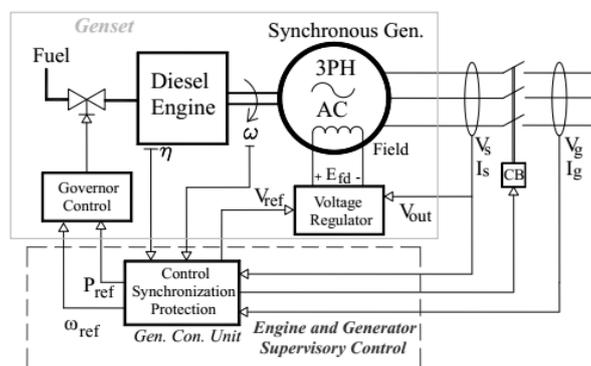


Figura 2.28 - Esquema geral de um gerador *diesel* [21].

O motor primário como o gerador síncrono estão equipados com vários controladores e dispositivos de proteção para executar as tarefas de motor de arranque, controlo de tensão, ajuste de velocidade, estabilização de frequência e sincronização automática com a rede.

Para se garantir a estabilidade do SEE é necessário controlar a potência ativa e reativa entregue pelo gerador, de forma a responder a eventuais desequilíbrios entre a produção e consumo [21]. O controlo da potência ativa ocorre no regulador (Governor Control) e pode ser realizada através do tipo isócrono (frequência fixa) ou do tipo droop (estatismo). No controlo isócrono a potência do motor primário varia instantaneamente após a perturbação, de modo a anular qualquer desvio da frequência do gerador. No controlo do tipo droop o regulador atua sobre o gerador, podendo variar a sua frequência de 3 a 5% do valor nominal. Este último método é mais frequente em geradores com capacidade de despacho e em sistemas com múltiplos geradores em paralelo.

O controlo da potência reativa ocorre no controlo de tensão (Voltage Regulator) e realiza-se ao se fixar o fator de potência do gerador, independentemente da tensão da rede, ou através do controlo do estatismo da tensão, que varia a potência reativa do gerador em função da tensão dos seus terminais. O segundo método apresenta uma vantagem para sistemas com múltiplos geradores em paralelo em que é possível distribuir a potência entre eles [22].

## 2.5.2 Tecnologia Eólica

Atualmente a tecnologia eólica apresenta uma elevada maturidade e está a tornar-se numa das formas mais importantes de produção de energia elétrica renovável. Nos últimos anos tem-se assistido ao aumento da potência instalada. Em 2018 a potência eólica instalada no mundo já ultrapassava os 592 GW, em que 62% dessa potência se encontra repartida pelos seguintes países: China (35,7%), Estados Unidos da América (16,3%), Alemanha (10,0%) [23]. Na Figura 2.29 apresenta-se a evolução da potência eólica instalada nos últimos 18 anos.

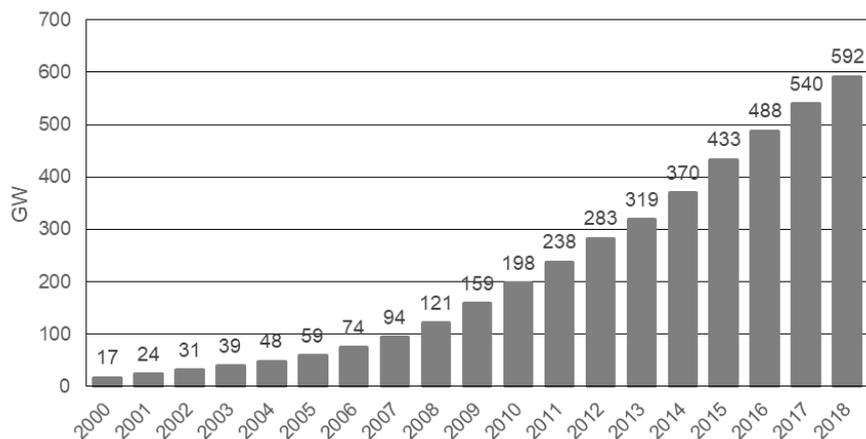


Figura 2.29 - Evolução da potência eólica instalada [23]

Um sistema eólico transforma a energia cinética contida na massa de ar em energia elétrica. Os aerogeradores são constituídos por diversos componentes, onde se destacam a turbina e o gerador elétrico. A turbina (rotor) converte a energia cinética contida na massa de ar em energia mecânica, através de um processo aerodinâmico resultante da interação das pás com o ar em movimento. O gerador elétrico converte a energia mecânica recebida do veio do rotor (ou caixa de velocidade) em energia elétrica.

O controlo de potência em aerogeradores pode-se realizar de dois modos: i) do tipo passivo (Stall Control), em que as pás da turbina se encontram fixas no rotor com um determinado ângulo de ataque de modo a que a turbina entre em perdas aerodinâmicas a partir de uma determinada velocidade do vento ou ii) do tipo ativo (pitch control), em que as pás da turbina não se encontram fixas no eixo do rotor, sendo possível variar o ângulo de passo de forma a se obter uma produção mais estável e eficiente [22]. Os geradores de controlo do tipo passivo apresentam maiores limitações perante as perturbações ocorridas na rede elétrica.

Os aerogeradores com pitch control normalmente possuem geradores de indução duplamente alimentado ou síncronos de ímã permanentes, e são ligados à rede por meio de conversores de potência, o que permite variar a velocidade do gerador de forma a absorver algumas perturbações do SEE.

### 2.5.3 Tecnologia Solar Fotovoltaica

Um sistema fotovoltaico é constituído essencialmente por dois componentes, os painéis fotovoltaicos e os inversores de potência. Os painéis fotovoltaicos são normalmente formados por módulos de junções p-n de silício, embora mais recentemente tenham aparecido no sector de produção de energia elétrica muitos outros materiais em estruturas mais complexas [24]. O seu funcionamento tem por base o efeito fotoelétrico interno que é descrito por equações que traduzem as relações que se devem verificar entre a radiação eletromagnética incidente e o material. De realçar que este efeito existe também em estruturas resistivas, conduzindo a um aumento da condutividade do material por absorção de fótons da luz incidente. É designado por efeito fotocondutor que está na base dos dispositivos designados por foto-detetores, que além das foto-resistências, inclui também estruturas com heterogeneidades tais como os foto-díodos, os foto-transístores no sentido de melhorar a eficiência da conversão de energias. Distinguem-se dos dispositivos fotovoltaicos por serem elementos passivos [25] [26].

Nos últimos anos a tecnologia solar fotovoltaica tem sofrido grandes desenvolvimentos e o aumento da sua comercialização tem provocado uma redução do preço médio dos painéis fotovoltaicos, como se observa na Figura 2.30 [27].

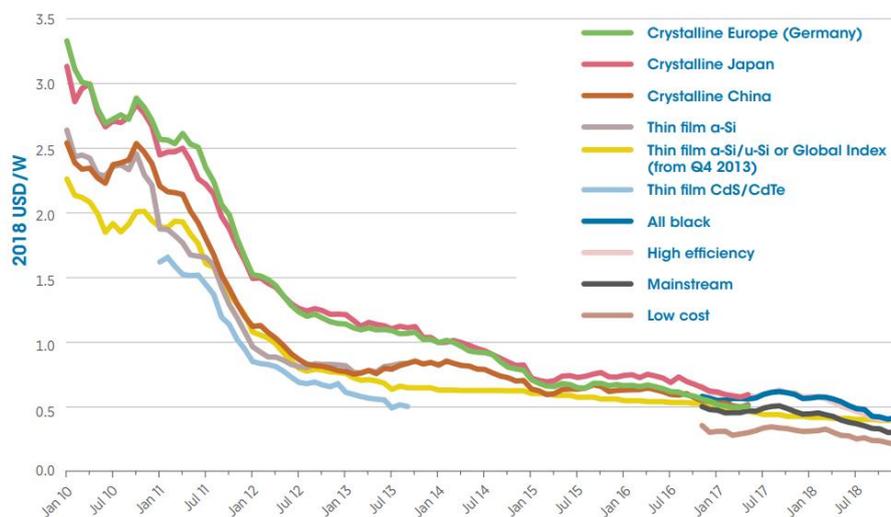


Figura 2.30 - Evolução do preço médio dos painéis solares fotovoltaicos [27]

A redução do custo por MW pico desta tecnologia tem proporcionado o aumento da penetração deste tipo de geração nos sistemas elétricos. Na Figura 2.31 apresenta-se a evolução da potência solar instalada nos últimos 18 anos.

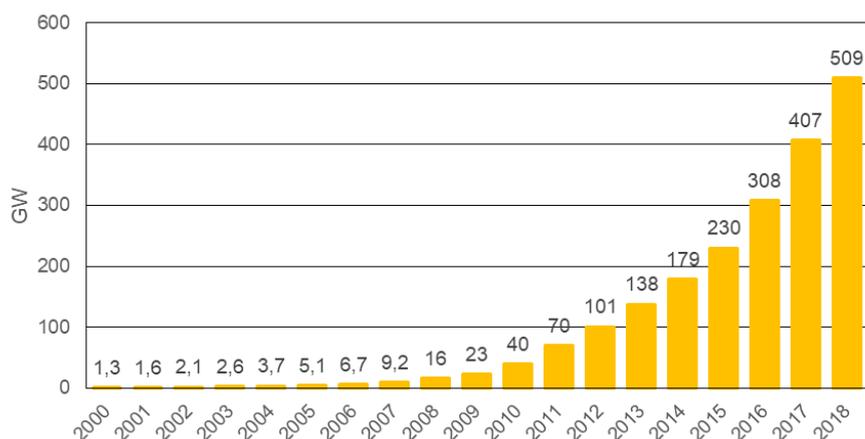


Figura 2.31 - Evolução da potência solar instalada [23]

Até ao ano 2009 o controlo da potência em sistemas fotovoltaicos era tecnicamente limitado. Por este motivo os parques solares eram considerados como “cargas negativas” puramente resistivas que contribuíam apenas para a redução da carga dos geradores convencionais. Se a frequência e/ou tensão da rede sofresse perturbações, os sistemas fotovoltaicos eram desconectados da rede elétrica, por questões de segurança, o que, em redes fracas podia aumentar a instabilidade do sistema. Atualmente os sistemas fotovoltaicos conseguem controlar a potência ativa e reativa que injetam na rede, e durante a sua operação podem ser utilizados para acompanhar a variação da carga.

O controlo da potência ativa é efetuado através da configuração dos inversores, em que se estipula um valor para a frequência a partir do qual eles começam a reduzir a potência injetada, como os limites máximo e mínimo a partir dos quais se desconecta o sistema fotovoltaico da rede. Na Figura 2.32 apresenta-se uma possível configuração em que é possível reduzir em 42% a potência injetada antes do sistema fotovoltaico ser retirado da rede elétrica.

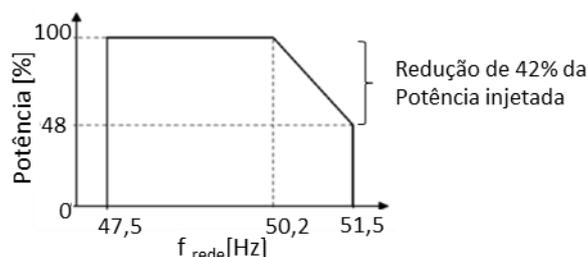


Figura 2.32 - Controlo da potência ativa em sistemas fotovoltaicos [28].

O controlo da potência reativa em sistemas fotovoltaico de grande dimensão (superior a 100 kW) também é realizado através dos inversores que de acordo com a perturbação variam o fator de potência para garantirem a estabilidade da rede.

# Capítulo 3

## Tecnologias de Armazenamento

Neste capítulo realiza-se uma breve descrição das características e do modo de funcionamento para as tecnologias de armazenamento de energia mais comuns. Os sistemas de armazenamento desempenham um papel fulcral para equilibrar a balança entre a produção e o consumo de energia, contribuindo assim para assegurar a segurança, a qualidade e a fiabilidade dos sistemas elétricos. O aumento da penetração da geração renovável na rede elétrica impulsionou o desenvolvimento dos sistemas de armazenamento, uma vez que é necessário transferir de uma forma eficaz a energia elétrica dos períodos em que existe excedente de geração para as alturas em que existe défice de geração.

## 3.1 Tecnologias de Armazenamento

O armazenamento de energia elétrica surge na necessidade de se transferir energia dos períodos de excesso de produção para os de déficit. Este processo é uma tarefa complexa, dado que na maioria das vezes a energia elétrica para ser armazenada tem de ser convertida em outras formas de energia, como por exemplo em energia mecânica, energia eletroquímica e energia química [29]:

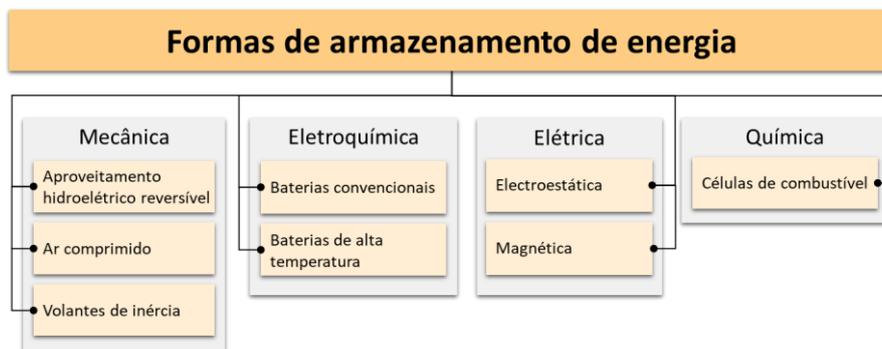


Figura 3.1 – Classificação dos diferentes tipos de armazenamento.

Aprofundando em detalhe cada uma das técnicas evidenciadas na Figura 3.1 podemos concluir que:

- A energia elétrica pode ser transformada em energia mecânica e ser armazenada sobre a forma de:
  - Energia potencial:
    - Aproveitamento hidroelétrico reversível (PHS - *Pumped Hydro Storage*)
    - Ar comprimido (CAES - *Compressed Air Energy Storage*)
  - Energia Cinética
    - Volantes de inércia (*Flywheels*)
- A energia elétrica pode ser transformada em energia eletroquímica e ser armazenada em:
  - Baterias
    - Baterias convencionais
    - Baterias de alta temperatura
- A energia elétrica pode ser transformada em energia química e ser armazenada em:
  - Células de combustível
    - Hidrogénio
- A energia elétrica pode ser armazenada na forma de energia elétrica através do:
  - Armazenamento de energia electroestática
    - Supercondensadores
  - Armazenamento de energia magnética
    - Supercondutores magnéticos

Outra característica importante nas tecnologias de armazenamento também são caracterizadas consoante o seu tempo de resposta e aplicabilidade em:

- Sistemas de resposta rápida (qualidade de energia). Estes sistemas têm uma capacidade de resposta instantânea e a capacidade para fornecer grandes quantidades de energia durante alguns segundos até a alguns minutos, salvaguardando assim a continuidade do serviço e a qualidade da onda de tensão.
- Sistemas de suporte e de reserva (potência de ligação). Estes sistemas têm uma capacidade de resposta de tempo de segundos até alguns minutos e são indicados para assegurar a continuidade do serviço durante as perturbações e flutuações entre a carga e geração.
- Sistemas de gestão da rede elétrica (gestão de energia). Estes sistemas possuem uma grande autonomia e permitem suavizar os diagramas de carga e equilibrar a balança da geração com o consumo, uma vez que podem fornecer energia durante grandes intervalos de tempo.

As diversas tecnologias de armazenamento apresentam diferentes características, como, por exemplo, tempo de resposta, tempo de vida médio, rendimento, densidade de energia, potência e maturidade. Deste modo torna-se necessário avaliar cada situação, para identificar as principais características e assim propor a melhor solução tecnológica.

Nos subcapítulos seguintes apresenta-se em pormenor o funcionamento das principais tecnologias de armazenamento de energia.

### 3.1.1 Aproveitamento Hidroelétrico Reversível (PHS)

O princípio de funcionamento de um aproveitamento hidroelétrico reversível consiste no bombeamento de água entre dois reservatórios que estão posicionados a diferentes cotas. Durante os períodos de baixa procura de energia elétrica (em que o custo de energia é menor) os PHS utilizam essa energia para bombear a água do reservatório inferior para o reservatório superior e assim armazenam a energia elétrica sobre a forma de potencial gravítica. Quando se verifica um aumento da procura o processo inverte-se e a energia potencial é convertida em energia elétrica. Deste modo, a capacidade de armazenamento depende do volume de água que é possível armazenar, como da sua altura de queda. Na Figura 3.2 apresenta-se um esquema típico do funcionamento de um PHS [30].

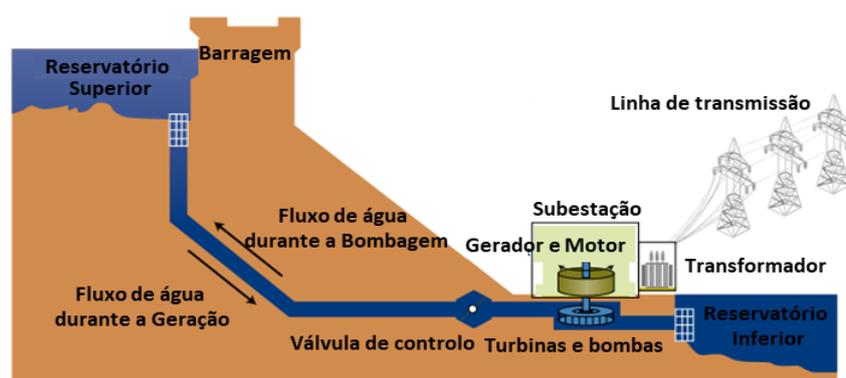


Figura 3.2 – Esquema típico de um aproveitamento hidroelétrico reversível (PHS) [30].

Nas primeiras instalações eram usados dois grupos totalmente independentes, o da bomba-motor para fazer a elevação da água e o da turbina-gerador para se converter o potencial gravito hidráulico em energia elétrica. Posteriormente surgiram as turbinas reversíveis que são capazes de operar como turbina ou como bomba, o que permite reduzir o espaço da instalação do sistema.

A elevada maturidade desta tecnologia permite o armazenamento da energia elétrica em grande escala durante longos períodos, como uma rápida resposta mesmo para valores elevados de potência. Atualmente os PHS são responsáveis por cerca de 97% de todo o armazenamento mundial [31]. Da energia utilizada no processo de bombeamento, apenas se consegue recuperar 70% a 85% devido às perdas do sistema, que consistem na evaporação da água e da não idealidade dos equipamentos [29]. Para implementação desta tecnologia são recomendáveis condições topográficas e hidrológicas naturais, evitando assim custos acrescidos de as criar artificialmente. No entanto, mesmo quando estão reunidas as condições propícias, a implementação desta tecnologia implica um elevado custo de construção (CAPEX), justificando a sua aplicação apenas para aplicações em grande escala. Adicionalmente ao custo elevado, deve ter-se em conta que um aproveitamento hidroelétrico tem um grande impacto ambiental provocado pela oscilação do nível da água dos seus reservatórios.

### 3.1.2 Ar Comprimido (CAES)

O princípio de funcionamento do armazenamento de energia através da tecnologia do ar comprimido consiste na pressurização de um gás (ar) num reservatório, permitindo assim armazenar a energia elétrica sobre a forma de energia potencial elástica. Em termos gerais, o excedente de energia elétrica é utilizado para um compressor injetar ar para dentro de um reservatório, onde fica armazenado sob pressão (energia potencial elástica) até ser reconvertido novamente em energia elétrica através de uma turbina acoplada a um gerador. Dentre as tecnologias de ar comprimido, os sistemas podem ser diabáticos ou adiabáticos<sup>18</sup>. Nos sistemas diabáticos (representado na Figura 3.3) o calor resultante do processo de compressão do ar é dissipado para a atmosfera; por sua vez, para se inverter o processo e voltar a obter energia elétrica, é necessário injetar combustível para assegurar o desempenho da turbina [30]. Esta característica leva a que estes sistemas estejam associados a centrais convencionais térmicas a gás, uma vez que permite melhorar a eficiência destas centrais.

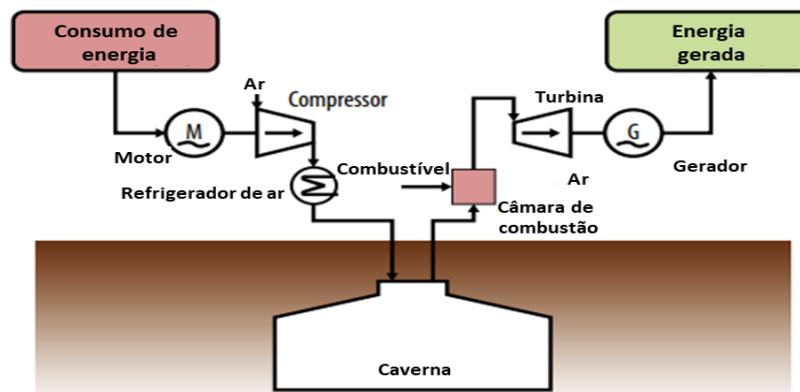


Figura 3.3 – Esquema típico de um CAES diabáticos [30].

Nos sistemas adiabáticos o calor resultante da compressão do ar é armazenado para posteriormente ser utilizado e assim evitar-se a necessidade do recurso a combustível para acionar a turbina. No

<sup>18</sup> Sistema adiabáticos é um sistema que está isolado de quaisquer trocas de calor.

entanto, esta solução aumenta a complexidade do sistema, o que se reflete no aumento dos custos de investimento (CAPEX). Na Figura 3.4, apresenta-se um esquema típico deste sistema.

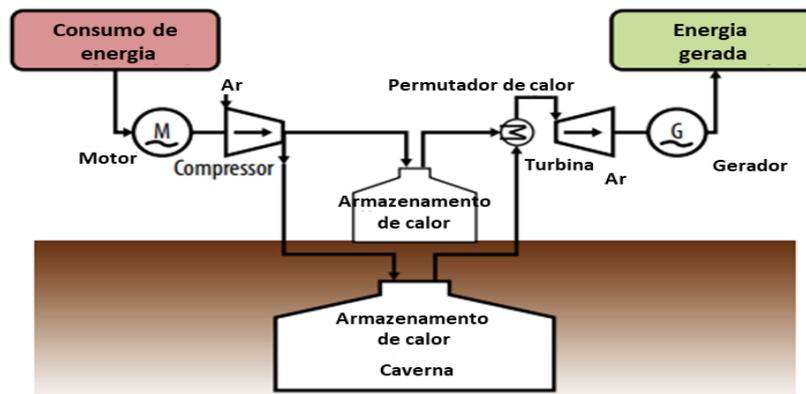


Figura 3.4 – Esquema típico de um CAES adiabáticos [30].

O tipo de reservatório e a quantidade de ar que é possível armazenar são os principais fatores que influenciam a capacidade de armazenamento destes sistemas, onde o seu rendimento varia entre os 45% a 70% da energia consumida.

A complexidade e os custos associados desta tecnologia leva a que seja indicada para aplicações de grande escala. Devido à necessidade de reservatório de grandes dimensões, a implementação desta tecnologia deve ser em locais com formações geológicas subterrâneas propícias (caves subterrâneas, idealmente a grande profundidade).

### 3.1.3 Volante de Inércia (*Flywheel*)

O princípio de funcionamento do armazenamento de energia através da tecnologia de volantes de inércia, normalmente denominados na literatura anglo-saxónica por *flywheel*, consiste no armazenamento da energia elétrica sobre a forma de energia cinética através da rotação de uma massa (rotor) com uma elevada constante de inércia no veio de uma máquina elétrica. Assim sempre que exista um excedente de energia elétrica no sistema, a máquina elétrica funciona como motor e aumenta a velocidade com que o rotor gira, promovendo o aumento da energia cinética. Na situação inversa a máquina opera como gerador através da desaceleração do rotor, o que permite libertar instantaneamente grandes quantidades de energia durante alguns segundos. Esta tecnologia é caracterizada pela sua alta densidade de potência e reduzida densidade de energia, em que a quantidade de energia que pode ser armazenada/fornecida depende principalmente do momento de inércia e do peso da massa girante [29] [30].

O perigo associado às velocidades elevadas que estes sistemas podem atingir obriga a implementação de medidas de segurança adicionais, que consistem na utilização de materiais mais resistentes e capazes de reduzir as forças de atrito a que o rotor está sujeito.

### 3.1.4 Baterias

O princípio de funcionamento das baterias consiste em dispositivos eletroquímicos nos quais ocorrem

reações de oxidação-redução, produzindo assim uma corrente elétrica. Estes dispositivos são formados por elementos básicos, designados por células, sendo o seu agrupamento em série ou paralelo que permite ajustar a tensão e potência às necessidades pretendidas. Por sua vez as células são constituídas por um eletrodo carregado positivamente (ânodo), por um eletrodo carregado negativamente (cátodo) e por um eletrólito (meio que possibilita a condutividade iónica entre os eletrodos). A versatilidade desta tecnologia permite fornecer ao sistema garantias de potência, como de energia, e pode ser instalada em aplicações de pequena como de grande escala.

Existem vários tipos de tecnologia de baterias sendo as mais importantes:

- **Baterias de ácido-chumbo (PbA)**  
As baterias de ácido-chumbo são constituídas por dióxido de chumbo (eletrodo positivo), chumbo (electro negativo) e ácido sulfúrico (eletrólito). Esta tecnologia possuiu uma grande maturidade e o seu rendimento encontra-se entre 70% a 90%. A reduzida taxa de auto descarga e o baixo custo de produção, permite a sua utilização em diversos sistemas, desde veículos a sistemas de energia elétrica. No entanto, a baixa densidade de energia e de potência, a quebra de rendimento perante variações de temperatura e o número baixo de ciclos de vida representam alguns entraves à sua utilização [30].
- **Baterias de iões de lítio**  
As baterias de iões de lítio são constituídas por um eletrodo positivo de lítio, um eletrodo negativo de carbono poroso e por um eletrólito composto por um solvente de sais de lítio. Apesar de recente, esta tecnologia está a assumir um papel preponderante na mobilidade elétrica, uma vez que apresentam uma alta densidade de energia e de potência, uma reduzida taxa de auto descarga e um rendimento elevado [29].
- **Baterias de sódio-enxofre (NaS)**  
As baterias de sódio-enxofre são constituídas por eletrodos em estado líquido, sendo que o eletrodo negativo é constituído por enxofre fundido e o eletrodo positivo por sódio fundido. Os eletrodos estão separados por um eletrólito sólido, sendo este habitualmente de cerâmica. Estas baterias também são designadas por baterias de alta temperatura, em que se destacam valores elevados de densidade de energia e de potência [29].

### 3.1.5 Células de Combustível (Hidrogénio)

O princípio de funcionamento das células de combustível consiste em converter a energia elétrica em energia química para posteriormente ser armazenada. As células de combustível consistem num dispositivo eletroquímico capaz de converter diretamente energia química contida num combustível em eletricidade, sem ser necessário recorrer à combustão. Os componentes básicos de uma célula de combustível são um eletrodo positivo (ânodo), um eletrodo negativo (cátodo) e um eletrólito [32].

O interesse na célula de combustível de hidrogénio deriva em grande parte do facto de este elemento poder ser obtido através de processos não poluentes, como é o caso da eletrólise da água. A combinação de hidrogénio com oxigénio numa célula de combustível resulta apenas em energia

elétrica, calor e água e a eficiência deste processo situa-se entre os 30% a 45% [29].

Apesar das células de combustível de hidrogénio apresentarem diversas vantagens, como a elevada densidade de energia e a sua aplicabilidade ser possível em sistemas de pequena escala como de grande escala, ainda se trata de uma tecnologia muito recente e com um rendimento global reduzido. Adicionalmente, devido ao facto de o hidrogénio ser um gás extremamente inflamável, o seu armazenamento implica procedimentos adicionais de segurança para se evitarem fugas e possíveis explosões.

### 3.1.6 Supercondensadores

O princípio de funcionamento dos supercondensadores consiste em armazenar a energia em grandes campos eletrostáticos entre duas placas condutivas, que estão separados por uma pequena distância. São constituídos por elétrodos, normalmente de carbono poroso e um eletrólito aquoso ou orgânico com uma baixa densidade de energia. Os supercondensadores possuem a capacidade de armazenar e libertar grandes quantidades de energia elétrica instantaneamente durante curtos períodos. Esta característica leva a que as suas principais aplicabilidades sejam para a estabilização da tensão e frequência em sistemas elétricos. Possuem a capacidade de funcionarem dentro de uma grande gama de temperaturas com um rendimento elevado entre 80% a 90%, mas a energia armazenada tem de ser consumida num curto espaço de tempo, devido à sua elevada taxa de auto descarga [29].

### 3.1.7 Supercondutores Magnéticos

O princípio de funcionamento dos supercondutores magnéticos, também conhecidos por SMES (superconducting magnetic energy storage), consiste em armazenar a energia elétrica num campo magnético gerado pelo fluxo de corrente contínua, no interior de uma bobina supercondutora. A bobina é constituída por materiais que em temperaturas extremamente reduzidas ganham propriedades de supercondutividade, fazendo com que a resistência do condutor passe a ser praticamente nula. As principais perdas nesta tecnologia resultam da conversão AC/DC e estão na ordem dos 2% a 3%. A resposta dos supercondutores magnéticos é praticamente instantânea, permitindo fornecer ao sistema grandes quantidades de energia durante alguns segundos. Esta tecnologia apresenta como limitação uma baixa densidade de energia. Adicionalmente a necessidade de refrigeração constante deste sistema limita a operação e aumenta os custos de investimento (CAPEX) [29].

## 3.2 Seleção da Tecnologia de Armazenamento

Para o caso em estudo em que se pretende um sistema 100% renovável, a tecnologia de armazenamento assume uma tarefa preponderante, uma vez que terá de armazenar/fornecer grandes quantidades de energia para fazer face às intermitências inerentes das fontes renováveis e do

consumo. Para a concretização de um sistema desta envergadura, a tecnologia de armazenamento deve assegurar:

- Elevada capacidade para armazenar energia, que permita uma autonomia para suprir períodos longos em que a geração seja inferior ao consumo;
- Elevada capacidade de fornecer instantaneamente grandes quantidades de energia (potência máxima de carga ou descarga). Considerando a intermitência e imprevisibilidade dos recursos renováveis, é necessário compensar as oscilações instantâneas da produção e do consumo.
- Rendimento elevado. Significa que durante o processo de transferência de energia as perdas devem ser mínimas, assim como a auto descarga da energia armazenada.
- Reduzido impacto ambiental.

Numa primeira análise apresenta-se na Figura 3.5 a aplicação para cada tecnologia e o intervalo de rendimento.

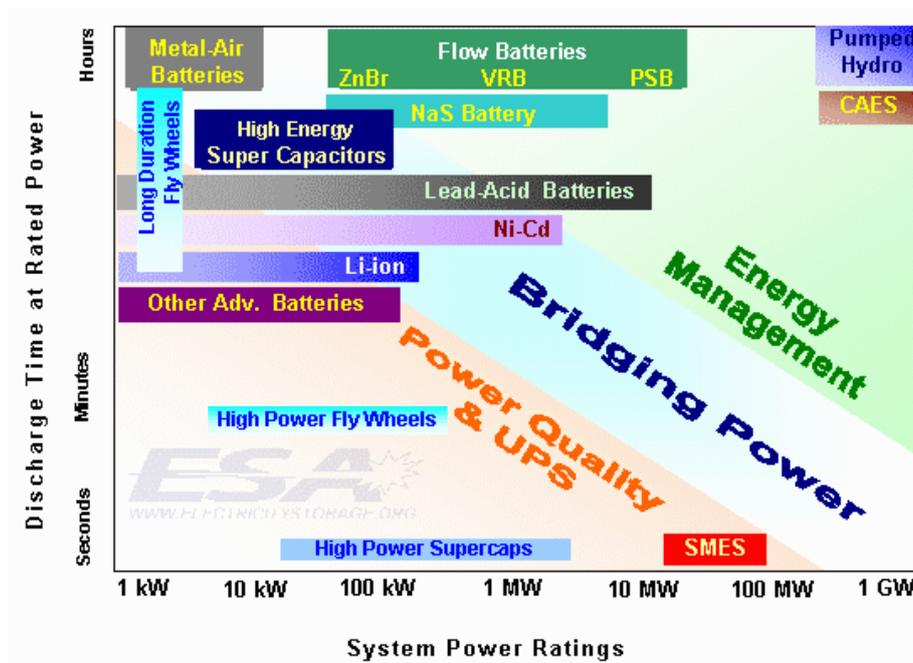
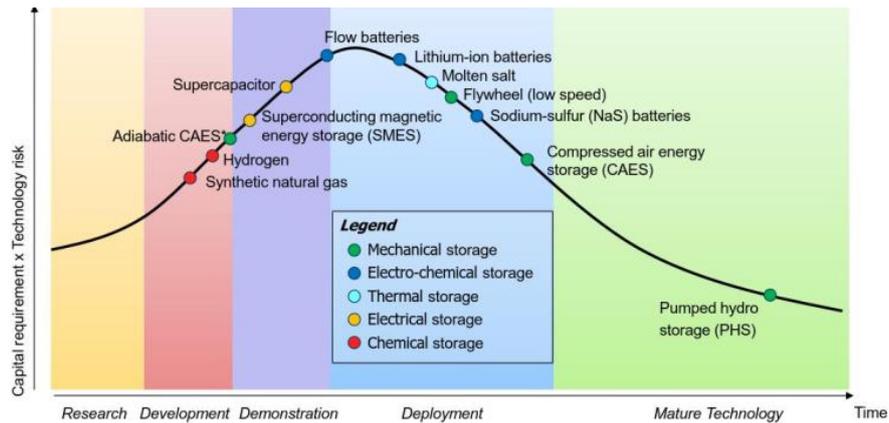


Figura 3.5 – Técnicas de armazenamento em função dos campos de aplicação e rendimento [33].

A característica modular dos sistemas com baterias permite diferentes tipos de configuração, possibilitando a sua configuração para garantir elevados valores de potência como também para fornecer energia durante longos períodos.

A maturidade em que a tecnologia se encontra é um forte indicador que permite avaliar a fiabilidade da tecnologia e o respetivo risco. Na Figura 3.6 apresenta-se o estado para cada uma das tecnologias.



Da Figura 3.6 destaca-se o PHS como a tecnologia mais consolidada, no entanto verifica-se que a maioria das tecnologias que estão na fase de desenvolvimento são baterias. Esta situação é um indicador de que o custo desta tecnologia terá um grande potencial de redução, uma vez que com a produção em massa, o custo de produção e risco tenderão a diminuir. A elevada maturidade da tecnologia PHS torna esta tecnologia a mais utilizada mundialmente (Figura 3.7).

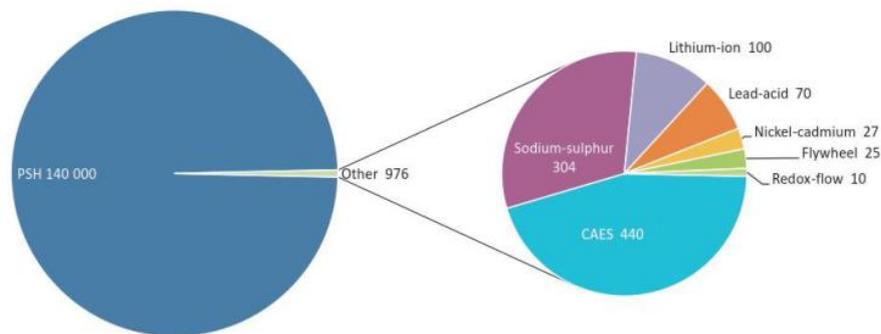


Figura 3.7 – Capacidade instalada global de armazenamento de eletricidade ligado à rede (MW) [29].

Na Tabela 3.1 apresenta-se uma comparação entre das principais tecnologias de armazenamento.

Tabela 3.1 – Resumo das características das tecnologias de armazenamento [34]

Tipo tecnologia	Capacidade de Armazenamento (kWh)	Potência Típica (MW)	Densidade de Energia (Wh/L)	Tempo de Resposta	Tempo de carga /descarga
Aproveitamento Hidroelétrico Reversível (PHS)	≥ 150	250 – 1000	0,50 – 1,5	Segundos a minutos	Horas
Ar Comprimido (CAES)	≥ 10	100 – 300	3 – 6	Minutos	Horas
Volante de Inércia (Flywheel)	1 – 25	0,01– 10	20 – 80	Segundos	Segundos a Minutos
Baterias de ácido-chumbo (PbA)	≤ 100	1 – 100	50 – 80	Segundos	Horas
Baterias de íões de lítio	≤ 10	0,1 – 5	200 – 500	Segundos	Minutos a Horas
Baterias de sódio-enxofre (NaS)	≤ 100	5	150 – 250	Milissegundos	Horas
Supercondensadores	≤ 10	0,1 - 10	2 – 10	Segundos	Segundos
Supercondutores Magnéticos	≤ 10	0,1 - 10	0,2 – 2,5	Milissegundos	Segundos

<b>Tipo tecnologia</b>	<b>Vida útil (Anos)</b>	<b>Vida útil (Ciclos)</b>	<b>Rendimento (%)</b>	<b>Custo \$/kW</b>	<b>Custo \$/kWh</b>
Aproveitamento Hidroelétrico Reversível (PHS)	+25	>50 000	75 – 85	1 000 – 4 000	100 – 250
Ar Comprimido (CAES)	+20	>10 000	45 – 60	800 – 1 000	50 – 150
Volante de Inércia (Flywheel)	20	>100 000	85 – 95	2 000 – 4 000	1 500 – 3 000
Baterias de ácido-chumbo (PbA)	3 – 10	500 – 800	70 – 90	300 – 800	150 – 500
Baterias de iões de lítio	10 – 15	2 000 – 3 000	85 – 95	400 – 1000	500 – 1 500
Baterias de sódio-enxofre (NaS)	15	4 000– 40 000	80 – 90	1 000 – 2 000	125 – 250
Supercondensadores	5 – 20	50 000	90	1 500 – 2 500	300 – 2 000
Supercondutores Magnéticos	5 – 20	>50 000	>90	2 000 – 13 000	1 000 – 10 000

Dos diferentes tipos de tecnologias de armazenamento de energia, a tecnologia que se demonstra mais adequada à realidade da situação da ilha da Brava consiste num sistema de Baterias. Esta tecnologia tem a capacidade para fornecer potências elevadas durante curtos períodos, como também de assegurar o fornecimento a longo prazo de energia.

A necessidade do sistema a implementar conseguir fornecer energia durante longos períodos, de forma a responder ao consumo nos períodos de quebra de geração renovável, leva a que as tecnologias do Volante de Inércia (Flywheel), dos Supercondensadores e dos Supercondutores Magnéticos não sejam as mais indicadas. Por sua vez, a implementação das tecnologias de ar comprimido e de aproveitamento hidroelétrico reversível também não parecem ser viáveis, uma vez que requerem condições geográficas favoráveis e com elevados custos para a dimensão do sistema da ilha. A célula de combustível de hidrogénio ainda é uma tecnologia que se encontra em desenvolvimento e com um baixo rendimento. As baterias revelam-se assim como a tecnologia mais adequada à realidade da ilha da Brava, uma vez que a sua particularidade modular permite responder a todas as necessidades dos sistemas de energia elétrica, como se verifica na Figura 3.5. Dentro dos três tipos de tecnologias de baterias apresentadas, as baterias de sódio-enxofre são as que estão presentes na maioria nas soluções de armazenamento ligadas à rede elétrica, como se verifica na Figura 3.7. Considerando a elevada maturidade das baterias de sódio-enxofre, a sua grande capacidade de armazenamento e de vida útil, será esta a tecnologia selecionada.

# Capítulo 4

## Caso de Estudo

Neste capítulo apresenta-se a metodologia aplicada e os resultados obtidos da análise entre o consumo e a geração renovável combinada com o sistema de armazenamento.

Um sistema elétrico onde a geração de energia elétrica é exclusivamente de origem renovável enfrenta grandes desafios de fiabilidade devido à imprevisibilidade dos recursos e da capacidade destes se ajustarem e adaptarem à procura energética. Para mitigar a incerteza da geração renovável opta-se pela combinação de diferentes recursos e no caso da Ilha da Brava é possível conjugar os seus dois recursos naturais mais abundantes, a energia solar e a energia eólica.

A estimativa de produção de energia elétrica para cada um dos recursos renováveis resulta do processamento dos dados recolhidos durante a campanha de medição nos programas PVsyst® e WASP®. Assim, para cada instante será possível comparar o potencial de produção com o diagrama de carga do consumo e avaliar as necessidades de armazenamento para os períodos críticos.

Por fim, para cada cenário calcula-se o custo nivelado da energia (LCOE), que relaciona os custos de investimento (capex e opex) com a produção de energia espetável ao longo da vida útil do projeto.

Para a otimização dos cenários de produção é associada ao valor do LCOE a percentagem de indisponibilidades do sistema. A conjugação de potência eólica, solar e de armazenamento a instalar conduz à opção que permite obter um valor de LCOE mais baixo dentro da mesma taxa de serviço.

## 4.1 Abordagem ao Problema

As análises realizadas nos capítulos anteriores nomeadamente, à disponibilidade do recurso eólico e do recurso solar, assim como a estimativa da evolução da procura de energia elétrica para o ano de 2020 serão aplicadas no cálculo da conjugação técnico económica otimizada para aferir as necessidades de geração renovável e de armazenamento que permita suprimir as necessidades energéticas da ilha.

Assim, neste capítulo serão apresentados os pressupostos e considerações assumidas para a criação de uma ferramenta que permita aferir a conjugação ótima da potência a instalar de cada tecnologia para diferentes tipos de penetração renovável tendo o objetivo de se atingir os 100%.

No capítulo 2.1 apresentaram-se as limitações geográficas da ilha para a instalação de projetos eólicos e solares, em que a área regulamentada e disponível para este tipo de projetos (ZDER) é de 37 hectares e 6 hectares, respetivamente.

Os diferentes cenários de mix energéticos terão por base a análise de um período de um ano, em que as necessidades energéticas serão analisadas em intervalos de 10 minutos (escala utilizada durante a recolha de dados da campanha de medição). Para cada instante realiza-se o balanço entre a energia produzida e o consumo sendo que a diferença entre estas duas variáveis será compensado pelo sistema de armazenamento. Assim, em cada instante poderá verificar-se um dos seguintes cenários:

- Consumo igual à produção;
- Consumo superior à produção:
  - O sistema de armazenamento tem capacidade para fornecer a totalidade da energia em défice;
  - O sistema de armazenamento não tem capacidade para fornecer a totalidade da energia em défice;
- Consumo inferior à produção:
  - O sistema de armazenamento tem capacidade para armazenar a energia excedente;
  - O sistema de armazenamento encontra-se à capacidade máxima e o excesso de energia será desperdiçado;

Para cada uma das combinações de tecnologias é calculado o custo nivelado de energia (LCOE) e como principais outputs é possível verificar o nível de fiabilidade do sistema, a energia produzida a partir de cada uma das fontes, a energia armazenada, a energia desperdiçada, períodos de défice de energia, etc.

O sistema final será formado por um parque solar, um parque eólico, um sistema de armazenamento (baterias NaS) e um sistema de controlo. O sistema de controlo terá uma função de despacho, onde irá recolher e analisar os dados referentes ao estado de cada tecnologia e enviar instruções para os elementos do sistema e assim assegurar o funcionamento contínuo do sistema. Na Figura 4.1 apresenta-se a representação esquemática idealizada e a interação entre os seus diferentes sistemas.

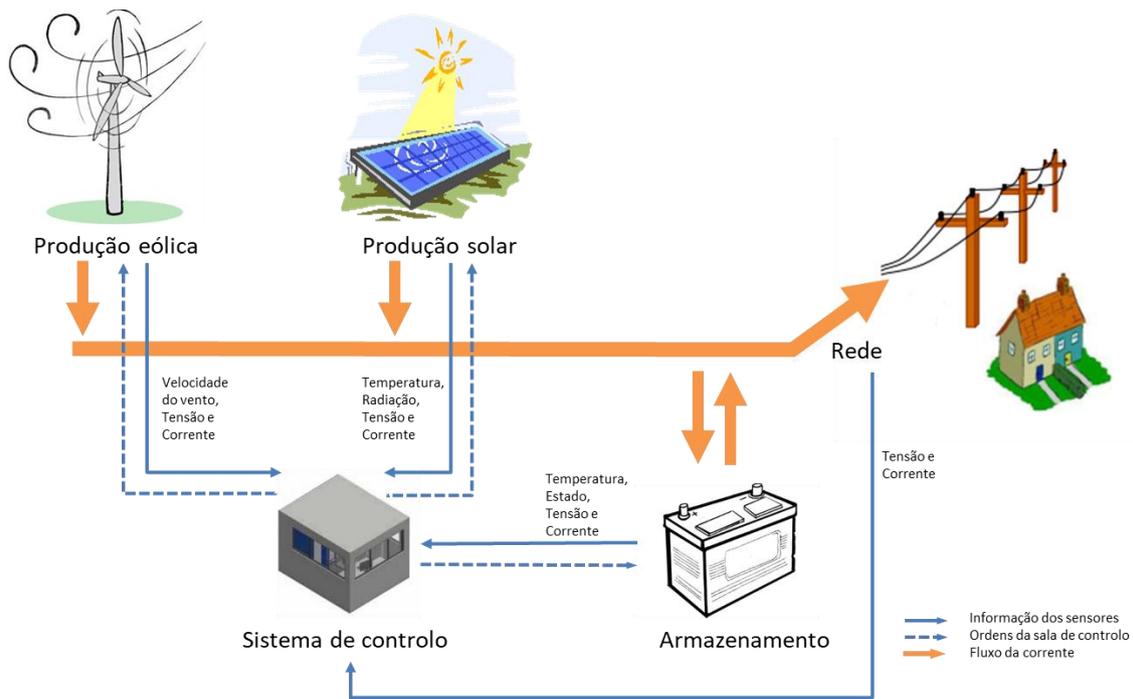


Figura 4.1 – Esquema ilustrativo do sistema idealizado para a Ilha da Brava

Os pressupostos económicos assumidos para a realização das simulações resultam da informação disponibilizada pela Gesto Energia, baseados na sua experiencia internacional no mercado do sector renovável. Assim as simulações terão as seguintes premissas:

- Sistema com uma vida útil de 25 anos. Este período corresponde à maioria do tempo de vida útil máxima dos equipamentos que compõem a solução.
- Custo médio ponderado de capital (WACC, Weighted Average Cost of Capital) de 3% ao ano. Por se tratar de um projeto de interesse público que visa o apoio e melhoria da condição de vida da região através da integração de energias renováveis este financiamento enquadra-se nos apoios comunitários, com menores taxas de retorno.

## 4.2 Produção Eólica

A produção eólica para cada intervalo foi fornecida após os valores da velocidade do vento recolhidos durante a campanha de medição terem sido modelados através do *software* WAsP®. Este *software* permite o cálculo da produção eólica através de modelos matemáticos de escoamento, que para além dos dados de recurso (de um ponto específico da região) e da curva de potência da turbina considerada, têm também em consideração a orografia, obstáculos, rugosidade e eventuais efeitos de esteira em cenários com múltiplas turbinas. Assim, a otimização dada pelo WAsP® permite determinar os locais mais indicados para a instalação das turbinas.

A turbina seleccionada teve em consideração o valor reduzido do consumo médio estimado para o ano

de 2020 (360 kWh), como também as restrições de acessos identificadas no capítulo 2.1 (capacidade do porto, existência de acesso para o transporte dos equipamentos). Assim, para o modelo WASP® foram consideradas turbinas com uma potência nominal de 225 kW, de três pás, com o rotor instalado a uma altura de 30 metros e a com seguinte curva de potência.

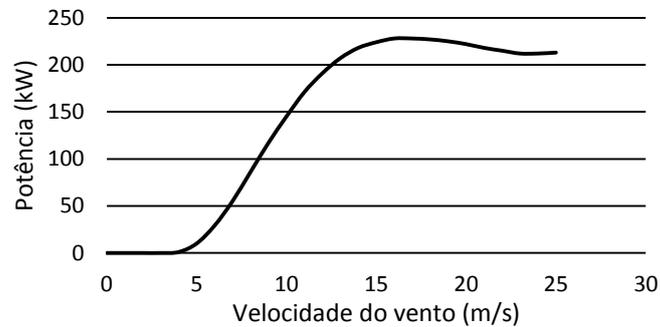


Figura 4.2 - Curva da potência da turbina considerada 225 kW.

Na Figura 4.2 verifica-se que a turbina só começa a funcionar quando o vento atinge a velocidade de 4 m/s, sendo esta velocidade denominada de “cut-in”. Por razões de segurança e para se evitarem danos na turbina, esta deixa de funcionar para velocidades superiores a 25 m/s, sendo esta velocidade denominada de “cut-out”.

A produção anual estimada para uma turbina nas condições anteriores é de 0,561 GWh, sendo que representa uma produção anual 2490 horas à potência nominal (NEP’s), como se determina pela equação (55).

$$NEP's = \frac{E_{anual}}{P_{Nominal}} = \frac{561}{0.225} \approx 2490 \quad (55)$$

Considerando o consumo anual estimado para o ano de 2020, que é cerca de 3,2 GWh, seriam necessárias 6 turbinas para gerar essa energia. No entanto a geração renovável não acompanha o diagrama do consumo e, como se apresentou anteriormente na Figura 2-24, a velocidade do vento apresenta grandes variações entre meses, sendo que durante o mês de Agosto a disponibilidade deste recurso é muito reduzida como se apresenta na Figura 4.3.

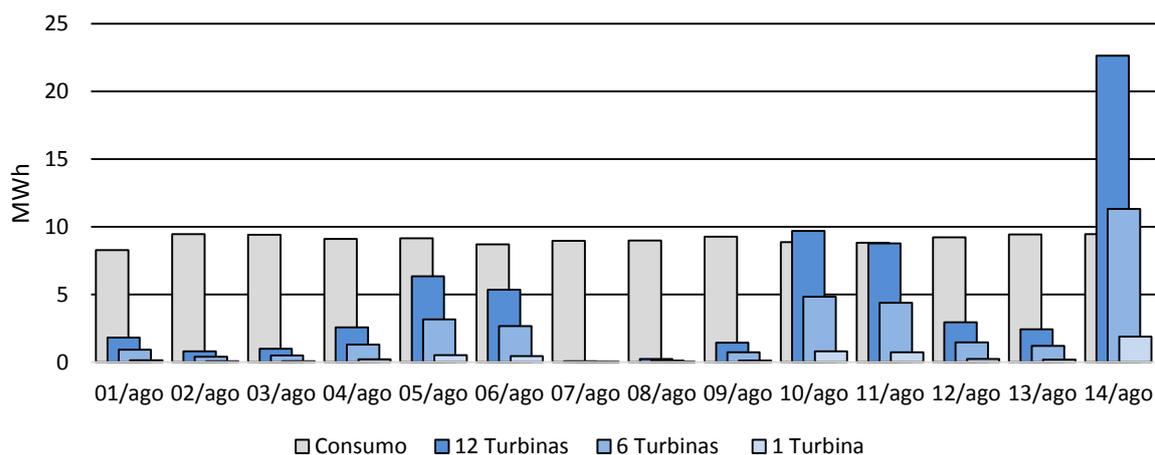


Figura 4.3 – Comparação entre o consumo e diferentes cenários de geração.

Esta situação indica que esta tecnologia tem de ser complementada com outras, caso contrário o armazenamento teria de ter a capacidade de gerir e transferir energia entre grandes períodos, de semanas chegando mesmo a meses. Mesmo no cenário extremo de 12 turbinas, em que a produção anual seria o dobro da procura, ocorrem vários dias seguidos onde a produção é tão reduzida que não teria capacidade de suprimir o consumo como de promover energia ao sistema de armazenamento. Na Figura 4.4 observa-se a visão anual entre o consumo e os diferentes cenários de produção, onde se constata uma grande variação da produção mensal.

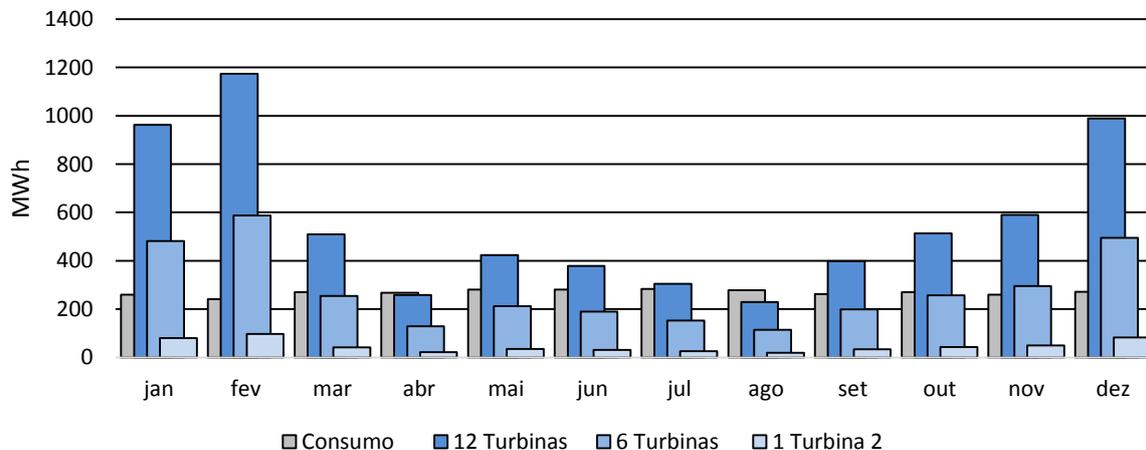


Figura 4.4 – Comparação anual entre o consumo e diferentes cenários de geração.

É durante os meses de Janeiro, Fevereiro e Dezembro que o potencial de geração eólica atinge o seu máximo, no entanto nos outros meses verifica-se uma quebra acentuada com destaque para os meses de Abril, Julho e Agosto.

O capex para o fornecimento e montagem em Cabo Verde de uma turbina com as características apresentadas encontra-se próximo dos 600 mil euros por unidade e anualmente os custos de operação

(opex) seriam de 26 k€/MW durante os 25 anos de vida útil<sup>19</sup>.

A potência eólica otimizada a instalar vai-se determinar através da ferramenta onde se vai analisar em períodos de 10 minutos o mix de geração e consumo em que a potência eólica a instalar irá variar em intervalos de 225 kW, potência de cada turbina.

### 4.3 Produção Solar

A produção Solar para cada intervalo foi determinada através do *software* PVsyst®, onde se modelaram os dados da radiação e da temperatura recolhidos durante a campanha de medição. O PVsyst® é um *software* que permite o dimensionamento detalhado sistemas fotovoltaicos. O seu algoritmo considera a localização, a radiação temperatura e as características técnicas dos módulos e dos inversores, considerando assim os efeitos térmicos sobre o rendimento dos módulos como também as perdas de conversão CC para AC no inversor,

Para avaliar o potencial de produção optou-se por simular um parque solar com tecnologia fixa, com uma potência pico de 1MWp. A opção de se considerar um sistema com tecnologia fixa em detrimento de um sistema com tracking baseou-se numa lógica de fiabilidade e de redução de custos associados a manutenção, uma vez que a ZDER solar encontra-se num local muito ventoso, o que induziria um desgaste superior com o uso de um sistema com tracking. Nestas condições, a produção anual espectável é de 1,47 GWh e que corresponde a uma produção de 1470 horas à potência nominal (NEP's). Apesar do valor das NEP's ser reduzido, a disponibilidade deste recurso é praticamente diária, permitindo assim reduzir as necessidades de armazenamento. Na Figura 4.5 apresenta-se a comparação diária entre o consumo e diferentes cenários de geração para o mês de menor potencial, e verifica-se que no cenário de 2,2 MWp o consumo na maioria dos dias estaria assegurado, sendo necessário apenas realizar a transferência diária de energia para suprir as necessidades totais do consumo.

---

<sup>19</sup> Valores estimados em “*benchmarks*” internacionais fornecidos pela Gesto Energia

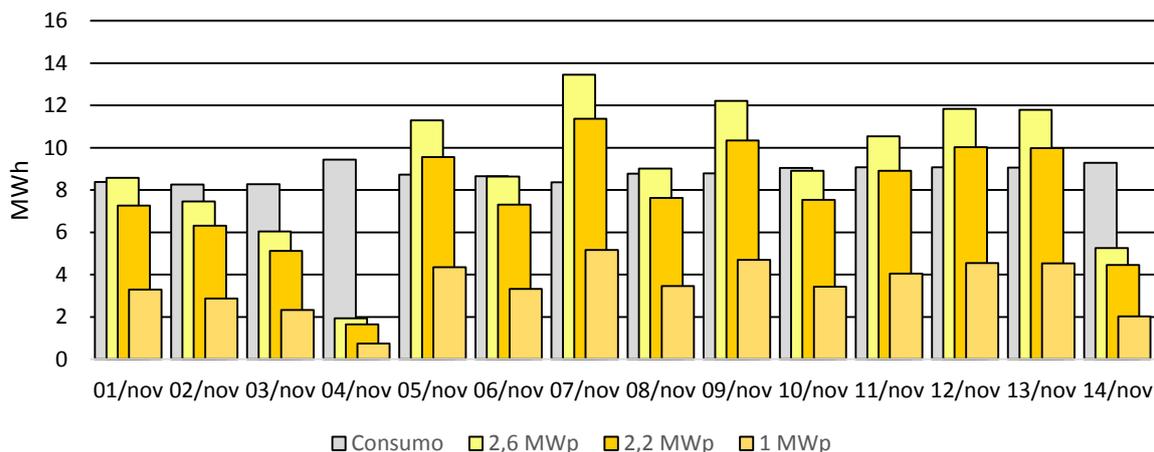


Figura 4.5 – Comparação entre o consumo e diferentes cenários de geração.

O potencial de produção anual apresentado na Figura 4.6 demonstra que a variação mensal do recurso é reduzida e permite adaptar-se ao consumo registado. O cenário dos 2,6 MWp satisfaz as necessidades energéticas em todos os meses. No entanto, é necessário analisar se a energia produzida neste cenário é suficiente para assegurar as perdas inerentes ao armazenamento de energia para a regulação e transferência de energia diária.

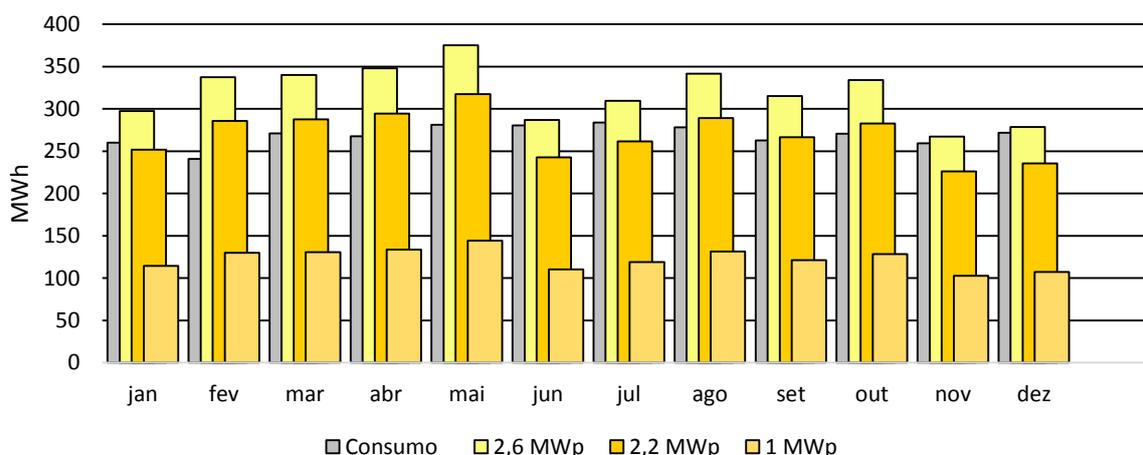


Figura 4.6 – Comparação anual entre o consumo e diferentes cenários de geração.

É durante os meses de Fevereiro a Maio que o potencial de geração solar atinge o seu máximo, por outro lado é nos meses de Novembro e Dezembro que este é mais escasso.

A ZDER solar de 6 hectares pode vir a revelar-se uma condicionante para a potência máxima possível de se instalar. Para maximizar a eficiência de um parque solar, é essencial minimizar os efeitos de sombreamento dos painéis. Assim, para além da área que os equipamentos ocupam, é necessário considerar um espaçamento adicional entre os equipamentos. Apesar das variações que a orografia do terreno pode provocar na área necessária, as boas práticas sugerem que, para um 1 MWp, são necessários 4 acres (1,62 hectare) [35] [36] [37]. Deste modo, o cenário mais agressivo de potência solar encontra-se limitado nos 3,7 MWp.

O capex para o fornecimento e montagem em Cabo Verde de um parque solar com as características apresentadas encontra-se na ordem dos 1,69 M€/MWp e os custos de operação (opex) anuais seriam de 0,7% do capital investido durante os 25 anos de vida útil<sup>20</sup>.

A potência solar otimizada a instalar vai-se determinar através da ferramenta criada, onde se vai analisar em períodos de 10 minutos, o mix de geração e consumo em que a potência solar a instalar irá variar em intervalos de 50 kWp. Adicionalmente para o cálculo do LCOE vai-se considerar a degradação dos painéis solares que se traduz numa redução da produção de 1,5% no primeiro ano e de 0,7% nos anos seguintes

## 4.4 Armazenamento

No capítulo 2.4 realizou-se uma análise das principais soluções de armazenamento de energia, onde se identificou que um sistema de baterias NaS apresentaria as características mais indicadas para armazenar o excedente de energia produzido pelas fontes renováveis. Esta tecnologia destaca-se pela sua elevada maturidade e atualmente os direitos de comercialização pertencem à empresa NGK Insulators. A simplicidade de instalação e a reduzida necessidade de manutenção são outros pontos fortes do sistema selecionado. Este é constituído por módulos de baterias NaS, facilmente removidos ou adicionados para aumentar a capacidade, por um sistema próprio para monitorizar e otimizar a utilização dos módulos das baterias e por inversores AC/CC e CC/AC. Na Figura 4.7 apresenta-se o esquema ilustrativo.

---

<sup>20</sup> Valores estimados em “*benchmarks*” internacionais fornecidos pela Gesto Energia

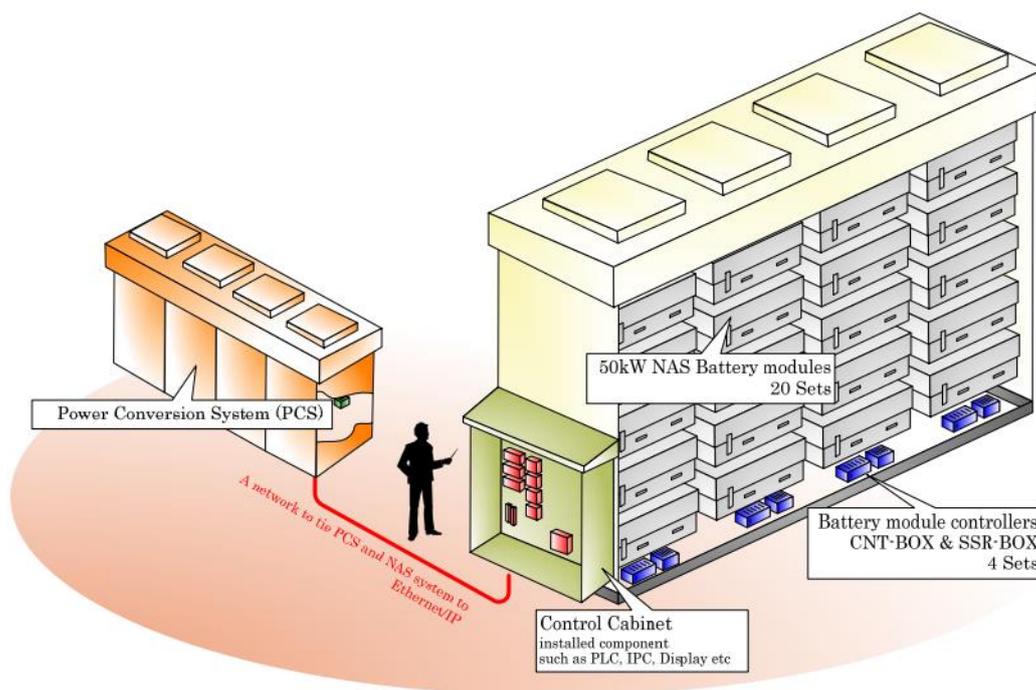


Figura 4.7 – Solução de armazenamento Nas [38].

Os pressupostos considerados na ferramenta para a modelação do sistema de armazenamento resultaram da interação com a NKG. Assim, o sistema base possui a capacidade para armazenar 8,5MWh e uma potência de 1,2 MW. Como se trata de uma solução modular, facilmente pode-se aumentar estes parâmetros. A eficiência global associada ao processo de armazenamento para posteriormente fornecimento de energia à rede situa-se nos 75% e a taxa auto descarga para a energia armazenada é nula. A vida útil estimada para este sistema é de 15 anos ou, para cenários de utilização mais intensa, este período pode vir a ser menor e ficar limitado a 4500 ciclos de cargas e descargas.

O capex para o fornecimento em Cabo Verde desta solução encontra-se na ordem dos 3,5 k€/kW e anualmente os custos de operação (opex) seriam na ordem de 100 €/kW [38].

## 4.5 Sistema de Controlo/Despacho

A função do sistema de controlo consiste em monitorizar instantaneamente a evolução do sistema de energia elétrica (SEE) e atuar de forma a assegurar a segurança e estabilidade do fornecimento de energia. O sistema é constituído por uma rede de sensores que recolhem dados do estado de geração dos parques, do armazenamento e da rede de distribuição, que são posteriormente analisados. Deste modo, ao detetar-se uma perturbação no sistema, será apresentada a informação detalhada sobre a ocorrência e as medidas a tomar para a mitigar.

As decisões aplicadas sobre o SEE têm por base o estado atual do sistema, assim como a probabilidade dos estados futuros como, por exemplo, a previsão das condições atmosféricas, da

energia armazenada e do diagrama de carga. Será assim possível ter o planeamento antecipado e otimizar a produção de forma automática.

O sistema de controlo não será afetado pelos resultados da otimização da potência de geração e da capacidade de armazenamento, porque, independentemente do cenário, é recomendável a introdução deste sistema para auxiliar e automatizar as operações de despacho. O seu custo entra para o capex da solução, sendo expectável que a sua implementação no cenário em estudo acende a 1,5M€<sup>21</sup>.

## 4.6 Apresentação e Análise dos Resultados

O principal indicador para comparar diferentes tipos de tecnologias de produção de energia elétrica é o custo da geração durante o seu tempo de vida, normalmente conhecido por custo nivelado de energia (LCOE). O LCOE permite avaliar a viabilidade económico-financeira dos projetos de geração de energia elétrica, uma vez que relaciona todos os custos do sistema com a energia que é gerada durante a vida útil do projeto. Este indicador representa o custo a aplicar por kWh para assegurar todas as despesas (operacionais e de investimento) e garantir os lucros pretendidos pelos investidores. A sua representação matemática é dada pela equação (56), [39].

$$LCOE = \frac{\text{Custos ao longo da vida útil}}{\text{Energia gerada ao longo da vida útil}} = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (56)$$

Em que:

- $t$  – Tempo em anos;
- $n$  – Tempo de vida do sistema;
- $r$  – WACC, taxa de retorno;
- $I_t$  – Investimento total (CAPEX);
- $M_t$  – Custo de operação e manutenção (OPEX);
- $E_t$  – Estimativa da energia elétrica produzida.

Para as diferentes combinações avaliadas, em que se varia a potência instalada de cada uma das tecnologias, são determinados os custos de investimento, de operação e de manutenção como também a energia que é consumida pelo SEE. Uma vez que os custos de investimento, de operação e de manutenção para cada tipo de tecnologia são apresentados em função dos kW, o seu cálculo é direto. Por outro lado, a energia elétrica considerada para o cálculo do LCOE corresponde apenas à que é consumida pelo sistema, sendo que para cada intervalo de 10 minutos é realizado o balanço entre a energia disponível e as necessidades energéticas do sistema. Tendo em consideração que as

---

<sup>21</sup> Valores estimados em “benchmarks” internacionais fornecidos pela Gesto Energia

tecnologias consideradas para a geração de energia elétrica não são despacháveis, uma vez que dependem das condições climáticas, esta abordagem permite penalizar a tecnologia que apresenta um maior desvio entre a geração e o consumo, e assim balizar o seu custo de implementação com a energia que é realmente aproveitada pelo sistema. Na Figura 4.8 apresentam-se os diferentes estados que podem ocorrer em cada avaliação entre a energia produzida e as necessidades do consumo.

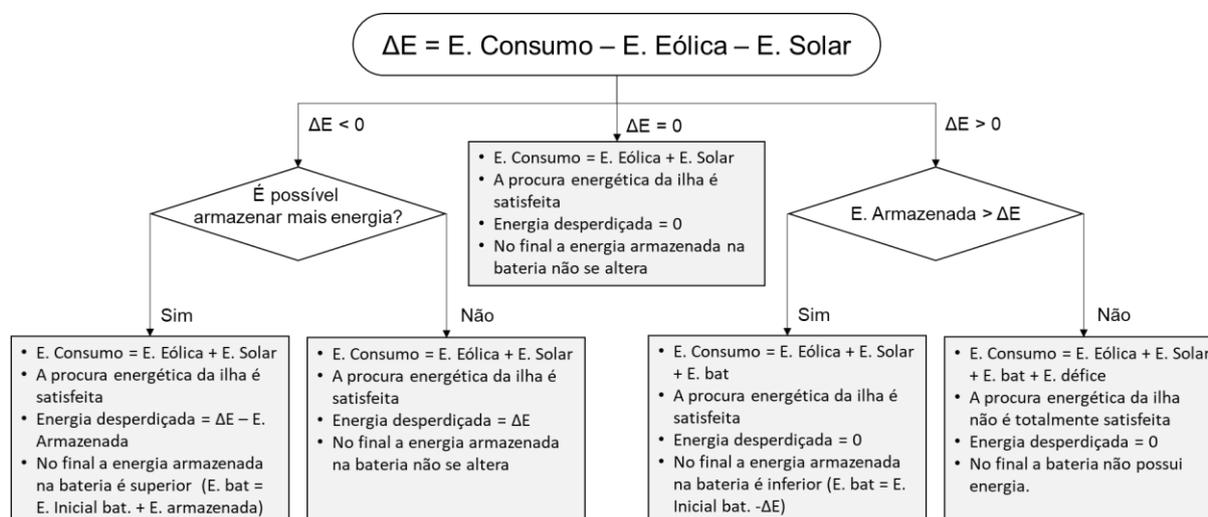


Figura 4.8 – Metodologia para determinar a energia real fornecida ao sistema.

Assim a estimativa da energia elétrica anual ( $E_t$ ) obtém-se do somatório da energia que satisfaz o consumo para cada intervalo.

A conjugação ótima de potência a instalar para cada tipo de tecnologia irá corresponder à solução com o valor mínimo e LCOE. Atendendo ao histórico económico dos últimos anos em Cabo Verde, a taxa de inflação deve ser tida em conta. Embora este indicador não influencie a combinação ótima da potência a instalar para cada tipo de tecnologia, a sua existência irá provocar uma redução do valor do LCOE.

Na Tabela 4.1 apresenta-se a evolução da taxa da inflação para os últimos anos em Cabo Verde. O cenário apontado na tabela mostra que nos últimos 3 anos a taxa de inflação tem-se vindo a agravar-se e, as previsões económicas para o ano de 2020, indicam que a taxa de inflação para esse ano seja de 2% [40] [41].

Tabela 4.1 – Evolução da Taxa de Inflação em Cabo Verde [42].

Ano	Taxa de Inflação Nacional	Ano	Taxa de Inflação Nacional
2007	4,5	2013	1,5
2008	6,8	2014	-0,2
2009	1,0	2015	0,1
2010	2,1	2016	-1,4
2011	4,5	2017	0,8
2012	2,5	2018	1,3

Perante estas premissas, na Figura 4.9 apresentam-se os resultados da potência solar, eólica e de armazenamento que garantem o valor de LCOE mais reduzido para as diferentes taxas de penetração renovável, em que se consideram dois cenários: um com uma inflação igual a 0% e outro com a inflação igual a 2%.

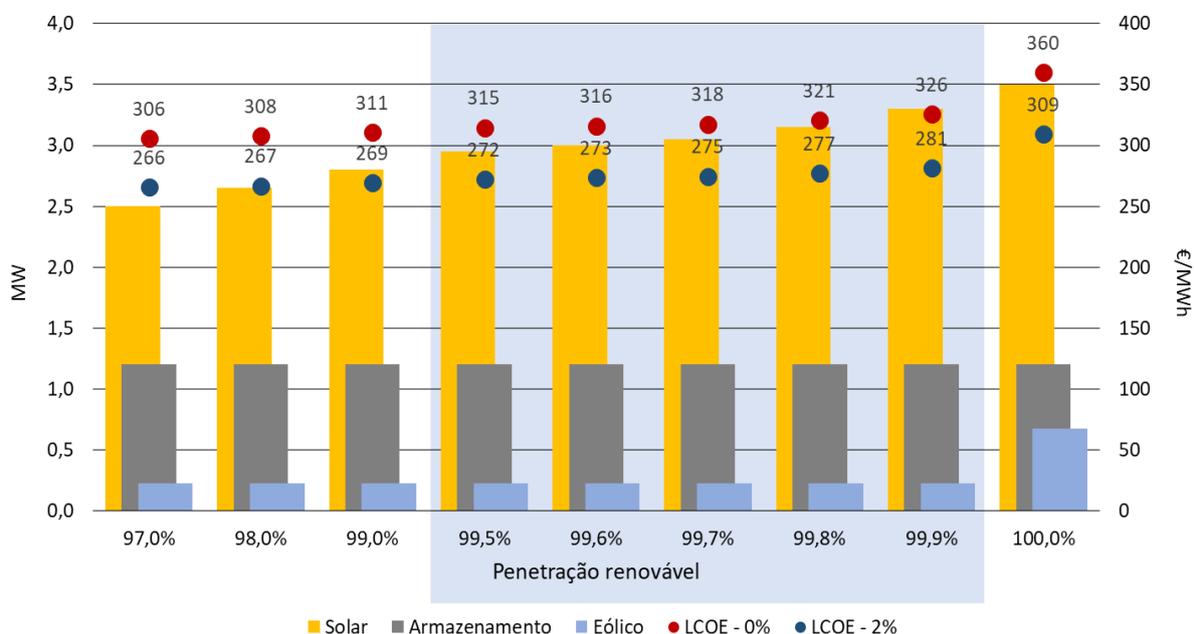


Figura 4.9 – Combinação otimizada para diferentes taxas de serviço.

A conjugação da informação da Figura 4.9 e da Figura 4.10 permitem tirar várias conclusões, nomeadamente:

- Os valores menores de LCOE verificam-se para o cenário em que se considera a existência de inflação. No entanto, estes valores ainda são considerados elevados uma vez que são superiores aos valores da tarifa praticada pela Electra.
- À medida que se aumenta a penetração de energia renovável é mais vantajoso apostar na geração de energia elétrica, embora com maior desperdício, do que reforçar a capacidade de armazenamento.
- Dentro das tecnologias de geração renovável é preferível apostar na tecnologia solar fotovoltaica do que na tecnologia eólica, uma vez que a tecnologia solar fotovoltaica possui uma maior previsibilidade diária. Assim o aumento da penetração da energia renovável é acompanhado por um reforço da potência solar instalada.
- O desperdício de energia aumenta com o aumento da taxa de penetração de geração renovável (Figura 4.10) de uma forma mais ou menos gradual até aos 99,9%. O caso extremo de energia renovável (100%), leva a um aumento brusco de energia desperdiçada (quase o dobro do valor do cenário de 99,9%).

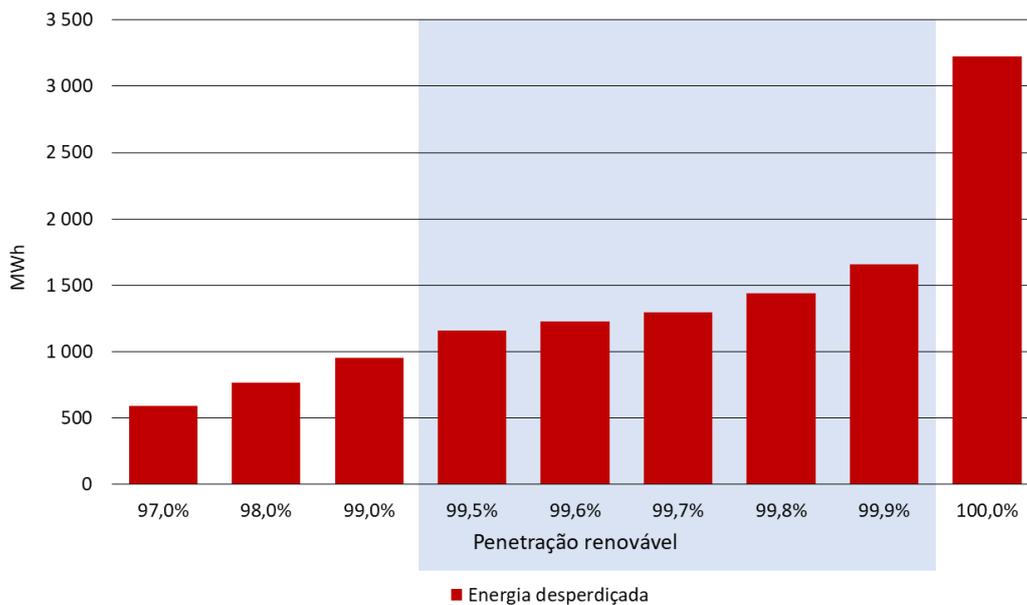


Figura 4.10 – Evolução da energia desperdiçada com o aumento da taxa de serviço

Esta situação resulta do elevado capex do sistema de armazenamento, o que indiretamente faz com que a tecnologia eólica seja prejudicada devido à sua grande sazonalidade mensal. Assim o aumento da taxa de serviço é complementada com o reforço da potência solar.

O sobredimensionamento na geração de energia leva a que para a taxa de serviço de 100% seja produzido o dobro da energia elétrica. Mas se se admitir uma indisponibilidade anual de 0,1%, esse excesso passa para metade. Apesar da energia desperdiçada não estar a ser contabilizada para o cálculo do LCOE, pode-se antever que poderá ter um impacto significativo caso seja considerada para compensar a degradação anual dos painéis solares, e, neste cenário, o custo nivelado da produção de energia elétrica tenderia a diminuir.

Considerando a taxa de serviço de 99,9%, um valor razoável para o sistema elétrico da Brava, estar-se-ia a melhorar a fiabilidade do sistema produtor convencional, uma vez que durante a campanha de medições, este apresentou uma indisponibilidade de 1%. Anualmente esta redução significa passar de 88 horas de “blackouts” para apenas 9 horas.

Ao se analisar em detalhe o cenário com a taxa de serviço 99,9% verifica-se que durante cerca 4170 horas a geração renovável é superior ao consumo da ilha, sendo necessário complementar a geração com o sistema de armazenamento durante as restantes 4590. A energia fornecida pelo sistema de armazenamento representa cerca de 50% do consumo total da ilha. Significa que as baterias realizem cerca de 188 ciclos por ano, o que sugere que a vida útil do sistema de armazenamento seja superior à estipulada para o projeto. Esta situação conduz a um valor residual do sistema de armazenamento não nulo, beneficiando assim o valor estimado para o LCOE.

Na Figura 4.11 apresenta-se o comportamento do sistema durante uma semana, onde é possível analisar o contributo de cada tecnologia para assegurar a continuidade do serviço.

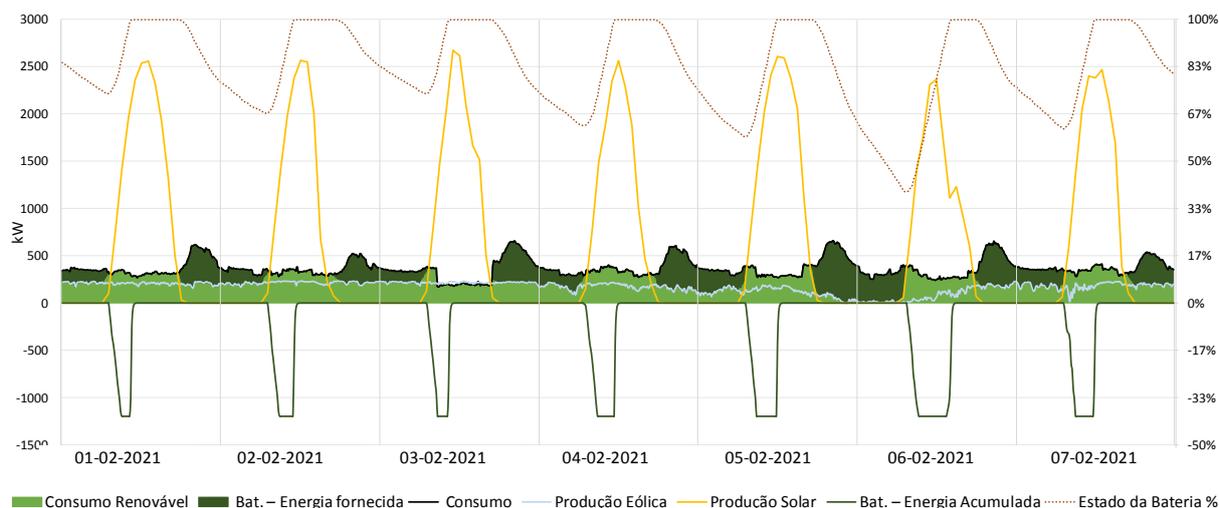


Figura 4.11 – Evolução do sistema para o cenário de penetração renovável de 99,9%.

A semana representada na Figura 4.11 corresponde ao mês com maior potencial eólico, em que nos primeiros dias a produção eólica está muito próximo do seu valor nominal. No cenário de elevada produção eólica, a utilização do sistema de armazenamento é reduzida, como se observa através da variação do estado da bateria, que apresenta uma profundidade de descarga na ordem dos 30%. No entanto, este recurso é muito sazonal e, como se observa entre o dia 5 e 6, a quebra na geração eólica promove uma utilização intensiva do sistema de armazenamento, antevendo neste período uma profundidade de descarga superior ao dobro dos dias anteriores. A existência de longos períodos de reduzido potencial eólico (demonstrado no subcapítulo 4.2) faz com que a geração solar seja a responsável por assegurar a continuidade do serviço. Os valores elevados que esta atinge durante o dia têm o objetivo de armazenar energia elétrica suficiente as alturas de défice de energia.

A implementação deste projeto vai permitir reduzir o consumo anual em 862 mil litros<sup>22</sup> de *diesel* e, assim, evitar a emissão anual de 2160 toneladas<sup>23</sup> de CO<sub>2</sub>

<sup>22</sup> O cálculo estimado para o consumo de litros de gasóleo resulta da relação entre a energia consumida de origem renovável com a média do consumo específico dos geradores da Central do Favetal (apresentado no subcapítulo 2.2.2). O consumo médio dos 3 geradores é de 222,7 kg/MWh e considerando a densidade média do gasóleo 0,83 kg/Litro [42].

<sup>23</sup> O cálculo estimado para a emissão anual de CO<sub>2</sub> resulta da relação entre a energia consumida de origem renovável com a emissão média de CO<sub>2</sub> de centrais a gasóleo. O fator de emissão de CO<sub>2</sub> determinou-se através da média da emissão dos últimos anos das centrais a gasóleo de Portugal (Região Autónoma da Madeira e Região Autónoma dos Açores) [43].

# Capítulo 5

## Conclusões

Neste capítulo apresentam-se as principais conclusões sobre o trabalho desenvolvido, como também, algumas recomendações e sugestões para potenciais trabalhos futuros.

A energia elétrica é essencial para o desenvolvimento socioeconómico de um país, tendo, o paradigma da geração de energia elétrica nos últimos anos registado grandes alterações estruturais. O desenvolvimento de tecnologias que permitem aproveitar os recursos renováveis para gerar e armazenar a energia elétrica tem proporcionado a substituição das tecnologias de geração convencional, permitindo obter sistemas elétricos estáveis e economicamente mais sustentáveis. A introdução das novas tecnologias de geração em regiões insulares possibilita reduzir a sua dependência energética externa, uma vez que, o parque electroprodutor destes sistemas é pouco eficiente e assenta em combustíveis fósseis que têm de ser importados. Esta situação verifica-se no Arquipélago de Cabo Verde que, no entanto, possuiu um elevado potencial em recursos renováveis. O atual plano energético de Cabo Verde pretende desenvolver vários projetos renováveis que possibilitem reduzir o consumo de combustível fóssil, a emissão de gases de estufa e minimizar os custos de geração de energia elétrica.

Foi nessa base que o presente trabalho foi desenvolvido, tendo como objetivo analisar o potencial dos recursos renováveis (solar e eólico) da ilha da Brava e avaliar a capacidade de combinar estas tecnologias renováveis com um sistema de armazenamento para satisfazer as necessidades do consumo.

## 5.1 Objetivos Alcançados

A Brava é a ilha habitada mais pequena do arquipélago de Cabo Verde com uma taxa de eletrificação de 100%. As necessidades energéticas da ilha são maioritariamente domésticas, como se demonstra pela reduzida variação diária entre os diagramas de carga e por a *ponta* do consumo diário ser ao final do dia. A ausência de novos projetos relevantes leva a concluir que o perfil do diagrama diário da ilha não sofrerá alterações nos próximos anos. Assim considerou-se a TCMA estimada para calcular o consumo para o ano 2020.

O sistema electroprodutor da ilha é formado por uma única central térmica, em que os custos de geração de energia elétrica são elevados e estão indexados à variação do custo do gásóleo.

A análise aos recursos renováveis revelou a elevada sazonalidade mensal do potencial de geração eólico e, por outro lado, apesar do potencial solar ser inferior, a variação diária da disponibilidade deste recurso mostra-se reduzida.

Para a seleção do sistema de armazenamento foi dada prioridade às tecnologias com elevada potência e com grande capacidade para armazenar energia durante longos períodos, tendo-se também avaliado as condições para a sua implementação. Deste modo, as baterias revelaram-se como a tecnologia mais adequada à realidade da ilha.

Durante a avaliação da potência a instalar para cada tecnologia, constatou-se que devido ao elevado CAPEX do sistema de armazenamento era preferível optar-se por um sobredimensionamento da geração em vez de se aumentar a capacidade de armazenamento. Esta situação leva a que a tecnologia eólica fique prejudicada e seja dada preferência à regularidade diária da geração solar. Foi a regularidade diária da geração que foi decisiva para a opção da geração solar face à tecnologia eólica.

## 5.2 Desenvolvimentos Futuros

Para alguns dos temas abordados neste trabalho seria interessante aprofundar e complementar a sua análise. Assim, seria recomendável prolongar as medições do consumo e dos recursos renováveis durante mais tempo. Esta abordagem permitiria otimizar a caracterização do consumo e do potencial renovável, uma vez que permitiria eliminar situações anómalas e de carácter pontual. Seria interessante realizar estudos para avaliar a estabilidade da rede de distribuição para os diferentes cenários de potência renovável e de armazenamento, assim como simular esses cenários em situações extremas. Compreender o funcionamento do sistema a estas perturbações é essencial para se planearem medidas que permitam garantir a continuidade e estabilidade do fornecimento de energia elétrica. Avaliar o impacto de se manter a central térmica para situações de “*backup*” ou avaliar a viabilidade em se remodelar a central térmica para operar à base de combustíveis alternativos aos fósseis (biomassa, bagaço de cana de açúcar,...), seria eventualmente interessante para a economia da ilha, por potencializar o desenvolvimento de atividades complementares à da geração de energia elétrica.

# Referências

- [1] The World Bank, “Electric power consumption (kWh per capita),” [Online]. Available: <http://data.worldbank.org/indicator/EG.USE.ELEC.KH.PC/countries?display=default>. [Acedido em 2017].
- [2] International Energy Agency, [Online]. Available: <http://www.iea.org/>. [Acedido em 2019].
- [3] Gesto Energia. S.A., Cabo Verde 50% Renovável, Um caminho até 2020, Gráfica Maiadouro, 2011.
- [4] “MacroTrends,” 2014. [Online]. Available: <http://www.macrotrends.net/1369/crude-oil-price-history-chart>. [Acedido em 2016].
- [5] U.S. Energy Information Administration, “Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation, Resources in the Annual Energy Outlook 2019,” 2019.
- [6] Warsono, D. Univ. of Abertay, D. King e C. Ozveren, “Economic Load Dispatch for a power system with renewable energy using Direct Search Method,” *Universities Power Engineering Conference, 2007. UPEC 2007. 42nd International, 2007*.
- [7] C. M. Clavijo, “El Hierro, 100% Renewable Energy,” EU Sustainable Energy Week 2014, Junho 2014. [Online]. Available: [http://www.eusew.eu/component/see\\_projectview/?view=see\\_projectdetail&projectid=9005&catid=6&pageNum=0&index=1](http://www.eusew.eu/component/see_projectview/?view=see_projectdetail&projectid=9005&catid=6&pageNum=0&index=1). [Acedido em Setembro 2014].
- [8] Project Reported by EH; PPC Renewables, “Hybrid Energy Project,” ENERGY WISDOM PROGRAMME – 2010-2011 Edition.
- [9] T. Estrup, “Horizon 2020 Energy -First cal Infoday & Brokerage Event,” Dezembro 2013. [Online]. Available: <http://www.b2match.eu/energycall2014/pages/home>. [Acedido em Setembro 2014].
- [10] INESC TEC Tecnologia e Ciência, “Açores querem reduzir em 50% consumo de GPL,” 15 Setembro 2011. [Online]. Available: <http://www.inesctec.pt/cpes/noticias-eventos/nos-na-imprensa/acoes-querem-reduzir-em-50-consumo-de-gpl/>. [Acedido em Novembro 2014].

- [11] Askja Energy, "Askja Energy, The Independent Icelandic Energy Portal," [Online]. Available: <http://askjaenergy.org/iceland-introduction/iceland-energy-sector/>. [Acedido em Setembro 2014].
- [12] Gesto Energia, "Plano Energético Renovável Cabo verde, Estudo da evolução da procura," Algés, 2011.
- [13] J. F. d. Jesus, "Produção e Consumo de Energia Eléctrica," Lisboa, 2013.
- [14] Agência de Regulação Económica, "Agência de Regulação Económica," Agosto 2014. [Online]. Available: [http://www.are.cv/images/stories/combustiveis/historico\\_081014.pdf](http://www.are.cv/images/stories/combustiveis/historico_081014.pdf). [Acedido em Outubro 2014].
- [15] A. F. F. Godinho, "Geração de séries de vento sintéticas para aplicações eólicas offshore," Lisboa, 2013.
- [16] "[https://www.google.pt/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=5&cad=rja&uact=8&ved=0ahUKEwikxMGr8NbKAhVFWxoKHQ7hClgQFghAMAQ&url=http%3A%2F%2Fwww.ing.unlp.edu.ar%2Fcatredras%2FM0643%2Fdescargar.php%3Fdoc%3D314\\_Capitulo%25202.pdf&usg=AFQjCNFOIAxgfhW7jnmMq8m3G](https://www.google.pt/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=5&cad=rja&uact=8&ved=0ahUKEwikxMGr8NbKAhVFWxoKHQ7hClgQFghAMAQ&url=http%3A%2F%2Fwww.ing.unlp.edu.ar%2Fcatredras%2FM0643%2Fdescargar.php%3Fdoc%3D314_Capitulo%25202.pdf&usg=AFQjCNFOIAxgfhW7jnmMq8m3G)," [Online]. [Acedido em 12 2015].
- [17] R. Castro, Uma Introdução às Energias Renováveis: Eólica, Fotovoltaica e Mini-hídricas, Lisboa: IST PRESS, 2011.
- [18] A. A. Araújo, "Análise da Fiabilidade de um Parque Eólico," Porto, 2008.
- [19] NRG , "Renewable NRG Systems," [Online]. Available: <https://www.renewablenrgsystems.com/>. [Acedido em Novembro 2015].
- [20] "SoDa (Solar radiation data)," MINES ParisTech and Transvalor Dpt SoDa, 12 2016. [Online]. Available: <http://www.soda-pro.com/>.
- [21] L. A. C. Lopes e F. Katiraei, "PV Hybrid Mini-Grids: Applicable Control Methods for Various Situations," 2012.
- [22] H. Sanches, "Optimização do Despacho e Reserva," Lisboa, 2012.
- [23] PowerWeb, "Forecast International's Energy Portal," Abril 2019. [Online]. Available: <http://www.fi-powerweb.com/Renewable-Energy.html>. [Acedido em 2019].
- [24] S. K. Kurinec, Emerging Photovoltaic Materials-Silicon & Beyond, Wiley.

- [25] P. Wurfel, *Physics of Solar Cells: From Basic Principles to Advanced Concepts*.
- [26] M. V. Anne Labouret, *Solar Photovoltaic Energy*, The Institution of Engineering and Technology.
- [27] IRENA, International Renewable Energy Agency, "Renewable Power Generation Costs in 2018," 2019.
- [28] SMA Solar Technology, "PV Grid Integration," 2012.
- [29] AECOM Australia Pty Ltd, "Energy Storage Study - A storage market review and recommendations for funding and knowledge sharing priorities," Australia , 2015.
- [30] IRENA, "Electricity Storage And Renewables: Cost and Markets to 2030," Abu Dhabi, 2017.
- [31] European Commission, "Commission Staff Working Document: Energy Storage - The Role of Electricity," Brussels, 2017.
- [32] A. T. d. Almeida, "Hidrogénio e Células de Combustível," em *SP Física*, Coimbra.
- [33] Energy Storage Association, "Energy Storage," [Online]. Available: <http://energystorage.org/energy-storage>. [Acedido em Fevereiro 2015].
- [34] D. F. G. Anya Castillo, "Grid-scale energy storage applications in renewable energy integration:," *Elsevier*, nº Energy Conversion and Management, pp. 885-894, 2014.
- [35] YSG Solar, "Thinking of Leasing your Land? Consider a Solar Farm," 12 Junho 2018. [Online]. Available: <https://www.ygsolar.com/blog/thinking-leasing-your-land-consider-solar-farm>. [Acedido em Agosto 2019].
- [36] LANDMARK DIVIDEND, "Solar Farm Land Lease Rates," [Online]. Available: <https://www.landmarkdividend.com/solar-farm-land-lease-rates-2/>. [Acedido em Agosto 2019].
- [37] Green Coast, "Solar Farm Land Requirements: How Much Land Do You Need?," 19 Junho 2019. [Online]. Available: <https://greencoast.org/solar-farm-land-requirements/>. [Acedido em Agosto 2019].
- [38] NGK Insulators, "NAS Sodium sulfur battery – Energy Storage System," [Online]. Available: <https://www.ngk.co.jp/nas/>. [Acedido em 10 2014].
- [39] A. J. P. R. Manuel Pereira, "O valor e o custo da electricidade produzida por sistemas Solares (Fotovoltaicos)," 2016.

- [40] Trading Economics, “CABO VERDE - PREVISÃO - INDICADORES ECONÔMICOS,” [Online]. Available: [pt.tradingeconomics.com/cape-verde/forecast](http://pt.tradingeconomics.com/cape-verde/forecast). [Acedido em 9 2019].
- [41] Novo Banco, “Cabo Verde,” 2018.
- [42] Instituto Nacional de Estatística, “TAXA DE INFLAÇÃO NACIONAL, 1990 A 2018,” 4 Fevereiro 2019. [Online]. Available: <http://ine.cv/quadros/taxa-de-inflacao-nacional-1990-a-2015/>. [Acedido em Setembro 2019].
- [43] Enapor Portos de Cabo Verde, “Porto Furna,” [Online]. Available: [http://www.enaor.cv/portal/v10/PT/asp/ports/index.aspx?id\\_linha=610&ms=1-7-28](http://www.enaor.cv/portal/v10/PT/asp/ports/index.aspx?id_linha=610&ms=1-7-28). [Acedido em Outubro 2014].
- [44] OECD, “About the OECD,” [Online]. Available: <http://www.oecd.org/>. [Acedido em Dezembro 2015].
- [45] Repsol, “FICHA DE DADOS DE SEGURANÇA – Gasóleo,” Lisboa, 2016.
- [46] ERSE, “ERSE – Factores de emissão de CO<sub>2</sub>,” [Online]. Available: [www.erse.pt/pt/desempenhoambiental/rotulagemenergetica/informacaodesuporte/Documents/info\\_suporte\\_anual.xls](http://www.erse.pt/pt/desempenhoambiental/rotulagemenergetica/informacaodesuporte/Documents/info_suporte_anual.xls). [Acedido em 09 2019].